



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de factibilidad para el diseño de una estación de
carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía
solar fotovoltaica en Piura**

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Daniel Jair Espinoza Meza

Asesor:
Dr. Ing. Mario Daniel Marcelo Aldana

Piura, diciembre del 2021



A Dios y la Virgen, que siempre cuidan a mi familia.
A mis padres, Arnaldo y Milagros, por su guía y apoyo incondicional.
A mis hermanos, Andrés y Lyanné,
A mis abuelos Carlos y Yolanda,
por las innumerables historias compartidas, y por las que vendrán.
A mis demás familiares y amigos.





Resumen

En el trabajo de tesis se presenta el diseño de un sistema para una estación de carga de medios de transporte eléctricos. Este tiene como finalidad cargar las baterías de los vehículos eléctricos sin consumir energía eléctrica generada por centrales de Recursos Energéticos No Renovables dentro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En la tesis se considera que la estación de carga se encontrará instalada en la zona del estacionamiento N.º 02 de la Universidad de Piura. Se inicia con la historia y fundamentos básicos de los paneles solares y de los sistemas fotovoltaicos actuales, continuando por la historia de los vehículos eléctricos, normativa peruana e impacto en el mundo. De esta manera el lector entiende la transformación y el horizonte al cual se apunta, tanto por el país como por el mundo. En el cuerpo de la tesis se exponen los pasos seguidos para el diseño del sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta los componentes principales, sus características y precios. Además, se presenta el análisis de factibilidad, recuperación económica e impacto ambiental.

Se inició el proyecto investigando y reuniendo la información más relevante acerca de los sistemas fotovoltaicos y los medios de transporte eléctrico, tanto en el mundo como en el Perú. Se establecieron 2 casos de estudio y analíticamente se dimensionó los componentes principales de la estación de carga tales como paneles solares, inversores, reguladores, baterías, conductores, sistema de protección y medición. Esto dio paso al análisis de sostenibilidad, tiempo de recuperación de la inversión inicial, la cantidad de CO₂ que se dejaría de emitir y el impacto en la sociedad y en especial en los usuarios de este tipo de tecnología. El desarrollo 3D en PVSOL premium para verificar y comparar los resultados analíticos con los obtenidos en el programa.

Dentro de los resultados tenemos los datos recopilados se agrupan en dos tipos: los obtenidos analíticamente y los mostrados en PVSOL premium. Los resultados más relevantes fueron: la comparación entre la cantidad de energía generada estimada analíticamente y en PVSOL para ambos casos, con una diferencia de 5,970.6 kWh/año para el caso 1 y 4,453 kWh/año para el caso 2. Otro resultado resaltante fue la comparación entre los presupuestos iniciales para ambos casos, donde el uso de baterías de ion-litio fue el elemento diferencial, el cual incrementó la inversión en S/129,216. Asimismo, esto fue el principal motivo en el contraste sustancial de 7-8 años en el tiempo de recuperación económica entre ambos casos. Finalmente se destaca la reducción en la emisión de CO₂/año, con más de 3 toneladas de CO₂ /año para el caso 1 y más de 2 toneladas de CO₂ /año para el caso 2, todo esto en un periodo observado de 20 años.

De todo lo anterior se concluye: se lograron todos los objetivos establecidos: investigación de los sistemas fotovoltaicos y medios de transporte eléctrico, diseño y dimensionamiento de la estación de carga, análisis de sostenibilidad, impacto económico, social y ambiental y el desarrollo 3D en PVSOL premium todo esto teniendo en cuenta 2 casos.



Tabla de contenido

Introducción	17
Capítulo 1	19
Aspectos generales sobre sistemas solares fotovoltaicos	19
1.1 Antecedentes.....	19
1.1.1Historia.....	19
1.2 Desarrollo de la energía solar en el Perú	20
1.3 Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	21
1.3.1Telecomunicaciones	21
1.3.2Electrificación en localidades aisladas.....	21
1.3.3Aplicaciones en la agricultura.....	22
1.3.4Iluminación y señalización pública	22
1.4 Sistemas fotovoltaicos	23
1.4.1Definición	23
1.4.2Componentes principales	23
1.4.3Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	26
Capítulo 2	27
Transporte eléctrico	27
2.1 Antecedentes.....	27
2.1.1Historia.....	27
2.2 Vehículos eléctricos en el mundo	28
2.2.1Alemania	28
2.2.2Estados Unidos	28
2.2.3China	28
2.3 Tipos de transporte eléctrico	29
2.3.1Coches eléctricos	29
2.3.2Motos eléctricas	31
2.3.3Bicicletas eléctricas	31
2.3.4Patinetes eléctricos	32

2.4	Ventajas e inconvenientes	33
2.4.1	<i>Beneficios</i>	33
2.4.2	<i>Puntos de mejora</i>	34
2.5	Marco normativo en Perú.....	35
Capítulo 3.....		37
Diseño y dimensionamiento de una estación de carga para vehículos eléctricos		37
3.1	Ubicación	37
3.2	Objetivos.....	40
3.3	Irradiación en Piura.....	40
3.4	Condiciones ambientales en Piura	43
3.4.1	<i>Altitud</i>	43
3.4.2	<i>Humedad relativa</i>	44
3.4.3	<i>Temperatura</i>	44
3.4.4	<i>Velocidad del viento</i>	45
3.5	<i>Ángulo óptimo de inclinación (β)</i>	46
3.5.1	<i>Irradiación global promedio con ángulo óptimo de inclinación ($I_{gm}(\beta)$)</i>	46
3.6	Consumo diario promedio	47
3.7	Potencia generada (P_{mg})	50
3.8	Cantidad de módulos.....	51
3.9	Dimensionamiento del inversor.....	55
3.9.1	<i>Dimensionamiento del regulador</i>	55
3.10	Dimensionamiento de baterías.....	59
3.11	Dimensionamiento de conductores.....	61
3.12	Dimensionamiento de las protecciones eléctricas.....	65
3.13	Sistema de puesta a tierra.....	67
3.14	Selección del sistema de medición de potencia y energía	68
3.15	Medidas de seguridad.....	69
3.15.1	<i>Seguridad durante el almacenamiento</i>	69
3.15.2	<i>Seguridad durante el traslado de equipamiento</i>	70
3.15.3	<i>Seguridad durante la instalación</i>	70
3.15.4	<i>Mantenimiento</i>	71
Capítulo 4.....		73
Análisis de sostenibilidad		73
4.1	Presupuesto inicial del sistema.....	73
4.2	Tiempo de recuperación de la inversión.....	75

4.3	Impacto ambiental.....	77
4.4	Impacto social.....	79
4.4.1	<i>Impacto en los alumnos y profesores</i>	80
4.4.2	<i>Puestos de trabajo</i>	80
4.4.3	<i>Cambio cultural</i>	80
Capítulo 5	81
Análisis en 3D en PVSOL premium	81
5.1	Datos del proyecto.....	81
5.2	Tipo de instalación, clima y red.....	82
5.3	Consumo.....	84
5.4	Planificación 3D	87
5.4.1	<i>Visualización 3D</i>	87
5.5	Inversor de baterías y batería	95
5.6	Conductores.....	98
5.7	Planos y listado de piezas	99
5.8	Evaluación económica	101
5.9	Resultados.....	101
5.10	Informe del proyecto	102
5.11	Simulación caso 2.....	103
Conclusiones	111
Referencias bibliográficas	113
Apéndices.....		119
Apéndice 1.	Presentación para el cliente para el caso 1.....	121
Apéndice 2.	Documentación para el caso 1.....	135
Apéndice 3.	Presentación para el cliente para el caso 2.....	154
Apéndice 4.	Documentación para el caso 2.....	167
Anexos	185
Anexo A.	Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural	187
Anexo B.	Especificaciones técnica y ensayos de los componentes de los sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500Wp	213
Anexo C.	Norma técnica de edificación EM080 instalación con energía solar.....	257
Anexo D.	Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural.....	265
Anexo E.	Código nacional de electricidad utilización.....	300
Anexo F.	Cotización N°020-00496 TESGA Energy.....	301



Lista de tablas

Tabla 1. Información media de la playa de estacionamiento N.º 02 por año y por día .41	
Tabla 2. Estimaciones mensuales de irradiación global horizontal.....42	
Tabla 3. Irradiación global promedio por mes y por día.....42	
Tabla 4. Irradiación global promedio con ángulo de inclinación óptimo.....47	
Tabla 5. Evaluación del consumo diario 1, mensual y anual de energía (kWh)48	
Tabla 6. Evaluación del consumo diario, mensual y anual de energía (kWh)49	
Tabla 7. Evaluación del consumo del sistema eléctrico UDEP diario, mensual y anual de energía (kWh).....50	
Tabla 8. Módulos, características, cantidad y precio.....51	
Tabla 9. Energía generada 1 por el sistema fotovoltaico día, mes y año.....53	
Tabla 10. Energía generada 2 por el sistema fotovoltaico día, mes y año.....54	
Tabla 11. Modelos de inversores <i>Huawei</i> , características y precio caso 157	
Tabla 12. Modelos de inversores <i>Huawei</i> , características y precio caso 257	
Tabla 13. Máxima profundidad de descarga obligatoria59	
Tabla 14. Proveedores, características, cantidad de baterías y precio60	
Tabla 15. Secciones de conductores en mm ² y pérdidas por sector para el caso 1.....63	
Tabla 16. Secciones de conductores en mm ² y pérdidas por sector para el caso 2.....64	
Tabla 17. Presupuesto de inversión inicial caso 174	
Tabla 18. Presupuesto de inversión inicial caso 274	
Tabla 19. Previsión de precios de la tarifa BT5B residencial hasta el 2027.....75	
Tabla 20. Tiempo de recuperación 1 tomando la generación estimada anual 176	
Tabla 21. Tiempo de recuperación 2 tomando la generación estimada anual 276	
Tabla 22. Resultados y comparación con los factores de electricidad/calor de la IEA...77	
Tabla 23. Reducción 1 de CO ₂ anual con la degradación de paneles.....78	
Tabla 24. Reducción 2 de CO ₂ anual con la degradación de paneles.....79	



Lista de figuras

Figura 1. Paneles solares instalados en Isla de los Uros, Puno	21
Figura 2. Paneles solares flotantes en la Comunidad Chullpia, Puno	22
Figura 3. Luminarias LED alimentadas con paneles solares	22
Figura 4. Panel solar de <i>JA SOLAR</i>	23
Figura 5. Batería de <i>U-power</i>	24
Figura 6. Regulador de carga de <i>BAUER energy</i>	24
Figura 7. Inversor de <i>Must</i>	25
Figura 8. Medidor de red o vatímetro de <i>Carlo Gavazzi</i>	25
Figura 9. Camry Hybrid de la marca <i>Toyota</i>	29
Figura 10. <i>Mitsubishi Outlander</i> de la marca <i>Mitsubishi Motors</i>	30
Figura 11. <i>Model S</i> de la marca <i>Tesla</i>	30
Figura 12. <i>Zero SR/F</i> de la marca <i>Zero Motorcycles</i>	31
Figura 13. <i>Atoms Street Pro</i> de la marca <i>BH bikes</i>	32
Figura 14. <i>Mi electric scooter 1S</i> de la marca <i>Xiaomi</i>	32
Figura 15. Ubicación geográfica y límites del departamento de Piura	37
Figura 16. Playa de estacionamiento N.º 02 de la Universidad de Piura	38
Figura 17. Ranking global de potencial fotovoltaico de salida diario	39
Figura 18. Mapa con la distribución de la potencia fotovoltaica de salida por año	39
Figura 19. Irradiación global promedio en Perú desde 1999 – 2018 por día y año	41
Figura 20. Altitud del lugar de diseño en metros según Comisión europea	43
Figura 21. Altitud del lugar de diseño en metros según <i>Google earth</i>	44
Figura 22. Porcentaje de humedad relativa en el lugar de diseño durante el 2020	44
Figura 23. Temperaturas máximas en el lugar de diseño durante el 2020	45
Figura 24. Temperaturas mínimas en el lugar de diseño durante el 2020	45
Figura 25. Velocidades máximas de viento en el lugar de diseño durante el 2020	45

Figura 26. Especificaciones de los paneles solares JAM72S20-455/MR	52
Figura 27. Consumo 1 vs Generación 1 en kWh	53
Figura 28. Consumo 2 vs Generación 2 en kWh	54
Figura 29. Características del Inversor Huawei SUN2000L-5TKL	58
Figura 30. Especificaciones de la batería LG Chem RESU7H	60
Figura 31. Esquema general del ensamblaje caso 1	62
Figura 32. Esquema general del ensamblaje caso 2	62
Figura 33. Características del fusible <i>Bussmann</i> 15A.....	65
Figura 34. Características del interruptor <i>Schneider</i> 2x16A.....	66
Figura 35. Características del interruptor <i>Schneider</i> 2x20A.....	67
Figura 36. Características del EM112DIN <i>Carlo Gavazzi</i>	69
Figura 37. Datos del proyecto caso 1	81
Figura 38. Tipo de instalación, planificación y paso de tiempo del caso 1.....	82
Figura 39. Datos climáticos, ubicación y características del punto de diseño	82
Figura 40. Selección de datos climáticos	83
Figura 41. Generación de datos climáticos de acuerdo al punto de diseño	83
Figura 42. Red de corriente alterna.....	84
Figura 43. Perfiles para el consumo de energía.....	84
Figura 44. Ejemplos de perfiles a partir de valores medidos.....	85
Figura 45. Ejemplos de perfiles a partir de los perfiles de día	85
Figura 46. Ejemplos de consumidores individuales.....	86
Figura 47. Consumo de energía anual en kWh del caso 1	86
Figura 48. Planificación 3D del caso 1	87
Figura 49. Visualización 3D del caso 1	88
Figura 50. Movimiento y animación del sol durante el periodo escogido del caso 1	88
Figura 51. Elección de tipo de paneles solares del caso 1	89
Figura 52. Conexión de módulos del caso 1	90
Figura 53. Selección de inversores y conexión	90
Figura 54. Inversores disponibles.....	90
Figura 55. Elección de tipo de paneles solares del caso 1	91
Figura 56. Límites de conexión de los seguidores del caso 1.....	92
Figura 57. Límites de conexión del inversor del caso 1	93

Figura 58. Estado de conexión del inversor del caso 1	94
Figura 59. Conexión de los seguidores y paneles solares del caso 1	94
Figura 60. Plan de conductores para el caso 1	95
Figura 61. Selección de inversor de batería.....	96
Figura 62. Selección de la batería.....	97
Figura 63. Información del inversor de batería y de la batería.....	98
Figura 64. Información de conductores y pérdidas del sistema del caso 1.....	98
Figura 65. Símbolos del circuito	99
Figura 66. Esquema eléctrico del caso 1.....	100
Figura 67. Plano de acotación del caso 1.....	100
Figura 68. Plano de líneas del caso 1.....	100
Figura 69. Lista de piezas del caso 1.....	101
Figura 70. Evaluación económica del caso 1	101
Figura 71. Resultados del caso 1	102
Figura 72. Informe de presentación al cliente del caso 1	102
Figura 73. Documentación del caso 1.....	103
Figura 74. Datos del proyecto caso 2	103
Figura 75. Tipo de instalación, planificación y paso de tiempo del caso 2.....	104
Figura 76. Planificación 3D del caso 2	104
Figura 77. Visualización 3D del caso 2.....	105
Figura 78. Estado de conexión del inversor del caso 2.....	105
Figura 79. Límites de conexión del inversor del caso 2	106
Figura 80. Límites de conexión de los seguidores del caso 2.....	106
Figura 81. Información de conductores y pérdidas del sistema del caso 2.....	107
Figura 82. Esquema eléctrico del caso 2.....	107
Figura 83. Plano de acotación del caso 2.....	108
Figura 84. Plano de líneas del caso 2.....	108
Figura 85. Lista de piezas del caso 2.....	109
Figura 86. Evaluación económica del caso 2	109
Figura 87. Informe de presentación al cliente del caso 2	110
Figura 88. Documentación del caso 2.....	110



Introducción

En el Perú y el mundo se hace más importante la generación de energía eléctrica a través de medios renovables. Esto ha propiciado mayores esfuerzos por parte de los gobiernos y de las empresas en incrementar y mejorar el acceso e instalación de este tipo de tecnología. Dentro de dicho marco, esta tesis se ha desarrollado con el fin de analizar la sostenibilidad de instalar sistemas fotovoltaicos en la ciudad de Piura, los parámetros del lugar de diseño, los distintos proveedores y disponibilidad de tecnología y los impactos que trae impulsar esta tecnología en el territorio nacional. Todo esto se ha basado en las normas actualizadas por el gobierno peruano, en especial el Ministerio de Energía y Minas, los cuales se siguen desarrollando con el fin de generar mayor conciencia del uso de energía convencional en los procesos y los lineamientos para ofrecer sistemas fotovoltaicos de calidad, que puedan brindar energía eléctrica necesaria a los establecimientos y que tengan una larga duración con poco mantenimiento. Es por ello, que se establecieron dos tipos de sistemas con paneles solares para comparar los beneficios, inconvenientes y las diferencias de cada uno y de esta manera lograr identificar cual es el más pertinente para las condiciones pre establecidas.





Capítulo 1

Aspectos generales sobre sistemas solares fotovoltaicos

En este capítulo, se expone algunos acontecimientos históricos importantes, así como las principales características sobre los sistemas solares fotovoltaicos, los cuales permiten la conversión de la energía solar en energía eléctrica. En la presente tesis, se plantea la factibilidad del diseño, construcción, instalación y mantenimiento de una estación de carga para vehículos eléctricos en la Universidad de Piura.

1.1 Antecedentes

1.1.1 Historia

En 1839, el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, estaba trabajando con electrodos metálicos en una solución de electrolitos cuando notó que se producían pequeñas corrientes eléctricas cuando los metales estaban expuestos a la luz, pero no podía explicar el efecto. American Physical Society News (2009)

En 1883, Charles Fritts construyó la primera celda fotovoltaica de estado sólido al recubrir el semiconductor de selenio con una fina capa de oro para formar las uniones; el dispositivo solo tenía una eficiencia de alrededor del 1%. Sin embargo, ante el alto costo de los materiales y su poca eficiencia se desestimó como solución para la generación de energía eléctrica. American Physical Society News (2009)

En 1940 Russell Shoemaker Ohl, un investigador de semiconductores en *Bell Labs*. Había estado investigando algunas muestras de silicio, una de las cuales tenía una grieta en el medio, en esta muestra en particular, la corriente fluía a través de esta cuando se exponía a la luz. Esta grieta, que probablemente se había formado cuando se hizo la muestra, en realidad marcaba el límite entre las regiones que contienen diferentes niveles de impurezas, por lo que un lado fue cargado positivamente y el otro lado negativamente. Ohl había formado accidentalmente una unión p-n. Con el exceso de carga positiva y negativa acumulada en cada lado, se crea un campo eléctrico. Ohl patentó su celda solar, que tenía una eficiencia de aproximadamente un uno por ciento. American Physical Society News (2009)

En 1953, el ingeniero Daryl Chapin, trató de desarrollar una fuente de energía para sistemas telefónicos en lugares remotos y húmedos, donde las baterías de celda seca se degradaban demasiado rápido. Chapin probó con células solares de selenio, pero las encontró demasiado ineficaces. American Physical Society News (2009)

Mientras tanto, Calvin Fuller y Gerald Pearson, trabajaron en la introducción de impurezas para controlar las propiedades de los semiconductores. Pearson lo sumergió en litio, creando una unión p-n. Luego, se conectó un amperímetro a la pieza de silicio y lo iluminó. El amperímetro saltó significativamente, para su sorpresa. American Physical Society News (2009)

Luego, los tres trabajaron durante varios meses para mejorar las propiedades de sus celdas solares de silicio. El primer problema se encontró en la dificultad para hacer buenos contactos eléctricos con las celdas de silicio. El segundo problema fue que, a temperatura ambiente, el litio se trasladaba a través del silicio con el tiempo, alejando la unión p-n de la luz solar entrante. Para resolver ese problema, usaron arsénico y boro, lo que creó una unión p-n que se mantenía cerca de la superficie y hacer mejores contactos eléctricos. Después de realizar algunas otras mejoras en el diseño, unieron varias celdas solares para crear una "batería solar". American Physical Society News (2009)

Esos primeros paneles solares de silicio eran aproximadamente un seis por ciento eficientes al convertir la energía de la luz solar en electricidad, una gran mejora con respecto a cualquier célula solar anterior. Estos eran caros de producir y los primeros intentos de comercialización no fueron un éxito. Pero en unos pocos años, se usaron para alimentar satélites, y otras aplicaciones. American Physical Society News (2009)

1.2 Desarrollo de la energía solar en el Perú

En mayo del 2008, el Estado Peruano emitió el Decreto Legislativo 1002, en el cual se dictamina la promoción de inversiones a favor de la generación eléctrica basado en el uso de Recursos Energéticos Renovables, entre los cuales se encuentran: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, la biomasa y las pequeñas hidroeléctricas con una capacidad instalada de hasta 20MW. (Osinergmin, 2008)

En el año 2018, en Moquegua se inauguró la Central Solar Fotovoltaica Rubí, la más grande del Perú hasta el momento, con una potencia efectiva de 144.48 MW gracias a los quinientos mil paneles solares instalados. Ministerio de Energía y Minas (2018)

En el año 2019, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) publicó, mediante Resolución Ministerial Nº 250-2019 -DM, el proyecto del Decreto Supremo (DS) que declara de interés nacional y necesidad pública la promoción de vehículos eléctricos e híbridos, y facilita las condiciones para el desarrollo de la infraestructura para su abastecimiento de energía. El proyecto de DS busca promover el uso eficiente de los recursos energéticos y reducir el consumo de combustibles fósiles en el país, impulsando la movilidad eléctrica que se caracteriza por no realizar emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), que son la causa del cambio climático y de daños a la salud de las personas. Ministerio de Energía y Minas (2019)

Además, la empresa Ergon Perú S.A.C. instaló setenta y siete mil paneles fotovoltaicos gracias al Programa Masivo con Sistemas Fotovoltaicos, en beneficio de familias, centros educativos y el sistema de salud. Ministerio de Energía y Minas (2019)

En el año 2020, el Minem aprobó la concesión definitiva para la construcción de las centrales de generación eléctrica mediante paneles solares Pichu Pichu y Chachani, con una potencia instalada de 60 MW y 100 MW respectivamente, ambas en el departamento de Arequipa. Ministerio de Energía y Minas (2020)

Por último, de acuerdo a OSINERGMIN la energía solar ha tenido una participación en la producción de energía eléctrica dentro del SEIN de 1.6%, lo que equivale a 776.62 GWh, lo cual supone un incremento en la producción de energía del 237.28% con respecto al año 2015. Osinergmin (2020).

1.3 Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

1.3.1 Telecomunicaciones

Los paneles solares son mayormente empleados en el sector de telefonía, radio, televisión, control remoto, telemetría en zonas aisladas, puesto que el costo de realizar la electrificación en aquellas zonas es muy elevado.

1.3.2 Electrificación en localidades aisladas

Los sistemas fotovoltaicos han tomado cada vez mayor importancia en el sector rural debido a los bajos costos de instalación y mantenimiento, facilidad de uso y mayor rentabilidad.

Con ayuda de baterías se obtiene el suministro eléctrico durante la noche, aunque aún se limita la cantidad de dispositivos y el tiempo que pueden permanecer conectados debido a la capacidad limitada de las baterías. En la figura 1, se muestra un ejemplo de sistema fotovoltaico instalado en una localidad sin acceso a la red eléctrica Nacional.



Figura 1. Paneles solares instalados en Isla de los Uros, Puno

Fuente: <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/19215-instalan-mas-de-80-mil-paneles-solares-en-zonas-rurales-del-peru>

1.3.3 Aplicaciones en la agricultura

Mayormente usado para facilitar el riego de los campos. Se alimentan las bombas y con las mismas se impulsa el agua hacia las zonas de regadío. Asimismo, son utilizados para iluminación de centros de invernadero. En la figura 2, se tienen paneles solares encargados de la alimentación eléctrica de un motor para transportar agua a reservorios cercanos.



Figura 2. Paneles solares flotantes en la Comunidad Chullpia, Puno

Fuente: <https://news.un.org/es/story/2019/09/1462292>

1.3.4 Iluminación y señalización pública

Al encontrarse en la vía pública expuestos constantemente a los rayos solares, el bajo consumo energético y el uso de tecnología LED, las señales de tránsito, los faroles, semáforos, vallas publicitarias, paneles de temperatura y hora, entre otros, pueden ser alimentados con sistemas fotovoltaicos de pequeñas dimensiones y baterías y con sistemas automatizados para su control. En la figura 3, se encuentran varios tipos de luminarias LED con paneles solares.



Figura 3. Luminarias LED alimentadas con paneles solares

Fuente: <https://gestion.pe/economia/peru-ahorraria-us-600-millones-ano-tecnologia-led-alumbrado-publico-100402-noticia/>

1.4 Sistemas fotovoltaicos

1.4.1 Definición

Un sistema fotovoltaico está comprendido por la conexión de una cantidad finita de paneles solares, los cuales captan la energía proveniente de la luz del sol y junto a otros componentes tales como: reguladores, baterías, conductores, etc., convierten la misma, en energía eléctrica continua y se almacenan en bancos de baterías. Finalmente, con ayuda de un inversor se transforma en energía eléctrica alterna.

1.4.2 Componentes principales

A continuación, se detallan los componentes principales involucrados en el correcto funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico:

1.4.2.1 Paneles solares. Un panel solar está compuesto por una serie de células fotovoltaicas (usualmente formadas de silicio) distribuidas en un panel, el cual tiene una disposición rectangular. Además, están protegidos por un vidrio no reflectivo, el cual disminuye las posibilidades de daño y ralentiza el deterioro de las células, sin interponerse en el paso de los rayos solares hacia las células. Por último, se instala un marco metálico rígido con la finalidad de prevenir algún tipo de deformación y evitar la acumulación de agua, ya que puede disminuir la eficiencia del panel. Se encargan de la conversión de la energía solar captada a corriente eléctrica continua. En la figura 4, se muestra un ejemplo de panel solar monocristalino tipo PERC de la marca JA Solar.



Figura 4. Panel solar de JA SOLAR

Fuente: <https://autosolar.pe/paneles-solares-24v/panel-solar-ja-solar-455w-24v-monocristalino-perc>

1.4.2.2 Baterías. Las baterías consisten en contenedores de una o más células electroquímicas, donde la energía química es convertida a energía eléctrica y estas son usadas como fuente de poder para alimentar equipos eléctricos y electrónicos, tales como carros, celulares, laptops, sensores, cámaras, entre otros.

En los sistemas fotovoltaicos, se encargan del almacenamiento de energía durante periodos de baja o nula demanda y hacer uso de la misma cuando los paneles solares no puedan proveer energía (usualmente durante las noches), de esta manera se logra entregar energía eléctrica ininterrumpidamente las 24 horas. En la figura 5, se observa una batería estacionaria de placa tubular de la marca *U-power*.



Figura 5. Batería de *U-power*

Fuente: <https://autosolar.pe/baterias-plomo-abierto-6v/bateria-250ah-6v-upower-up-gc2top>

1.4.2.3 Regulador. Componente encargado de la distribución de energía eléctrica generada por los paneles solares, debido a que regula la tensión y corriente suministrada a las baterías, permite controlar la capacidad de carga máxima y mínima descarga (fundamental para una mayor longevidad de las baterías) y evita la exposición a fallas o sobrecargas de los componentes. En la figura 6, se tiene un regulador de carga del tipo MPPT con pantalla LCD integrada de la marca *BAUER energy*.



Figura 6. Regulador de carga de *BAUER energy*

Fuente: <https://autosolar.pe/controladores-de-carga-mppt/controlador-mppt-100v-40a-lcd-bauer-1224v>

1.4.2.4 Inversor. Componente encargado de transformar la corriente continua (DC) a corriente alterna (AC). Su importancia radica en el hecho de que los aparatos eléctricos, en un

gran número, son alimentados por corriente alterna. En la figura 7, se tiene un inversor de 5kW con regulador del tipo MPPT incorporado.



Figura 7. Inversor de *Must*

Fuente: <https://autosolar.pe/inversores-cargadores-24v/inversor-cargador-5000w-24v-mppt-80a-must-solar>

1.4.2.5 Medidor de red. Componente usado en instalaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red con el objetivo de medir la energía eléctrica inyectada por el sistema fotovoltaico a la red (en el caso de que haya un exceso de producción con respecto al consumo diario) y la cantidad neta de energía de la red que es consumido por el usuario (en caso que los paneles solares no produzcan la energía imprescindible diaria), es por ello que estos equipos son medidores bidireccionales. Gracias a esto, se puede determinar con mayor exactitud el cobro o saldo a favor del usuario. En la figura 8, se tiene un vatímetro EM24 de la marca *Carlo Gavazzi*.



Figura 8. Medidor de red o vatímetro de *Carlo Gavazzi*

Fuente: <https://autosolar.pe/vatimetro/vatimetro-em24-carlo-gavazzi>

1.4.2.6 Ángulo óptimo de inclinación (β). Es el ángulo que se encuentra entre la superficie horizontal y el plano en el que se encuentran los paneles solares y que permite que la radiación incida perpendicularmente a los módulos fotovoltaicos. Su importancia radica en que, al instalarlos con ese ángulo se va a obtener la mayor cantidad de energía eléctrica que pueden entregar.

1.4.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos usualmente se diferencian por la conexión o no conexión a la red, lo cual equivale también en el uso de ciertos componentes adicionales para cumplir con todas las funciones.

2.3.1.1 Sistemas fotovoltaicos sin conexión a la red eléctrica. Estos sistemas, no cuentan con un sistema de medición debido a que no están conectados a la red o a generadores eléctricos que provean de energía en caso los paneles solares no puedan generar energía eléctrica (en especial durante las noches) o las baterías no tengan la suficiente carga para proveer de energía a todos los dispositivos que están conectados. Necesariamente deben instalarse baterías si se requiere energía durante las noches.

Son esencialmente útiles en zonas rurales donde no se encuentra tendido eléctrico y/o el costo para extender las redes es muy elevado comparado con la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Nota: Se debe tener en cuenta que por el momento no hay leyes que regularicen la inyección de energía eléctrica generada por paneles solares a la red eléctrica ni los precios de descuento por cantidad de energía inyectada.

2.3.1.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Estos sistemas, cuentan con medidor de red, debido a que están conectados a la red eléctrica y/o generadores eléctricos, estos pueden proveer de energía durante las noches o en caso los paneles solares no puedan generar energía. No es necesario instalar un banco de baterías a menos que requiera uso continuo incluso durante emergencias, mantenimiento y/o problemas en la red. Son esencialmente útiles en zonas urbanas, en donde se requiera reducir el consumo eléctrico, en especial durante las horas punta, donde el costo de la energía es mayor que durante el periodo de horas no punta.

Capítulo 2

Transporte eléctrico

2.1 Antecedentes

2.1.1 Historia

Los inicios de los vehículos eléctricos datan desde el siglo XIX. Sin embargo, todo comenzó a partir de la creación de uno de los principales componentes de los mismos: las baterías. Inventadas por el químico italiano Alessandro Volta basándose en el descubrimiento del Profesor Luigi Galvani, el cual constó en inyectar electricidad estática en una rana sin piel y el contacto accidental de un bisturí de acero con el nervio crural (femoral) de la pata, lo cual ocasionó una descarga eléctrica y la contracción de la misma. Burton (2013)

Sin embargo, Volta no estaba convencido de la teoría manejada por Galvani, la cual nombró como “electricidad animal”, por lo que decidió realizar un experimento a partir del armado de celdas de cobre y zinc separados por cartón mojado con electrolito (mezcla de sal con agua). Cuando los conectó a través de un conductor tuvo la posibilidad de hacer una medición de la corriente eléctrica continua que se transmitía. Gracias a esto, se inventó la primera pila o batería y fue nombrado como “pila voltaica”, debido a que las células bronce y zinc estaban apiladas primitivamente una encima de otra. Burton (2013)

En el año 1821, Michael Faraday construyó dos dispositivos para exponer como un alambre conectado a una pila, que conduce energía eléctrica y uno de los extremos se conecta a un líquido conductor (para completar el circuito), rota alrededor de un imán inamovible. Revirtiendo el elemento fijo; es decir, imán movable y pila inamovible, Faraday había logrado la creación del primer motor eléctrico. Burton (2013)

Recién en noviembre del año 1881, el inventor francés Gustave Trouve reveló el primer vehículo eléctrico con batería recargable, un automóvil de tres ruedas al cual se le adaptó un motor eléctrico, en la Exhibición de Electricidad Internacional en París. Trouve se basó en Gaston Plante quien inventó una manera de cargar y descargar las baterías y así evitar el daño permanente de las mismas cuando se descargaban a niveles mínimos peligrosos. Burton (2013)

2.2 Vehículos eléctricos en el mundo

Es importante ver el ejemplo de otros países para tener un guía de cómo se puede promover este tipo de vehículos, que estrategias se siguieron y cuáles pueden ser aplicables a la realidad peruana, por ello se comenta a continuación algunas experiencias:

2.2.1 Alemania

En la última década, Alemania ha ido incentivando:

- a) La compra de vehículos eléctricos e híbridos gracias a estímulos tales como aportaciones económicas por parte del Estado con la finalidad de amortiguar el precio total y eximir de arbitrios por circulación. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)
- b) Instalación de una creciente cantidad de estaciones de carga en el país, gracias a inversiones millonarias por parte del Estado que ascienden a 300 millones de dólares. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)
- c) El plan de desarrollo de electro movilidad y Energiewende, con todo esto se busca colaborar en el decremento del daño al ambiente, rol protagónico en la industria automovilística y asegurar que en el futuro se logre que la energía eléctrica utilizada sea originada a través de medios renovables. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

2.2.2 Estados Unidos

En los últimos años, Estados Unidos ha efectuado:

- a) Al igual que Alemania, busca que el impacto económico en el usuario final no sea alto por lo que promueve la devolución de un monto preestablecido por el Estado, que va de acuerdo a la clase del vehículo, con esto se logra la penetración del vehículo eléctrico en el país, incrementar su porcentaje con respecto al vehículo convencional y mayor cantidad de empleos. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)
- b) El acceso a vías especiales para los usuarios que hayan adquirido vehículos eléctricos, el cual tiene gran aceptación debido a que simplificaría el tránsito y disminuirías los tiempos en la movilización entre distintos puntos. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)
- c) La inversión de 8.8 millones de dólares para lograr una masificación de las estaciones de carga en el país. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

2.2.3 China

En las últimas décadas, China ha promovido:

- a) Al igual que Alemania, se ha buscado eximir de arbitrio alguno si el vehículo eléctrico se encuentra dentro de una categoría impuesta y también se promueve la devolución

de una parte del costo del vehículo según sus características. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

- b) Asimismo, al igual que sucede en Perú, la aplicación de un método similar al “pico y placa”, esto con el fin de aplacar la contaminación del aire y disminuir el tráfico, esto en cambio no es aplicable en los vehículos eléctricos por lo que hay libertad de usarlos sin restricción. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)
- c) El adecuado reaprovechamiento de las baterías, que se investiga y promueve el apropiado almacenaje de las mismas, con el fin de resguardar el medio ambiente y así se emplee eficientemente toda la tecnología, en busca de que sea cada vez más limpia. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)
- d) El incremento de estaciones de carga en todo el país. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

2.3 Tipos de transporte eléctrico

Debido a la creciente demanda de transporte eléctrico, y al mismo tiempo que sea más limpio para el medio ambiente y mantenga la comodidad de uso y facilidades propias de los vehículos tradicionales, es que las empresas están implementando este tipo de energía en variados tipos de transporte tales como: coches, motos, bicicletas, patinetes, entre otros. Por ello a continuación, se brinda información y ejemplificación de los mismos:

2.3.1 Coches eléctricos

Los coches eléctricos se diferencian mayormente en tres grandes clases, los cuales están basados en el grado de electricidad que se utiliza para el funcionamiento del vehículo:

2.3.1.1 Vehículos eléctricos híbridos (HEVs). Llamados así debido a que usan como alimentación energía eléctrica y gasolina, por lo que cuentan con motor de combustión interna y motor eléctrico. Sin embargo, el primer tipo de energía solo se obtiene directamente al hacer uso de los frenos del vehículo, sin posibilidad de conexión a la red eléctrica, con esta energía se puede recargar la batería. En la figura 9, se observa un auto híbrido sin conexión de la marca *Toyota*.



Figura 9. Camry Hybrid de la marca *Toyota*

Fuente: <https://www.toyota.com/espanol/camryhybrid/>

2.3.1.2 Vehículos eléctricos híbridos con conexión (PHEVs). Al igual que los anteriores también se basan en electricidad y en gasolina, pero estos si tienen la posibilidad de conectar a la red eléctrica y esto se suma al “frenado regenerativo” como formas de recargar las baterías. La tercera forma se logra con el motor de combustión interna. Con todo esto y al tener baterías más grandes, se logra mayores recorridos usando energía eléctrica y menor emisión de gases que los HEVs y vehículos convencionales. Alcanzan una autonomía de hasta 65 km (solo electricidad). U.S. Department of energy (2014)

En la figura 10, se observa un auto híbrido con conexión de la marca *Mitsubishi*.



Figura 10. *Mitsubishi Outlander* de la marca *Mitsubishi Motors*

Fuente: <https://www.mitsubishi-motors.co.uk/cars/outlander-phev>

2.3.1.3 Vehículos puramente eléctricos (BEVs). Estos implican el uso exclusivo de energía eléctrica, por lo que se prescinde de los motores de combustión y la alimentación de gasolina, esto hace que pierdan la posibilidad de recargar las baterías gracias a esta última, pero disminuye sustancialmente la emisión de elementos contaminantes. Además, se incrementa el tamaño de las baterías para una mayor autonomía. Solo cuenta con dos formas de recarga: conexión a la red eléctrica y/o “frenado regenerativo”. Alcanzan una autonomía de hasta 480 km. U.S. Department of energy (2014)

En la figura 11, se muestra un auto completamente eléctrico de la marca *Tesla*.



Figura 11. *Model S* de la marca *Tesla*

Fuente: <https://www.tesla.com/models>

2.3.2 Motos eléctricas

Este tipo de motos son muy similares a sus análogos con motores de combustión interna, pero con la principal variante en que el motor utilizado para su funcionamiento es eléctrico, esto ayuda en la lucha por disminuir la contaminación ambiental y de ruido. Estos tienen una mayor facilidad de penetración en el mercado nacional debido a que su precio de compra es muy inferior al de un auto eléctrico y pueden ser fácilmente usados en el plano urbano. Pueden alcanzar una autonomía mayor a los 200 km. Almarza (2021)

En la figura 12, se muestra una moto eléctrica de la marca *Zero*.



Figura 12. Zero SR/F de la marca *Zero Motorcycles*

Fuente: <https://www.zeromotorcycles.com/es-es/model/zero-srf>

2.3.3 Bicicletas eléctricas

Este vehículo deriva de las bicicletas convencionales a las cuales se les añade un motor eléctrico, baterías y un acelerador. Estas trabajan independientemente sin la necesidad de un pedaleo por parte del usuario. Sin embargo, también existe otro tipo, el cual consta del motor eléctrico y la batería que asiste al usuario en el pedaleo y solo funciona mientras se mantenga el mismo o se alcance una velocidad mínima, estas son llamadas bicicletas de pedaleo asistido. En ambos casos, son usados para evitar el tráfico usualmente en zonas urbanas y con distancias medias y cortas (aprovechando las ciclovías). Pueden alcanzar una autonomía de hasta 100 km. Serra (2018)

Se debe recalcar que en algunos casos se puede intercambiar la batería descargada y de esta manera duplicar la autonomía. En la figura 13, se observa una bicicleta eléctrica de la marca *BH bikes*.



Figura 13. *Atoms Street Pro* de la marca *BH bikes*

Fuente: https://www.bhbikes.com/es_ES/bicicletas-electricas/bicicletas-electricas-hibridas/atoms-street-pro?c=e20

2.3.4 Patinetes eléctricos

Este vehículo deriva del patinete o también llamado monopatín, al que se le ha implementado un pequeño motor eléctrico con baterías y un acelerador en la parte superior (manillar). Estos suelen ser usados en el plano urbano para distancias cortas, ayudan a evitar el tráfico debido a lo compacto de su tamaño (incluso se pueden plegar) y en la disminución de emisión de gases de efecto invernadero al ser puramente eléctricos. Brindan una autonomía de hasta 96 km. Battery Things (2020)

Al igual que en las bicicletas eléctricas, estos tienen baterías intercambiables por lo que se puede reemplazar la batería descargada fácilmente en caso se necesite mayor autonomía. En la figura 14, se muestra un patinete eléctrico de la marca *Xiaomi*.



Figura 14. *Mi electric scooter 1S* de la marca *Xiaomi*

Fuente: <https://www.mi.com/global/mi-electric-scooter-1S/>

2.4 Ventajas e inconvenientes

Como todo tipo de producto, los distintos tipos de vehículos eléctricos presentan diferentes ventajas y desventajas frente al transporte tradicional, ya sea en el tipo, cantidad y calidad de la tecnología y los materiales presentes en la construcción y funcionamiento de los mismos, así como en la clase de combustible u origen de generación de energía para su puesta en marcha, el impacto económico a corto y largo plazo y las consecuencias de su impacto en el ambiente y la sociedad. Todo esto se expone a continuación:

2.4.1 Beneficios

2.4.1.1 Impacto ambiental y en la salud. Los vehículos de transporte tradicionales emiten una gran cantidad de elementos contaminantes (entre los principales CO, CO₂ y CH₄) a través de los tubos de escape, debido a que el principio de funcionamiento de los motores de combustión interna se basa en la utilización de derivados del petróleo, gas natural, entre otros; para su producción energética. Todo esto genera un aumento en la contaminación del aire (incremento de gases de efecto invernadero), los cuales colaboran en el deterioro de la capa de ozono, el acrecentamiento de las temperaturas (cambio climático) y en la producción de lluvia ácida. Esta última, a su vez tiene efectos negativos en la naturaleza (tanto en la vida marina como terrestre), la agricultura, la salud de las personas (provocado por el consumo de agua y alimentos contaminados) y la absorción de partículas contaminantes a través del sistema respiratorio. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

A pesar de que los vehículos eléctricos pueden llegar a contribuir escasamente en esta contaminación, debido al origen de la electricidad consumida de la red para su carga, esta se puede eliminar con la implementación de sistemas fotovoltaicos basado en paneles solares como estaciones de carga y así evitar de toda forma la emisión de gases de efecto invernadero. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

Adicionalmente, los vehículos tradicionales contribuyen en los niveles de contaminación acústica, no solo por el sonido emitido por los motores, sino también por el uso indiscriminado del claxon. Todo esto acarrea notablemente en la salud de las personas como en la pérdida de audición, incremento de niveles de estrés, psicológicos, etc. En cambio, los motores eléctricos no emiten este tipo de ruido. De hecho, en países como Estados Unidos, se ha incentivado a los fabricantes a incluir algún tipo de sonido que sea discreto pero distintivo para alertar a los peatones la cercana presencia de un vehículo y así disminuir los accidentes de tránsito. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

Por último, debido a la forma y funcionamiento de los motores de combustión, estos son más complejos debido a la gran cantidad de piezas requeridas y las diferentes etapas que forman todo el proceso. Todo lo contrario, los motores eléctricos, estos cuentan con un menor número de piezas tanto en el motor como en todo el sistema de tracción. Con todo esto se logra que haya un decremento en la explotación de recursos natural del planeta para la producción de vehículos eléctricos (esto sin tener en cuenta la producción de baterías). Sin embargo, en ambos casos, la elaboración debe ser mejorada con la ayuda de materiales reciclados (botellas y bolsas plásticas y partes de autos antiguos), eco amigables o materiales de base biológica, ya que estos pueden ser la solución total o parcial para disminuir aún más el empleo de recursos naturales. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

2.4.1.2 Costos a mediano y largo plazo. estos costos totales se pueden ver beneficiados debido a 2 factores fundamentales: el mantenimiento y la operación del vehículo. En el caso del mantenimiento, como se ha mencionado anteriormente los vehículos eléctricos contienen una menor cantidad de pieza, los cuales no soportan tan altos cambios de temperatura ni pérdida de material producidos por el proceso de combustión interna y el constante contacto entre piezas metálicas respectivamente, esto hace que las partes tengan una mayor vida útil y facilidad tanto de intercambio como de obtención en el mercado. Además, en los vehículos tradicionales se suelen programar mantenimientos preventivos, cada cierto tiempo o kilometraje, el cambio de aceite, líquidos de refrigeración y agua, así como filtros, los cuales hasta son recomendados por el mismo fabricante y proveedor en sus manuales de uso. En cambio, los vehículos eléctricos no requieren este tipo de mantenimientos debido a la inexistencia de este tipo de partes y etapas, en muchos casos se realizan mantenimientos a través de la actualización de software (solo se necesita conexión a internet), también se puede programar con el fabricante chequeos para corroborar el adecuado aislamiento de los contactos eléctricos y mantenimientos por fallas no previstas (al igual que en los vehículos tradicionales). Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

En el caso de la operación, por cada 100 km recorridos se tiene que invertir aproximadamente 5 veces más en los combustibles fósiles que en electricidad, esto significa un mayor costo para el usuario a lo largo de los años. A esto se suma que las entidades que proveen energía eléctrica pueden negociar con las empresas para calificar como agente libre y con esto obtener una mayor flexibilidad (disminución) en los precios tanto para la empresa como para el usuario final. Por último, la eficiencia en la producción de combustible, la cual asciende a 95% en el caso de vehículos eléctricos y 45% para los vehículos tradicionales, deriva en que a pesar de que los primeros aún no cuentan con la capacidad de almacenaje de energía de los segundos, si poseen una mayor eficiencia en el uso y transformación, por lo cual se requiere menor energía para un mismo recorrido. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

2.4.2 Puntos de mejora

2.4.2.1 Costo de inversión. El desembolso económico que debe realizar una persona que desea adquirir un vehículo eléctrico al día de hoy sigue siendo más alto que en un vehículo tradicional. Esto en gran medida, debido a que el costo de las baterías sigue siendo muy alto y puede llegar a constituir hasta el 50% del costo total del vehículo. Es verdad, que se ha reducido el precio del mismo, pero aún hace falta mayor desarrollo tecnológico y productivo para incrementar su rendimiento y cantidad de ciclos de carga, así como disminuir los costos de producción, el tamaño y peso de los mismos. En general, el estado puede llegar a mitigar el impacto económico incentivando campañas de subsidio con plazos de pago largos y bajos intereses, menores o exoneración de impuestos, mayor infraestructura de carga y descuentos en importes como peajes, tributos, fianzas, etc. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

2.4.2.2 Estaciones y velocidad de carga. Entre los principales motivos por los cuales no se adquiere un vehículo eléctrico es el escepticismo en torno a la cantidad de kilómetros que se puede recorrer sin tener que recargar las baterías y el tiempo que demora la misma. En el primer caso, aún no se cuentan con la infraestructura necesaria y bien distribuida para abastecer al usuario de energía, hasta ahora se ha desarrollado en el Perú poco o nada puntos de carga residenciales, públicos o empresariales. A diferencia de las gasolineras, las cuales ya

se encuentran bien establecidas, son fiables y se pueden encontrar muy fácilmente. En el segundo caso, las gasolineras proporcionan un tiempo de recarga de combustible muy rápido, el cual no se puede comparar con el tiempo que se debe esperar para recargar las baterías, estas varían entre carga lenta y rápida y es necesario entre treinta minutos a cinco horas para su carga total (dependiendo del modelo del vehículo). Todo esto hace que haya una mayor confiabilidad en los vehículos tradicionales que en los eléctricos y una lenta adopción de este tipo de tecnología en el país. Schmerler, Velarde, Rodríguez, & Solís (2019)

2.5 Marco normativo en Perú

En el Perú, recién en los últimos años se están incentivando y promulgando leyes y planes que estimulen la adopción del vehículo eléctrico por parte de los ciudadanos y establezcan de una forma más clara como se debe proceder en su uso e implementación, los cuales se exponen a continuación:

En el año 2018, mediante el DS N.º 095-2018-EF se excluyó del Impuesto Selectivo al Consumo (ICS) para la importación de vehículos eléctricos tanto a los automóviles como a las motocicletas y velocípedos. Ministerio de Economía y Finanzas (2018)

Además, se emitió el DS N.º 019-2018-MTC mediante el cual se modificó la regulación de vehículos eléctricos, ante su incremento tanto a nivel mundial como local, por lo que se vio necesario modificar: definiciones que fueran más claras y su clasificación en el Sistema Nacional de Transporte Terrestre. Ministerio de Transporte y Comunicaciones (2018)

El 28 de Julio del año 2019, mediante el DS N.º 027-2019-MTC se crea el Programa Nacional de Transporte Urbano o también llamado PROMOVILIDAD, el cual se encarga de suscitar el uso de energías renovables en el sistema de transporte y mejorar su seguridad, para de esta manera disminuir el impacto negativo en el ambiente y en la salud de las personas, entre otros. Ministerio de Transporte y Comunicaciones (2019)

Asimismo, se emitió el DS N.º 237-2019-EF, con el cual se aprobó el Plan Nacional de Competitividad y Productividad (PNCP), el cual tiene como objetivos estimular el pertinente uso de los bienes naturales, impulsar el comercio, incrementar la formalidad de las nuevas ofertas laborales, aumentar tanto en calidad como en cantidad de las nuevas instalaciones, entre otros. Ministerio de Cultura (2019)

En el año 2020, mediante el DL N.º 1488 se estableció el porcentaje anual de devaluación de los vehículos híbridos y eléctricos. Ministerio de Economía y Finanzas (2020)

Adicionalmente, se emitió el DS N.º 022-2020-EM, en el cual se aprueban las normas relacionadas a las estaciones de carga y el suministro de electricidad para vehículos eléctricos y de esta manera ayudar en la lucha por disminuir el consumo de combustible fósil, partículas contaminantes y los perjuicios en la salud. Ministerio de Energía y Minas (2020)

Por último, se encuentra aún en desarrollo el Plan Carbono Neutralidad 2050, con el cual se espera alcanzar la nula emisión de partículas contaminantes, a largo plazo, en todas las actividades económicas, gracias a la implementación de energías renovables, movilidad

sostenible y una economía que vaya de la mano con el cuidado ambiental. Ministerio del Ambiente (2020)



Capítulo 3

Diseño y dimensionamiento de una estación de carga para vehículos eléctricos

En este capítulo, se presenta el desarrollo paso a paso del diseño y fabricación de una estación de carga eléctrica, en el cual se tendrá en cuenta la ubicación, el consumo máximo de energía, tamaño de la estación, componentes principales, entre otros. En el capítulo consecutivo, se explicará el estudio económico con data real por parte de proveedores.

3.1 Ubicación

El departamento de Piura está situado en Perú, específicamente en la región Costa, parte noroeste. Limita al norte con el departamento de Tumbes y Ecuador, al oeste con el océano Pacífico, al sur con Lambayeque y al este con Cajamarca como se observa en la figura 15.



Figura 15. Ubicación geográfica y límites del departamento de Piura

Fuente: <https://sinia.minam.gob.pe/documentos/piura-estadisticas-ambientales-diciembre-2019>

En la capital del mismo nombre, encontramos fundada la Universidad de Piura y ahí es donde se fijará el punto de ubicación para el diseño de la estación de carga, como se observa en la figura 16. Se ha elegido este lugar debido a que: cuenta con grandes espacios de estacionamientos, por el momento estos transportes requieren de tiempos de cargas prolongados (que pueden ir desde los 30 minutos hasta las 8 horas), los alumnos, profesionales, padres de familia y visitantes al asistir a las instalaciones tienen estadías prolongadas, en especial considerando las horas de clase como mínimo de una hora, tiempo suficiente para la carga parcial o total de los mismos, alrededor no se encuentran edificios, estructuras o vegetación que pueda hacer sombra y afectar la cantidad de irradiación que incide en los paneles solares.



Figura 16. Playa de estacionamiento N.º 02 de la Universidad de Piura

Fuente: <https://www.google.com/intl/es/earth/>

Adicionalmente, Perú se encuentra en el puesto 26 de países con mayor potencial fotovoltaico de salida (potencia práctica), el cual representa la cantidad de energía eléctrica generada por unidad de capacidad fotovoltaica instalada a largo plazo, con un promedio de 4.9 kWh/kWp diario, y en un rango de 2.96 – 5.85 kWh/kWp diario, de acuerdo al Atlas Solar Global mostrado en la figura 17. De esta manera, se puede estimar el rendimiento energético total de un sistema fotovoltaico en un determinado lugar y su variación interanual o comparar el rendimiento energético entre distintos lugares. Como se observa en la figura 18, el potencial fotovoltaico de salida no es uniforme en todo el Perú, siendo mayor en la región costa (comparado con la sierra y selva) y va aumentando de norte a sur, esto puede ser aprovechado para determinar cuáles son las locaciones más idóneas para la instalación de este tipo de tecnología y cuanta energía aproximadamente se podría obtener.

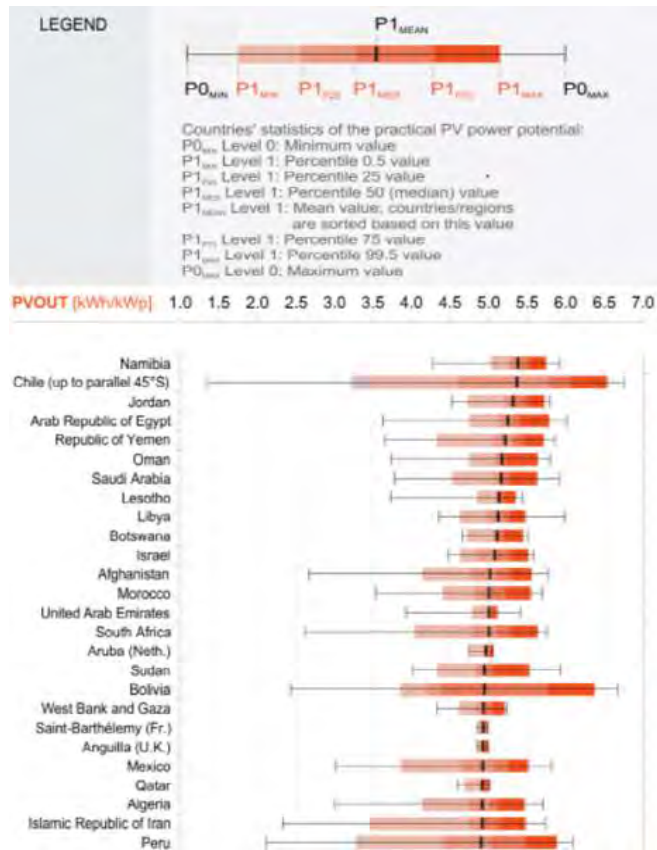


Figura 17. Ranking global de potencial fotovoltaico de salida diario

Fuente: <https://globalsolaratlas.info/>

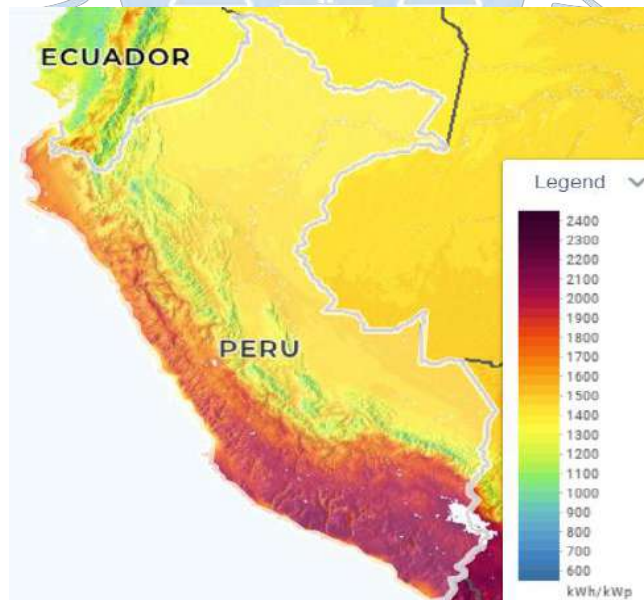


Figura 18. Mapa con la distribución de la potencia fotovoltaica de salida por año

Fuente: <https://globalsolaratlas.info/>

3.2 Objetivos

El objetivo primordial es diseñar una estación de carga con una alimentación a través de paneles solares para cargar vehículos de transporte eléctrico con energía eléctrica que provenga de una fuente renovable, que se encuentre localizado en la Universidad de Piura y que se analicen dos casos de estudio: sistema fotovoltaico aislado con banco de baterías y sistema fotovoltaico conectado a la red. Además, se proponen los siguientes objetivos específicos:

- a) **Análisis económico:** Se busca cotizar el costo total de inversión inicial para ambos casos a través de empresas especializadas en este tipo de diseños, que estén localizados en Perú y que provean repuestos y garantías a mediano y largo plazo de los equipos instalados. Además, hallar el tiempo de recuperación económica y de esta manera verificar la rentabilidad del proyecto.
- b) **Impacto ambiental y social:** Analizar el impacto que tendría este tipo de tecnología en la sociedad y como se vería afectada en la transición a una energía renovable. Además, como este proyecto contribuye a que el Perú logre el carbono neutralidad en el 2050, disminución de la emisión de agentes contaminantes y el incremento en el uso de energía renovable para la generación de energía eléctrica.
- c) **Uso de software:** Esto implica obtener la licencia oficial de un software 3D para realizar una simulación de la estación de carga eléctrica para ambos casos y comparar los resultados obtenidos en los cálculos matemáticos y los brindados por la simulación. Con esto se disminuiría el margen de error en el proyecto.

3.3 Irradiación en Piura

Irradiación global horizontal (GHI), es la suma de los componentes de radiación directa (DNI) y difusa (DIF) recibidos por una superficie horizontal, este se mide en kilovatios hora por metro cuadrado (kWh/m²). Con este dato primordial se comienza el dimensionamiento del sistema fotovoltaico. Por ello en primera instancia, se usará la data otorgada por el Atlas solar global.

En la tabla 1, se observan datos promedios relevantes relacionados a la playa de estacionamiento N.º 02 tales como irradiación global horizontal, radiación normal directa, radiación horizontal difusa, radiación inclinada global en ángulo óptimo, ángulo óptimo de inclinación para los paneles fotovoltaicos, temperatura del aire y elevación del terreno, tanto por año y por día, todo esto obtenido a partir del Atlas solar global. Las coordenadas geográficas del punto seleccionado como ubicación de diseño son los siguientes: 05º10'35''S y 80º38'05''O (Latitud: -5.18 y Longitud -80.63). Asimismo, en la figura 19, se muestra información visual del promedio de radiación global de todo el territorio nacional y de la ubicación seleccionada desde el año 1999 hasta el año 2018, en donde también se muestra el valor diario de irradiación global horizontal promedio de 5.88 kWh/m², como se coteja en la tabla 1. Adicionalmente, si se requiere que los paneles solares obtengan la mayor cantidad de irradiación y al encontrarnos en el hemisferio sur, al momento de realizar la instalación deben apuntar hacia el norte.

Tabla 1. Información media de la playa de estacionamiento N.º 02 por año y por día

Map data		Per year	Per day
Specific photovoltaic power output	PVOUT specific	1702 kWh/kWp	4.664 kWh/kWp per day
Direct normal irradiation	DNI	1731 kWh/m ²	4.742 kWh/m ² per day
Global horizontal irradiation	GHI	2148 kWh/m ²	5.884 kWh/m ² per day
Diffuse horizontal irradiation	DIF	859 kWh/m ²	2.353 kWh/m ² per day
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	2161 kWh/m ²	5.922 kWh/m ² per day
Optimum tilt of PV modules	OPTA	7 / 0 °	
Air temperature	TEMP	23.5 °C	
Terrain elevation	ELE	36 m	

Fuente: <https://globalsolaratlas.info/>

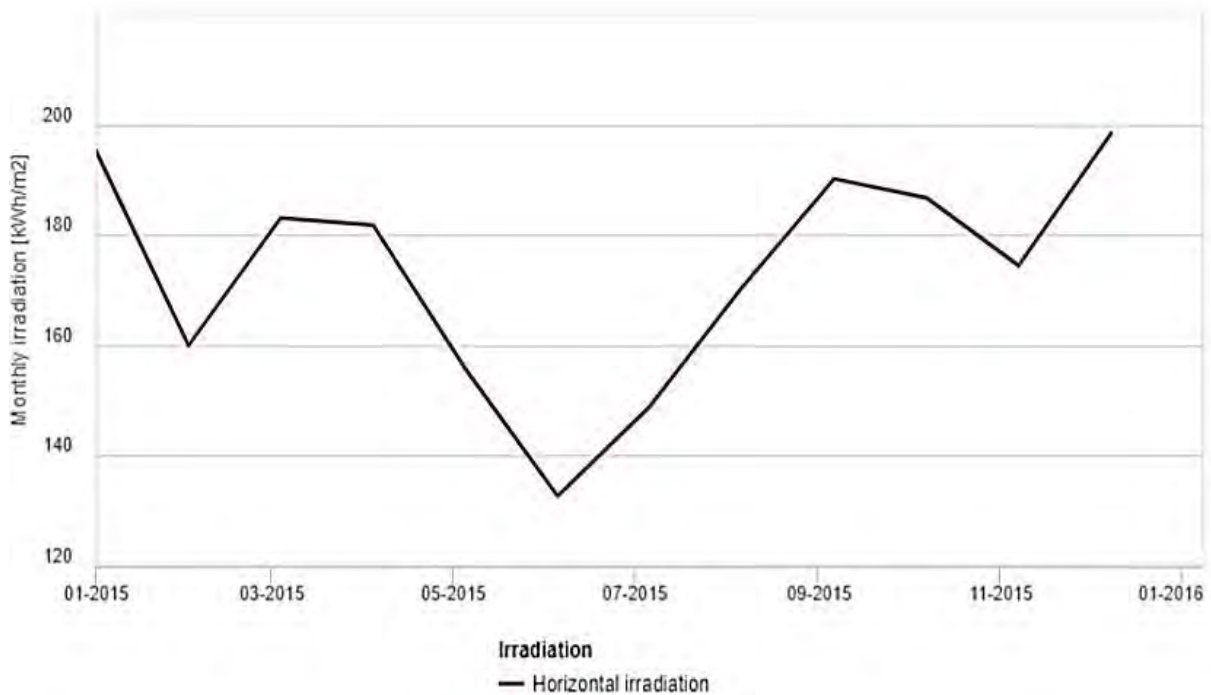


Figura 19. Irradiación global promedio en Perú desde 1999 – 2018 por día y año

Fuente: <https://globalsolaratlas.info/>

Para cotejar la información brindada anteriormente, se acude a la base de datos de la Comisión Europea y su sistema de información geográfica fotovoltaica, la cual brinda información del año 2015 del punto de diseño seleccionado, de esta manera y como se observa en la tabla 2 y tabla 3, se obtiene información promedio mensual que se asemeja a lo indicado en el atlas solar global, por lo que se puede usar toda esta información para comenzar con el diseño del sistema fotovoltaico, esperando un margen mínimo de error.

Tabla 2. Estimaciones mensuales de irradiación global horizontal



Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR

Tabla 3. Irradiación global promedio por mes y por día

Mes	Irradiación mensual	
	(kWh/m2)	(kWh/m2.día)
Enero	195.08	6.29
Febrero	159.96	5.71
Marzo	183.1	5.91
Abril	181.79	6.06
Mayo	155.75	5.02
Junio	132.7	4.42
Julio	148.91	4.80
Agosto	170.43	5.50
Setiembre	190.17	6.34
Octubre	186.75	6.02
Noviembre	174.41	5.81
Diciembre	198.36	6.40
Promedio	173.12	5.69

Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR

3.4 Condiciones ambientales en Piura

De acuerdo a lo establecido por el Ministerio de Energía y Minas en el año 2015, en la “Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural” Ministerio de Energía y Minas (2015), las condiciones que deben tener los sistemas fotovoltaicos para su instalación y operación son los siguientes:

- Altitud sobre el nivel del mar: hasta 5000m.
- Humedad relativa: 50 a 95%.
- Temperatura ambiente: -15°C a 40°C .
- Velocidad del viento: hasta 120 km/h.
- Precipitación pluvial: Moderada a intensa.
- Irradiancia solar máxima: 1200 W/m^2 .

Por lo que a continuación, se presenta las condiciones en las que se encuentra el lugar de diseño, de esta manera compararlo con lo establecido y determinar si cumple con los lineamientos otorgados por la entidad peruana.

3.4.1 Altitud

Para establecer la altitud del terreno donde se localizará el diseño, se utilizó la página oficial de la Comisión Europea y *Google Earth*, las cuales como se observa en las figuras 20 y 21, ambas brindaron la misma altura 41m, por lo que al ser menor de 5000m se cumple con la norma.

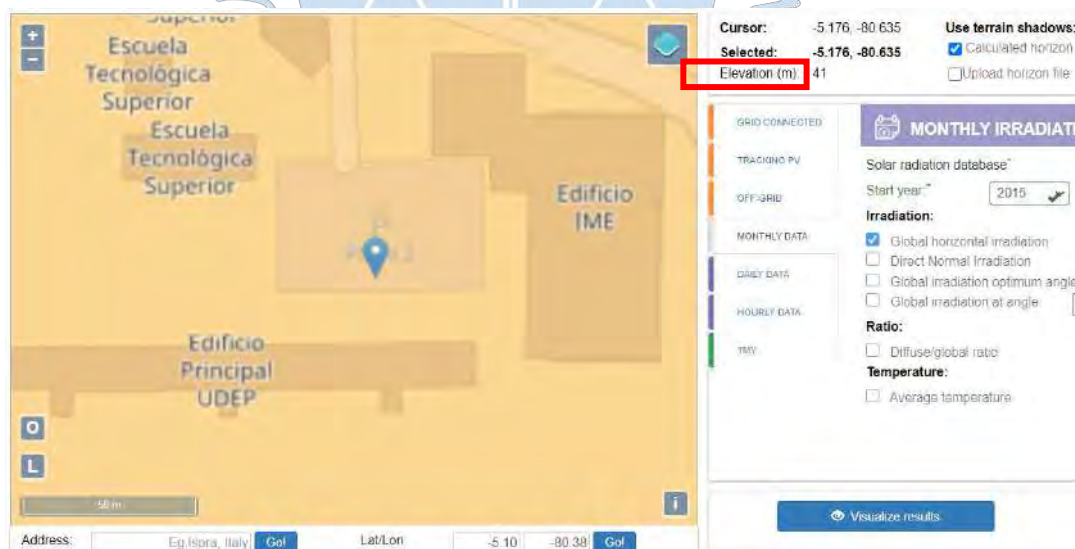


Figura 20. Altitud del lugar de diseño en metros según Comisión europea

Fuente: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR



Figura 21. Altitud del lugar de diseño en metros según *Google earth*

Fuente: <https://www.google.com/intl/es/earth/>

3.4.2 Humedad relativa

Para obtener la humedad relativa en el lugar de diseño se utilizó el *POWER Data Access Viewer* de la *NASA*, observado en la figura 22, en la cual se visualiza la humedad relativa de todo el año 2020 en el punto de diseño, al mismo tiempo se extrae que la humedad relativa mínima fue de 56.72% y la máxima de 73.51%, por lo que cumple con la norma.

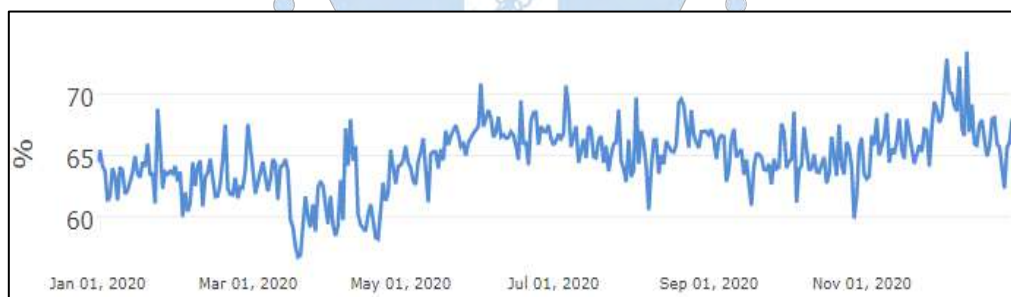


Figura 22. Porcentaje de humedad relativa en el lugar de diseño durante el 2020

Fuente: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

3.4.3 Temperatura

Para obtener la temperatura en el lugar de diseño se utilizó el *POWER Data Access Viewer* de la *NASA*. En la figura 23, se encuentran las temperaturas máximas durante el año 2020, es así que se visualiza que la temperatura máxima es de 35.49 °C. En la figura 24, se

encuentran las temperaturas mínimas durante el año 2020, en donde se observa que la temperatura mínima es de 15.28 °C, por lo que se cumple con la norma.

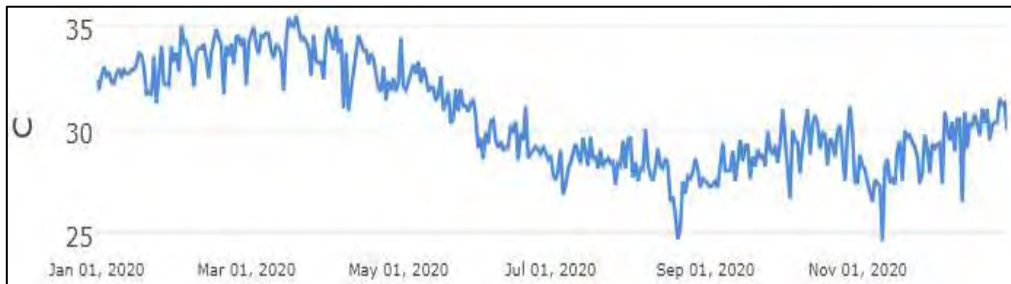


Figura 23. Temperaturas máximas en el lugar de diseño durante el 2020

Fuente: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

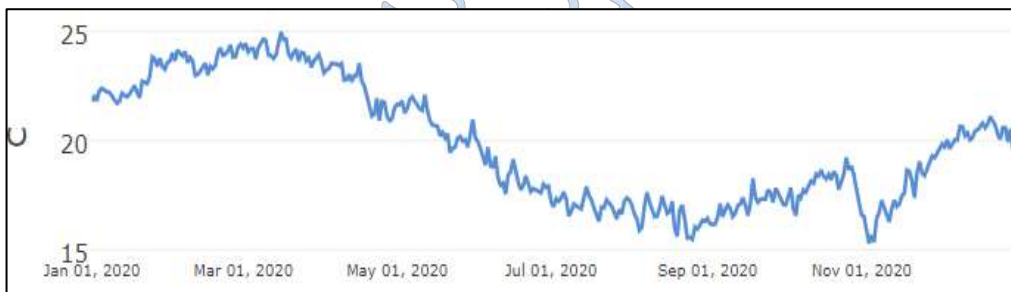


Figura 24. Temperaturas mínimas en el lugar de diseño durante el 2020

Fuente: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

3.4.4 Velocidad del viento

Para obtener la velocidad del viento en el lugar de diseño se utilizó el *POWER Data Access Viewer* de la NASA. En la figura 25, se encuentran las velocidades máximas del viento durante el año 2020, es así que se visualiza que la velocidad máxima datada es de 9.55 m/s o 34.38 km/h, por lo que se cumple con la norma.

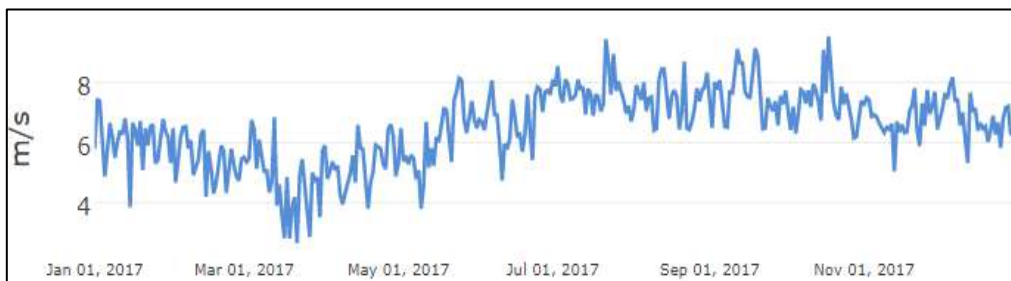


Figura 25. Velocidades máximas de viento en el lugar de diseño durante el 2020

Fuente: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

3.5 Ángulo óptimo de inclinación (β)

Para hallar el ángulo óptimo de inclinación para los cálculos del sistema fotovoltaico se recurrió a dos métodos. El primer método se basa en la tabla 1, donde el Atlas solar global recomienda como ángulo óptimo 7° . El segundo método se obtiene a partir de la ecuación (1), que indica la inclinación que se debe tener para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica, inclusive en el mes con menos irradiación horizontal, que es el mes de junio con $4,42 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$.

$$\beta = \varphi + 10 \quad (1)$$

Donde:

φ : latitud de la instalación en grados decimales ($^\circ$).

Considerando la ecuación (1) se obtiene:

$$\beta = -5.18 + 10 = 4.82^\circ$$

Para uso práctico se aproxima a 5° . Como se deduce, los ángulos son muy cercanos entre sí y se puede utilizar cualquiera de los dos para los siguientes cálculos. En esta tesis se opta por el primero.

3.5.1 Irradiación global promedio con ángulo óptimo de inclinación ($I_{gm}(\beta)$)

A continuación, se requiere obtener la irradiación de cada mes, pero teniendo en cuenta el ángulo óptimo de inclinación, para esto se utilizará los datos de irradiación global horizontal de la tabla 3 ($I_{gm}(0)$) y la ecuación (2):

$$I_{gm}(\beta) = \frac{I_{gm}(0)}{1 - (4.46 \times 10^{-4} \times \beta) - (1.19 \times 10^{-4} \times \beta^2)} \quad (2)$$

Al reemplazar los datos se obtiene los resultados mostrados en la tabla 4:

Tabla 4. Irradiación global promedio con ángulo de inclinación óptimo

Mes	Igm(0)	Igm(β)
	(kWh/m ² .día)	(kWh/m ² .día)
Enero	6.29	6.35
Febrero	5.71	5.76
Marzo	5.91	5.96
Abril	6.06	6.11
Mayo	5.02	5.07
Junio	4.42	4.46
Julio	4.80	4.84
Agosto	5.50	5.55
Setiembre	6.34	6.40
Octubre	6.02	6.07
Noviembre	5.81	5.86
Diciembre	6.40	6.46
Promedio	5.69	5.74

3.6 Consumo diario promedio

Como punto de partida se establece el horario de atención de la Universidad de Piura: lunes a viernes entre las 7am – 9pm, los sábados de 7am – 1pm y los domingos permanece cerrado todo el día. Teniendo en cuenta esto, se tiene que establecer por mes la cantidad de días y horas en la que se consume energía del sistema fotovoltaico. Considerando entre lunes y viernes como 1 día completo, los sábados como $\frac{1}{4}$ de día debido a que solo funcionaría en el horario de 7am-1pm (6 horas de 24 horas al día) y los domingos la Universidad de Piura permanece cerrada y no habría consumo.

Adicionalmente, la estación de carga debe abastecer con energía eléctrica a cuatro motos eléctricas y diez bicicletas eléctricas simultáneamente, para esto se ha indagado las capacidades de batería usable tanto del *Bereco Eton plus* Electromotos (2021) y del *Xiaomi HIMO C20* Xiaomi Perú (2021), los cuales cuentan con 0.72 kWh y 0.36 kWh de batería respectivamente. Asimismo, el tiempo completo para recargar el 100% de la batería de la moto es de 2 horas y en el caso de la bicicleta para recargar el 100% de la batería se requiere de 6 horas.

Por último, se establecen dos casos principales que se van a ir comparando a lo largo de los capítulos, tanto en el dimensionamiento, en el análisis económico y en la simulación. El primero consta de la estación de carga conectada a un sistema de baterías que proporcione energía hasta en momentos donde no se tiene energía solar que alimente los paneles solares. El segundo es la estación de carga conectada a la red eléctrica de la Universidad de Piura, por lo cual se inyectaría directamente a la misma, la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico sin contar con un sistema de baterías, esto teniendo en cuenta que no hay establecido un retorno económico por parte del proveedor de energía.

Caso 1:

Para hallar consumo diario de las motos y bicicletas eléctricas se considera dos intervalos iguales de tiempo a lo largo del día con una duración de seis horas y una de dos horas. En los primeros, se cargaría el 100% de la capacidad de batería tanto de las motos como

de las bicicletas, pero en el caso de las motos al demorar solo dos horas para su carga completa, se logrará cargar un total de doce motos en esos intervalos de tiempo, mientras que en el único intervalo diferente se carga el 100% de la batería de las motos y el 33% de las bicicletas. Todo esto se muestra en la tabla 5 y en la que se tiene en cuenta que: durante las horas de atención al público, siempre habrá catorce vehículos cargándose simultáneamente (cuatro motos y diez bicicletas), sin tiempos muertos y las horas totales de carga necesarias de cada vehículo. Por último, se tiene en cuenta catorce luminarias LED de 12W, uno en cada lugar de estacionamiento, debido a que la estructura (paneles solares) y la luz proveniente de la luminaria existente en la playa de estacionamiento N.º 02 provocara sombra en los puestos de estacionamiento, funcionarán 10 horas diarias, de 7.00 pm a 5.00 am. Con la ecuación (3) se obtiene el consumo diario 1 en kWh:

$$C_{d1} = 2 \times (12 \times 0.72 \times 1 + 10 \times 0.36 \times 1) + (4 \times 0.72 \times 1 + 10 \times 0.36 \times 0.33) + 14 \times 0.012 \times 10 \quad (3)$$

$$= 30.23 \approx 30.5 \text{ kWh}$$

Tabla 5. Evaluación del consumo diario 1, mensual y anual de energía (kWh)

Mes	Consumo de energía diario de los vehículos en intervalos de tiempo			Consumo diario de LED (kWh)	Consumo de energía diaria (kWh)	Consumo de energía por mes (kWh)
	7-1 pm	1-7pm	7-9pm	7pm-5am		
Enero	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	725.5
Febrero	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	642.3
Marzo	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	695.2
Abril	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	695.2
Mayo	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	672.6
Junio	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	695.2
Julio	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	725.5
Agosto	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	672.6
Setiembre	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	695.2
Octubre	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	702.8
Noviembre	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	665.0
Diciembre	12.24	12.24	4.07	1.68	30.23	755.7
					Energía total consumida por año	8,342.9

Caso 2:

Para hallar consumo diario 2 de las motos y bicicletas eléctricas se considera dos intervalos de tiempo a lo largo del día, uno con una duración de seis horas y el otro con una duración de cinco horas. En el primero, se cargaría el 100% de la capacidad de batería tanto de las motos como de las bicicletas, pero en el caso de las motos al demorar solo dos horas para su carga completa, se logrará cargar un total de doce motos, mientras que, en el otro intervalo se carga el 100% de la batería de ocho motos, el 50% de cuatro motos y el 83,3% de las baterías de las diez bicicletas. Todo esto se muestra en la tabla 6 y que al igual que en el caso 1, se tiene en cuenta que: durante las horas de atención al público, siempre habrá catorce

vehículos cargándose simultáneamente (cuatro motos y diez bicicletas), sin tiempos muertos y las horas totales de carga necesarias de cada vehículo. Con la ecuación (4) se obtiene el consumo diario 2 en kWh:

$$C_{d2} = (12 \times 0.72 \times 1 + 10 \times 0.36 \times 1) + (8 \times 0.72 + 4 \times 0.72 \times 0.5 + 10 \times 0.36 \times 0.83) = 22.44 \quad (4) \\ \approx 22.5 \text{ kWh}$$

Tabla 6. Evaluación del consumo diario, mensual y anual de energía (kWh)

Mes	Consumo de energía diario de los vehículos en intervalos de tiempo (kWh)		Consumo de energía diaria (kWh)	Consumo de energía por mes (kWh)
	7-1 pm	1-6pm		
Enero	12.24	10.20	22.44	538.6
Febrero	12.24	10.20	22.44	476.9
Marzo	12.24	10.20	22.44	516.1
Abril	12.24	10.20	22.44	516.1
Mayo	12.24	10.20	22.44	499.3
Junio	12.24	10.20	22.44	516.1
Julio	12.24	10.20	22.44	538.6
Agosto	12.24	10.20	22.44	499.3
Setiembre	12.24	10.20	22.44	516.1
Octubre	12.24	10.20	22.44	521.7
Noviembre	12.24	10.20	22.44	493.7
Diciembre	12.24	10.20	22.44	561.0
			Energía total consumida por año	6,193.4

Por último, para darle continuidad al servicio de la estación de carga se propone que el sistema eléctrico de la Universidad de Piura brinde la energía eléctrica solicitada por: los usuarios para la carga de los vehículos entre las 6-9 pm y los 14 focos LED entre las 7 pm - 5 am. Este costo de energía va a ser cubierto por los ahorros generados por el sistema fotovoltaico, por ello es necesario estimar un consumo, como se observa en la tabla 7.

Tabla 7. Evaluación del consumo del sistema eléctrico UDEP diario, mensual y anual de energía (kWh)

Mes	Consumo de energía diario de los vehículos en intervalos de tiempo (kWh)	Consumo diario de LED (kWh)	Consumo de energía diaria (kWh)	Consumo de energía por mes (kWh)
	6-9pm	7pm-5am		
Enero	6.11	1.68	7.79	186.9
Febrero	6.11	1.68	7.79	165.5
Marzo	6.11	1.68	7.79	179.1
Abril	6.11	1.68	7.79	179.1
Mayo	6.11	1.68	7.79	173.3
Junio	6.11	1.68	7.79	179.1
Julio	6.11	1.68	7.79	186.9
Agosto	6.11	1.68	7.79	173.3
Setiembre	6.11	1.68	7.79	179.1
Octubre	6.11	1.68	7.79	181.1
Noviembre	6.11	1.68	7.79	171.3
Diciembre	6.11	1.68	7.79	194.7
			Energía total consumida por año	2,149.5

3.7 Potencia generada (P_{mg})

Para obtener la potencia máxima que debe generar el sistema fotovoltaico por día para satisfacer la demanda hasta en los meses con menos irradiación, es decir en las peores condiciones, se va a tener en cuenta: el efecto que tiene las eficiencias de los componentes principales tales como las baterías e inversores, las cuales serán del 90% y 95% respectivamente, el factor de diseño que como se vio en el apartado 3.4 es de 1.2 kW/m², un factor de seguridad de 1.2 y el mes con menos irradiación global con ángulo de inclinación óptimo, el cual es junio con 4.46 kWh/m². día, todo esto se visualiza en la ecuación (5):

$$P_{mg} = \frac{C_d \times F_d \times F_s}{\eta_i \times \eta_b \times I_{gm}(\beta)} \quad (5)$$

Caso 1:

Con la ecuación (5) y el consumo diario estimado del caso 1 se obtiene:

$$P_{mg1} = \frac{30.5 \times 1.2 \times 1.2}{0.95 \times 0.9 \times 4.46} = 11.52 \text{ kW}$$

Caso 2:

Con la ecuación (5) y el consumo diario estimado del caso 2 se obtiene:

$$P_{mg2} = \frac{22.5 \times 1.2 \times 1.2}{0.95 \times 0.9 \times 4.46} = 8.5 \text{ kW}$$

3.8 Cantidad de módulos

Para hallar la cantidad de módulos se requiere tanto la potencia máxima generada (P_{mg}) como la potencia máxima de los paneles solares (P_{max}) con una irradiancia de 1 kW/m^2 , este último va a variar dependiendo de los proveedores que haya a disposición, marca, características de cada módulo, por lo que se realizó una cotización real, la cual se presenta en la tabla 8, en la cual se utiliza la ecuación (6):

$$\text{Cantidad de módulos} = \frac{P_{mg}}{P_{max}} \quad (6)$$

Tabla 8. Módulos, características, cantidad y precio

Proveedor	Marca	Características	Precio por unidad (S/)	Cantidad de módulos caso 1		Precio Total 1 (S/)	Cantidad de módulos caso 2		Precio Total 2 (S/)
AutoSolar	JA Solar	Monocristalino PERC Pmax: 455W Vmp: 41,82V Imp: 10,88A	918.60	25.32	26	23,883.60	20.02	22	20,209.20
	BAUER	Monocristalino Pmax: 370W Vmp: 40,1V Imp: 9,23A	791.51	31.14	32	25,328.32	24.62	26	20,579.26
	ERA Solar	Policristalino Pmax: 340W Vmp: 38,5V Imp: 8,84A	637.20	33.88	34	21,664.80	26.79	28	17,841.60
Panel solar Perú	Peimar Italian	Monocristalino Pmax: 450W Vmp: 40,65V Imp: 11,07A	896.97	25.60	26	23,321.22	20.24	22	19,733.34
	Amerisolar	Policristalino Pmax: 340W Vmp: 37,3V Imp: 9,02A	502.06	33.88	34	17,070.04	26.79	28	14,057.68
	Jinko solar	Monocristalino PERC Pmax: 410W Vmp: 41,6V Imp: 9,86A	709.15	28.8	30	21,274.50	22.21	24	17,019.60

De la tabla 8, se elige la marca JA Solar, a pesar de no ser el más barato, si logra usar una menor cantidad de paneles para alcanzar la potencia generada en ambos casos, esto nos brinda un mejor aprovechamiento del limitado espacio de estacionamiento para su instalación, a comparación de los 34 o 26 módulos (8 módulos más) respectivamente, si es que se eligiera la opción más barata.

En el caso 1, al contar con 26 módulos de 455Wp, se tendría una potencia generada de 11.83 kWp y para el caso 2, al tener 20 módulos de 455Wp, se tendría una potencia generada de 9.1 kWp. En la figura 26, se muestran las características del panel solar JAM72S20-455/MR.

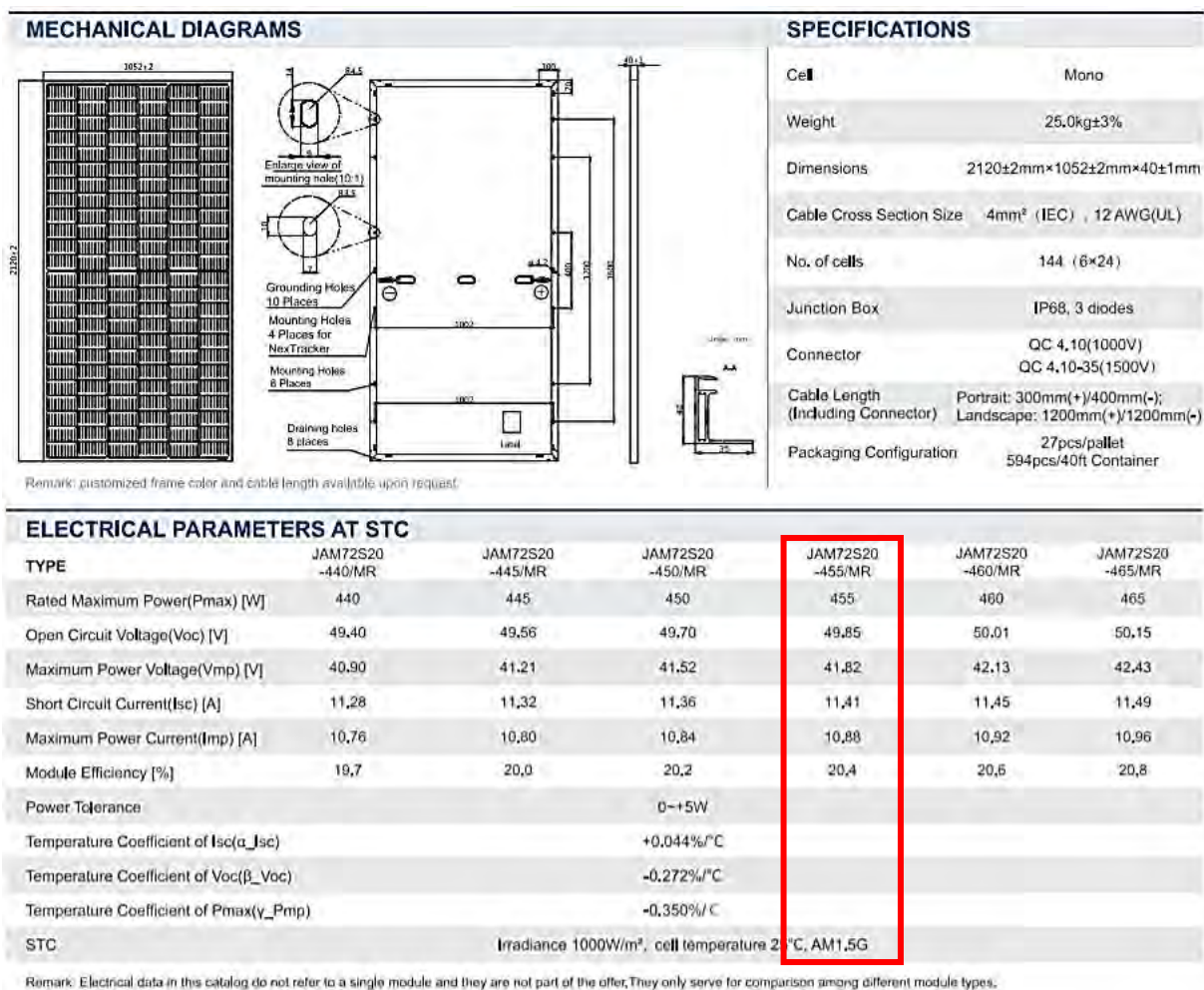


Figura 26. Especificaciones de los paneles solares JAM72S20-455/MR

Fuente: <https://autosolar.pe/pdf/Panel-ja-solar-455w-24v.pdf>

En las tablas 9 y 10, se muestra la energía que genera el sistema fotovoltaico en ambos casos, tanto diariamente, por mes y por año. De esta manera se puede comparar con la energía que se ha estimado como consumo 1 y 2, vistos anteriormente en las tablas 5 y 6, y determinar si en todos los meses lo generado es mayor o por lo menos igual a los consumos estimados, ya que se debe asegurar que la cantidad de paneles solares y sus características proporcionan al sistema la suficiente energía durante todo el año, incluso en los meses con menos irradiación. De modo complementario, se agrega las figuras 27 y 28, donde se grafica el consumo por mes vs la generación por mes en kWh para ambos casos.

Tabla 9. Energía generada 1 por el sistema fotovoltaico día, mes y año

Mes	Consumo de energía por mes (kWh)	Energía generada diaria (kWh)	Energía generada por mes (kWh)	Energía excedente por mes y año (kWh)
Enero	725.5	44.58	1,382.0	656.5
Febrero	642.3	40.47	1,133.2	490.8
Marzo	695.2	41.89	1,298.5	603.3
Abril	695.2	42.95	1,288.5	593.3
Mayo	672.6	35.58	1,103.0	430.4
Junio	695.2	31.33	939.8	244.6
Julio	725.5	34.02	1,054.6	329.2
Agosto	672.6	38.98	1,208.4	535.8
Setiembre	695.2	44.93	1,348.0	652.8
Octubre	702.8	42.67	1,322.7	619.9
Noviembre	665.0	41.18	1,235.4	570.3
Diciembre	755.7	45.36	1,406.2	650.5
Energía total consumida por año	8,342.93	Energía total generada por año	14,720.2	6,377.3

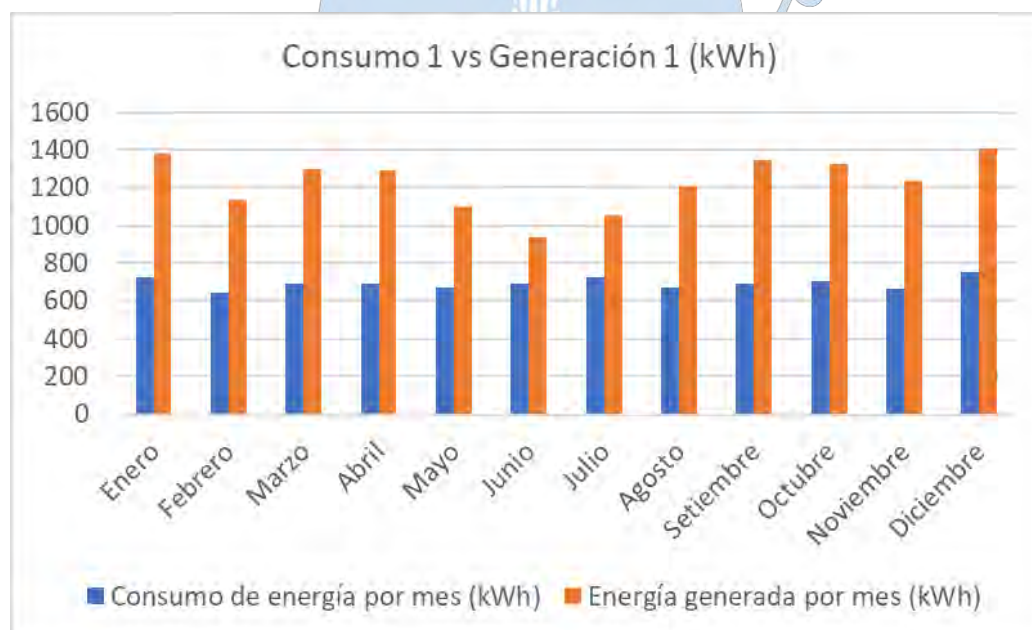
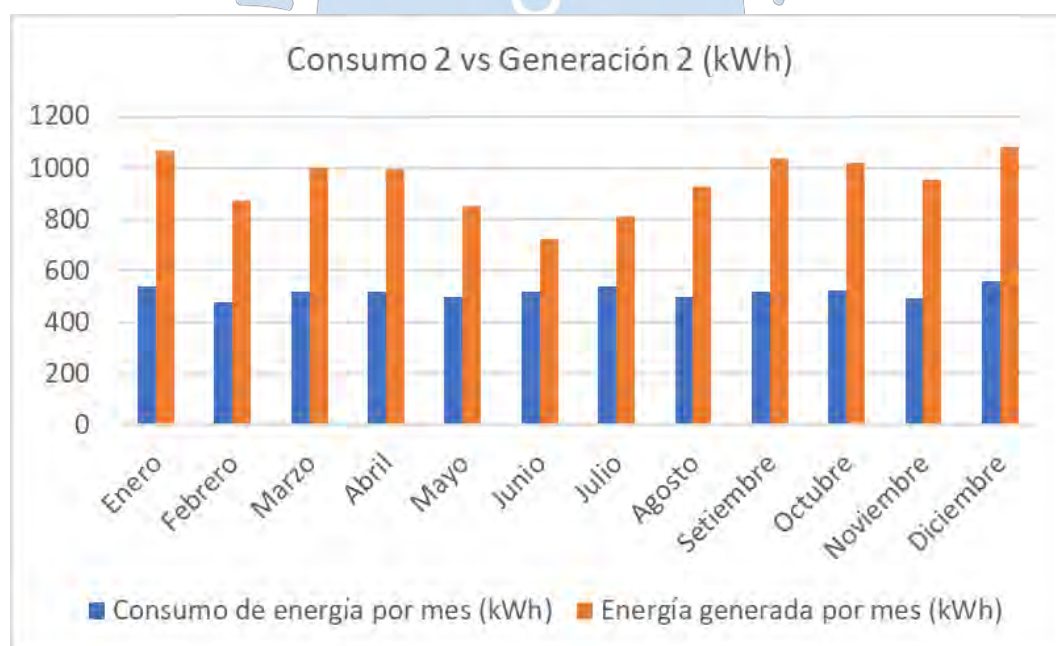
**Figura 27.** Consumo 1 vs Generación 1 en kWh

Tabla 10. Energía generada 2 por el sistema fotovoltaico día, mes y año

Mes	Consumo de energía por mes (kWh)	Energía generada diaria (kWh)	Energía generada por mes (kWh)	Energía excedente por mes y año (kWh)
Enero	538.6	34.29	1,063.1	524.5
Febrero	476.9	31.13	871.7	394.8
Marzo	516.1	32.22	998.8	482.7
Abril	516.1	33.04	991.2	475.0
Mayo	499.3	27.37	848.4	349.1
Junio	516.1	24.10	722.9	206.8
Julio	538.6	26.17	811.2	272.7
Agosto	499.3	29.99	929.6	430.3
Setiembre	516.1	34.57	1,037.0	520.8
Octubre	521.7	32.82	1,017.4	495.7
Noviembre	493.7	31.68	950.3	456.6
Diciembre	561.0	34.89	1,081.7	520.7
Energía total consumida por año	6,193.44	Energía total generada por año	11,323.2	5,129.8

**Figura 28.** Consumo 2 vs Generación 2 en kWh

Como se observa, se tiene un excedente de producción, ya que se debe asegurar que en todos los casos la producción de energía estimada 1 y 2 excede al consumo estimado 1 y 2, incluso en el mes con menos irradiación como es el mes de junio, por lo que se puede concluir que la cantidad de paneles solares elegidos en ambos casos y sus características eléctricas son apropiadas para este sistema. Este exceso de energía puede ser aprovechado por vehículos

eléctricos con características eléctricas más demandantes que los utilizados para calcular los consumos estimados para el caso 1, debido a que en el caso 2 este excedente se inyecta directamente a la red.

3.9 Dimensionamiento del inversor

Para determinar la potencia mínima que debe brindar el inversor (P_i) a elegir se debe tener en cuenta lo siguiente: la potencia máxima que se tiene cuando los dispositivos están conectados conjuntamente, un factor de seguridad de 1.2, factor de potencia (0.9) y la eficiencia del inversor (0.95), todo esto se ingresa en la ecuación (7):

$$P_i = \frac{F_s \times P_{MC}}{F_p \times \eta_i} \quad (7)$$

Caso 1:

Con la ecuación (7) y la potencia máxima conjunta del caso 1 se obtiene:

$$P_{i1} = \frac{1.2 \times (4 \times 0.72/2 \times 1 + 10 \times 0.36/2 \times 0.33 + 14 \times 0.012)}{0.9 \times 0.95} = 3090.5 \text{ W}$$

Caso 2:

Con la ecuación (7) y la potencia máxima conjunta del caso 2 se obtiene:

$$P_{i2} = \frac{1.2 \times (4 \times 0.72/2 \times 1 + 10 \times 0.36/2 \times 0.33)}{0.9 \times 0.95} = 2854.7 \text{ W}$$

Como se sabe, en el mercado de inversores no se va a encontrar un inversor que brinde la cantidad exacta de potencia de salida necesaria, ya que se establecen de acuerdo a valores de potencia estándar. Dentro del catálogo del proveedor AutoSolar, se encuentran inversores de la marca *Huawei* los modelos SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL, estos se observan en la figura 29.

3.9.1 Dimensionamiento del regulador

En la actualidad se ofrecen equipos que combinan tanto inversor como regulador de carga, por lo que para elegir el primero, se dimensionará el regulador MPPT, esto también se hace con la finalidad de disminuir el espacio utilizado y economizar precios.

Caso 1:

Los dos primeros modelos no tienen la capacidad de entregar más de 3000W de potencia en la salida, por ello se descartan. De los modelos restantes, todos cuentan con 2 seguidores MPPT, donde la máxima corriente de entrada es de 11A por seguidor. Teniendo en cuenta esto y que la corriente máxima de los paneles solares es de 10.88A, no se puede conectar en paralelo los paneles solares, ya que la corriente total al conectarlos superaría los 11A. Sin embargo, el rango de voltaje es de 90V/495V, con esto y teniendo en cuenta que el voltaje máximo de los paneles solares es de 41.82V, es posible conectar en serie hasta 11 paneles solares por seguidor MPPT, es decir en total 22 paneles, lo cual no es suficiente ya que se requieren conectar 26, por ello se opta por utilizar 2 inversores.

Al contar con 2 inversores se prefiere distribuir equitativamente los paneles solares y la potencia total entregada por los mismos, por lo que se tendrá 13 paneles por inversor. Al tener 2 seguidores MPPT por inversor, y en busca de distribuirlos lo más homogéneamente posible, se decide dividirlos en 7 paneles en un seguidor y 6 en el sobrante, esto se replica en el segundo inversor. Sin embargo, se debe verificar el factor de dimensionamiento.

Caso 2:

El primer modelo no tiene la capacidad de entregar más de 2000W de potencia en la salida, por ello se descarta. De los modelos restantes, todos cuentan con 2 seguidores MPPT, donde la máxima corriente de entrada es de 11A por seguidor. Teniendo en cuenta esto y que la corriente máxima de los paneles solares es de 10.88A, no se puede conectar en paralelo los paneles solares, ya que la corriente total al conectarlos superaría los 11A. Sin embargo, el rango de voltaje es de 90V/495V, con esto y teniendo en cuenta que el voltaje máximo de los paneles solares es de 41.82V, es posible conectar en serie hasta 10 paneles solares por seguidor MPPT, es decir en total 20 paneles, con lo cual bastaría con un inversor. Al igual que el caso 1, se debe verificar el factor de dimensionamiento.

Culminado el dimensionamiento del regulador en ambos casos, se tiene que hasta el momento solo se ha tomado características compartidas por todos los modelos de inversores. Sin embargo, para determinar cuál se va a elegir, se debe establecer el factor de dimensionamiento en %, el cual va a depender de los paneles solares conectados en serie por seguidor, la potencia total entregada por los paneles solares y la potencia nominal AC del inversor. Asimismo, este debe ser mayor a 1% y menor a 1.2%. Por ello se utiliza la ecuación (8) y se elaboran las tablas 10 y 11.

$$FD = \frac{M_s \times P_{max}}{P_{ni}} \quad (8)$$

Caso 1:**Tabla 11.** Modelos de inversores Huawei, características y precio caso 1

Proveedor	Modelo	Potencia (W)	Precio por unidad (S/)	Factor de dimensionamiento	Cantidad de inversores	Precio Total (S/)
AutoSolar	SUN2000L-3,68TKL	3680	6,201.50	1.61	2	12,403.00
	SUN2000L-4TKL	4000	6,535.38	1.48	2	13,070.76
	SUN2000L-4,6TKL	4600	6,898.46	1.29	2	13,796.92
	SUN2000L-5TKL	5000	7,534.50	1.18	2	15,069.00

Como se observa en la tabla 11, se ha escogido el Inversor *Huawei* SUN2000L-5TKL al tener un factor de dimensionamiento menor a 1.2%, comparado con los otros modelos que sobrepasan este valor. En la figura 29, se muestra las especificaciones y características del inversor.

Por último, se tiene en cuenta la potencia máxima en cada seguidor MPPT, en las que cuentan con 7 paneles solares, con una potencia máxima de 3185W, y en los de 6 paneles solares 2730W, estos están por debajo de la potencia máxima de entrada del inversor elegido.

Caso 2:**Tabla 12.** Modelos de inversores Huawei, características y precio caso 2

Proveedor	Modelo	Potencia (W)	Precio por unidad (S/)	Factor de dimensionamiento (%)	Cantidad de inversores	Precio Total (S/)	Factor de dimensionamiento (%)	Cantidad de inversores	Precio total (S/)
AutoSolar	SUN2000L-3TKL	3000	5,605.11	3.03	1	5,605.11	1.52	2	11,210.22
	SUN2000L-3,68TKL	3680	6,201.50	2.47	1	6,201.50	1.24	2	12,403.00
	SUN2000L-4TKL	4000	6,535.38	2.28	1	6,535.38	1.14	2	13,070.76
	SUN2000L-4,6TKL	4600	6,898.46	1.98	1	6,898.46	0.99	2	13,796.92
	SUN2000L-5TKL	5000	7,534.50	1.82	1	7,534.50	0.91	2	15,069.00

Como se observa en la tabla 12, si se utiliza 1 inversor el factor de dimensionamiento en todos los modelos no se encuentra entre los límites establecidos, por ello se ha decidido utilizar 2 inversores y de esta manera se logra que al menos el modelo *Huawei* SUN2000L-4TKL se encuentre entre los límites establecidos.

Por último, se establece una distribución homogénea de paneles solares por inversor, es así que se distribuyen 10 paneles por inversor y 5 paneles solares por seguidor MPPT, con esto se tiene una potencia máxima de 2275W por seguidor, esto está por debajo de la potencia máxima de entrada del inversor elegido.



SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL

Technical Specification	SUN2000L-2KTL	SUN2000L-3KTL	SUN2000L-3.68KTL	SUN2000L-4KTL	SUN2000L-4.6KTL	SUN2000L-5KTL
Efficiency						
Max. efficiency	98.4 %	98.5 %	98.5 %	98.6 %	98.6 %	98.6 %
European weighted efficiency	97.0 %	97.6 %	97.8 %	97.9 %	98.0 %	98.0 %
Input						
Recommended max. PV power	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp
Max. input voltage	600 V / 495 V ¹					
Operating voltage range ¹	90 V - 600 V / 80 V - 495 V ¹					
Start-up voltage	120 V					
Full power MPPT voltage range	120 V - 480 V	160 V - 480 V	190 V - 480 V	210 V - 480 V	260 V - 480 V	260 V - 480 V
Rated input voltage	380 V					
Max. input current per MPPT	11 A					
Max. short-circuit current	15 A					
Number of MPPT trackers	2					
Max. number of inputs per MPPT	1					
Output						
Grid connection	Single phase					
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ²
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ³	5,500 VA ⁴
Rated output voltage	220 V / 230 V / 240 V					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁵	25 A ⁵
Adjustable power factor	0.8 leading / 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 8 %					
Protection						
Anti-islanding protection	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
Insulation monitoring	Yes					
DC lightning protection	Yes					
AC lightning protection	Yes					
Residual current monitoring	Yes					
AC overcurrent protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC overvoltage protection	Yes					
Over-heat protection	Yes					
General Data						
Operating temperature range	-30 - +60 °C (Derating above 45 °C @ Rated output power)					
Relative operating humidity	0 %RH - 100 %RH					
Operating altitude	0 - 4,000 m (Derating above 2,000 m)					
Cooling	Natural convection					
Display	LED indicators					
Communication	RS485 / WLAN					
Weight (incl. mounting bracket)	10.6 kg (23.4 lb)					
Dimension (incl. mounting bracket)	375 * 375 * 161.5 mm (14.8 * 14.8 * 6.4 inch)					
Degree of protection	IP65					
Battery Compatibility						
Battery	LG Chem RESU7H_R / 10H_R					
Voltage range	350 - 50 Vdc					
Max. current	10 A					
Communication	RS485					
Standard Compliance (more available upon request)						
Safety	EN/IEC 62109-1 / EN/IEC 62109-2					
Grid connection standards	G83/2, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, UTE C 15-712-1, AS 4777, C10/11, ABNT, IEC C15-712, RD 1699, NR 15097-2.1, DEWA 2016					

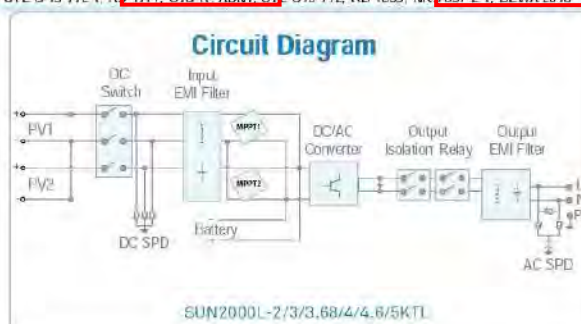


Figura 29. Características del Inversor Huawei SUN2000L-5TKL

Fuente: <https://autosolar.pe/pdf/Huawei-SUN2000-Ficha.pdf>

3.10 Dimensionamiento de baterías

Caso 1:

Para realizar el dimensionamiento del banco de baterías se debe tener en cuenta el consumo diario (30.5kWh), la eficiencia de la batería y del inversor, el voltaje de la batería, días de autonomía y la máxima profundidad de descarga mostrada en la tabla 13. Estos dos últimos, se establecen en la R.D. N.º 030-2005 EM/DGE, la cual aprueba el reglamento técnico “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500Wp” Ministerio de Energía y Minas (2005). Se muestran los requisitos obligatorios, recomendados y sugeridos para el dimensionamiento de baterías.

Tabla 13. Máxima profundidad de descarga obligatoria

Tipo de Batería	$PD_{MAX}(\%)$ Obligatorio
Tubular	80
SLI:	
- Clásica	50
- Modificada	60
- Bajo mantenimiento	30

Fuente:

http://www.minem.gob.pe/_legislacionM.php?idSector=6&idLegislacion=6536

De lo anterior se determina que N_{aut} sea igual a 1.5 días, debido a que el sistema fotovoltaico no va a tener ningún tipo de grupo electrógeno (en stand by) ni conexión a la red para abastecer de energía en casos de emergencia, pero que a pesar de ello no es un activo fundamental en el correcto funcionamiento de la Universidad de Piura. Además, para la profundidad de descarga (PD_{MAX}), eficiencia del inversor y de las baterías se ha tomado las especificaciones técnicas de los mismos. En caso no se obtengan, se toma de la tabla 13 la profundidad de descarga, la eficiencia del inversor (0.95) y de las baterías (0.9). Todo esto se observa en la tabla 14, en la cual se utiliza la ecuación (9) para hallar la capacidad nominal de la batería en Wh.

$$C_n = \frac{C_d \times N_{aut}}{\eta_i \times \eta_b \times \eta_b \times PD_{max}} \quad (9)$$

Asimismo, para hallar la cantidad de baterías necesarias se utiliza la ecuación (10):

$$\text{Cantidad de baterías} = \frac{C_n}{V_b \times I_b} \quad (10)$$


Tabla 14. Proveedores, características, cantidad de baterías y precio

Proveedor	Marca	Características		Precio por unidad (S/)	Capacidad nominal	Cantidad de baterías		Precio Total (S/)
		Voltaje (V)	Capacidad (Ah)					
AutoSolar	LG (litio)	111	63	16,152.00	54,450	7.79	8	129,216.00
	Pylontech (litio)	48	66.67	10,085.46	64,038	20.01	21	211,794.66
Panel solar Perú	Narada (SLI)	48	162.5	7,887.29	115,268	14.78	15	126,196.64
	Narada (litio)	48	100	7,898.02	72,043	15.01	16	126,368.32

De la tabla 14, se elige la marca LG RESU7H, debido a que usa la menor cantidad de baterías, por lo que no se tiene que destinar mucho espacio ni mantenimiento a las mismas. Además, se debe tener en cuenta que se recomienda que solo se conecte un máximo de 3 baterías o banco de baterías en paralelo y la diferencia en precio comparado con el más barato, se compensa con el menor espacio utilizado. En la figura 30, se muestra las especificaciones de la batería.

En este caso se utilizará 8 baterías, 4 en serie y 2 bancos de baterías en paralelo. De esta manera se cumple con el rango de voltaje para la compatibilidad de la batería que va entre 350 y 450, ya que al conectar 4 en serie se obtiene 444V y 2 en paralelo para lograr los 126Ah, necesarios para tener una capacidad nominal de la batería de 55.944 Wh, más que suficiente para cubrir lo demandado 54.450Wh. Por último, al incrementar la C_n , se incrementa los días de autonomía en 1,54.

400V



Models	RESU7H	RESU10H
Energía total [kWh]	7.0	9.8
Energía utilizable [kWh]	6.6	9.3
Capacidad [Ah]	63	63
Rango de voltaje [V]	350-450	350-450 385-550
Potencia máxima [kW]	3.5	5.0
Pico de potencia [kW] (durante 10 seg)	5.0	7.0
Dimensión [H x A x P, mm]	744 x 692 x 206	744 x 907 x 206
Peso [kg]	76	97 99.8
Clasificación de protección hermética		IP-55
Comunicación	RS485	RS485 CAN 2.0 B
Certificación	Célula	UL 1542
	Producto	TUV (IEC 62619) / CE / RCM UL1973 / TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM

Matrices de inversores compatibles: SMA/REG110, SolarEdge/DEUTZ, LUDZAS, entre otros del tipo monofásico. 2016 se añaden más!

Figura 30. Especificaciones de la batería LG Chem RESU7H

Fuente: <https://autosolar.pe/pdf/Bateria-LG-Chem-Litio-ficha.pdf?fbclid=IwAR3JxVMDNzWcQgYmqk0yLojUnx7Zwem0TNRgV8kFY3a6nJ8j4BenzrZHzCA>

Caso 2:

Al ser un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de la Universidad de Piura, a la cual se le va a inyectar la energía generada por la estación de carga directamente, con una conexión que va desde el inversor hasta la subestación más cercana. Esto produce que los usuarios puedan cargar sus baterías en cualquier punto de la universidad, debido a que en muchos casos los vehículos eléctricos permiten remover las baterías para cargarlas y/o reemplazarlas por una segunda batería.

Sin embargo, también se ofrece la posibilidad de cargar las baterías en la misma estación de carga, en caso el usuario desee realizar una conexión directa in situ o no se pueda extraer la batería.

Por último, en los horarios en los que no se produce energía y no se tiene un banco de baterías, para darle continuidad al servicio, el sistema eléctrico de la UDEP se hará cargo de la demanda de energía eléctrica entre los horarios de 6pm hasta las 7am, teniendo en cuenta que los costos por ese consumo serán cubiertos en su totalidad por el ahorro generado por el sistema fotovoltaico.

3.11 Dimensionamiento de conductores

En esta sección se explica cómo se van a conectar los equipos entre sí, determinar los sectores, el esquema a seguir en el conexionado, y las características de los conductores a utilizar en cada sector.

En la figura 31, se muestra el esquema de conexión para el caso 1, en el cual se observa 3 sectores. El primero se encuentra entre los 26 paneles solares hasta los 2 inversores. El segundo que va desde los inversores hasta las 8 baterías. Por último, el sector desde los inversores hasta los elementos de consumo de energía.

En la figura 32, se muestra el esquema de conexión para el caso 2, en el cual se observa 2 sectores. El primero comprende desde los 20 paneles solares hasta los 2 inversores. El segundo entre los inversores y la subestación eléctrica y las cargas.

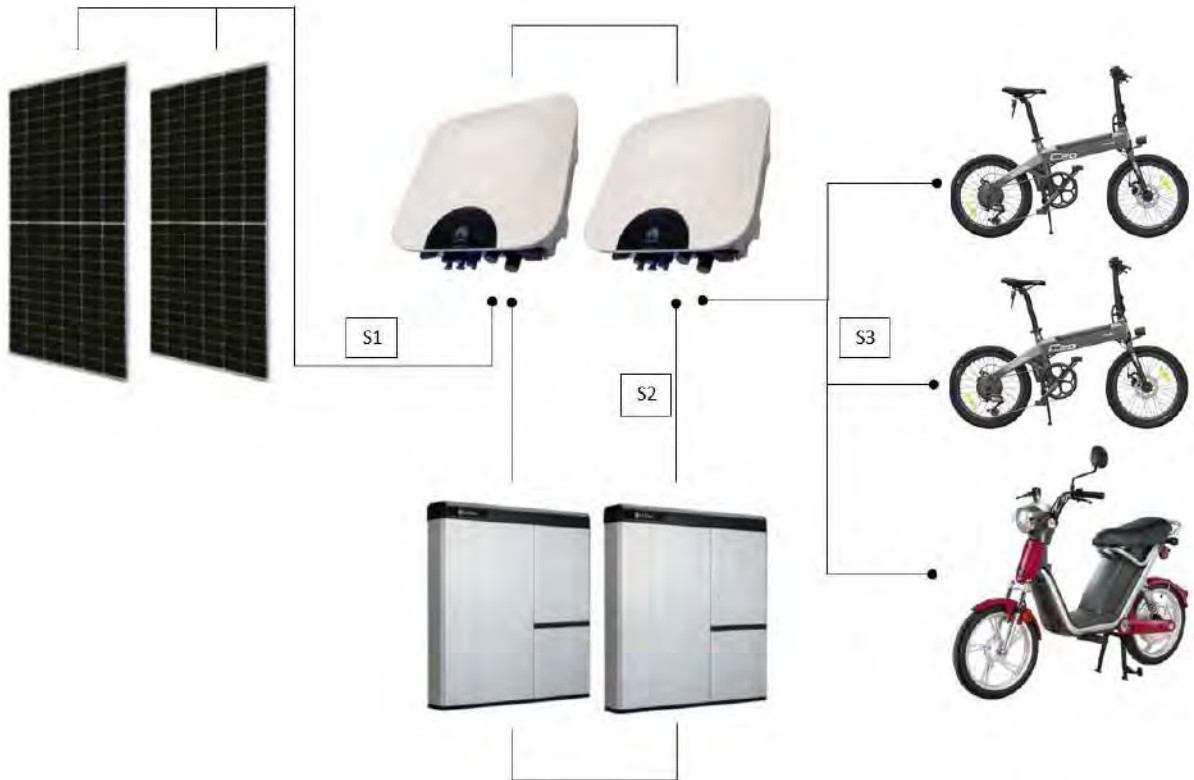


Figura 31. Esquema general del ensamblaje caso 1

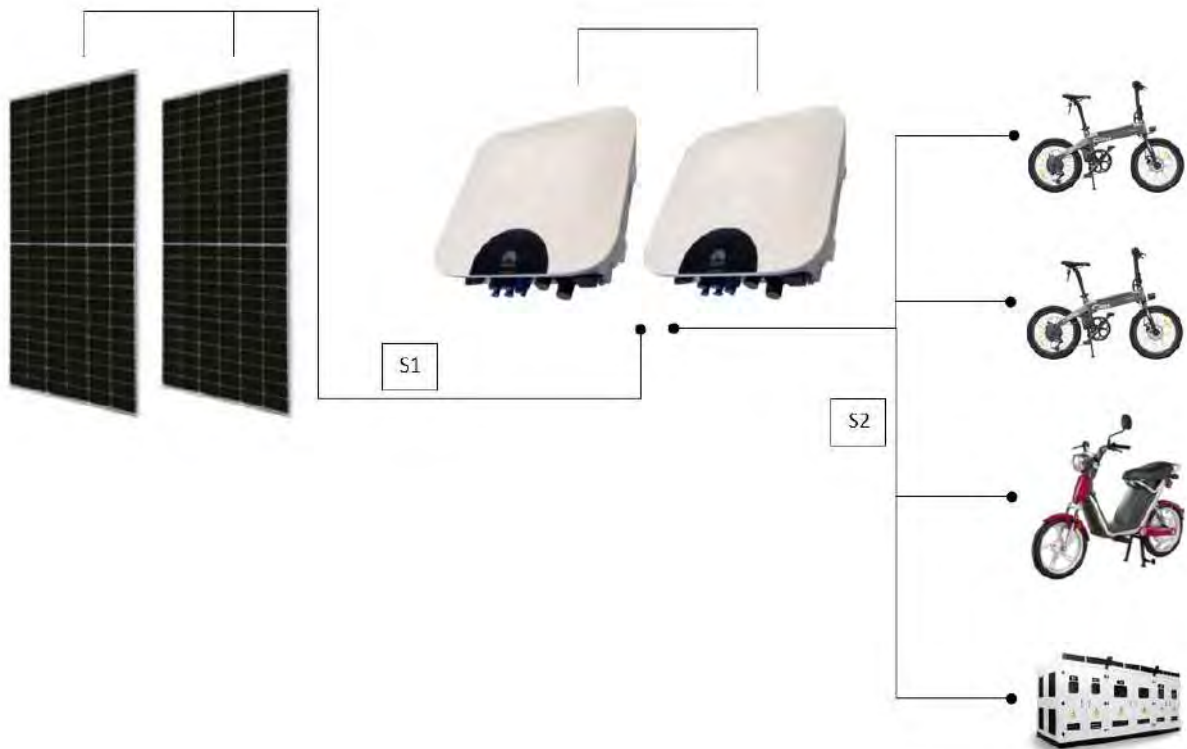


Figura 32. Esquema general del ensamblaje caso 2

Para determinar las secciones de los conductores se debe seguir los lineamientos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, el cual establece que el diferencial de potencial entre los paneles solares y el inversor debe ser no mayor al 3%, entre el inversor y las baterías debe ser menor al 1% y entre el inversor y los dispositivos a cargar debe ser encontrarse por debajo del 5% (Ministerio de Energía y Minas, 2005). Además, se debe determinar la longitud de los conductores (L) teniendo en cuenta que, una mayor longitud ocasiona una mayor pérdida, la corriente máxima en cada sector (I) y el voltaje (V) en cada sección y cobre como material para lograr una mayor conductividad (σ). Todo esto se observa en las tablas 15 y 16, en las cuales se utiliza la ecuación (11):

$$S_n = \frac{2 \times L \times I}{\Delta V \times \sigma} \quad (11)$$

Con todo lo anterior, también se pueden determinar las pérdidas de potencia en los conductores por el efecto joule, es así que para los sectores con corriente continua se utiliza la ecuación (12) y para los sectores con línea monofásica se utiliza la ecuación (13). Las pérdidas (W) también se observan en las tablas 15 y 16.

$$P_n = \frac{L \times \rho}{S_n} \times I^2 \quad (12)$$

$$P_n = 2 \times \frac{L \times \rho}{S_n} \times I^2 \quad (13)$$

Caso 1:

Tabla 15. Secciones de conductores en mm² y pérdidas por sector para el caso 1

Sector	Longitud (m)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Diferencia de potencial (%)	Conductividad (m/Ω.mm ²)	Sección del cable (mm ²)	Conductores en mm ²	Pérdidas (W)
1	5	10.88	292.74	3	56	0.22	2.5	16.57
2	5	10	444	1	56	0.40	4	4.38
3	10	21.74	230	5	56	0.68	2.5	132.33
								153.27

En el sector 1 se conecta en serie 7 paneles solares en el seguidor MPPT 1, por lo que al tener un voltaje de 41.82V, esta obtiene hasta 292.74V. La corriente se mantiene en 10.88A, ya que en conexiones en serie no varían. Se ha tomado en cuenta los seguidores con mayor cantidad de paneles solares para realizar el cálculo. La longitud del conductor es por seguidor, por lo que al contar con 4 se tendría un total de 20 m.

En el sector 2, se ha tomado en cuenta el voltaje de conectar 4 baterías en serie y la potencia máxima de salida del inversor.

Para los sectores 1 y 2 se ha tenido en cuenta lo estipulado por el Ministerio de Energía y Minas, el cual menciona que las secciones mínimas de conductor entre los paneles solares y el inversor debe ser de 2.5 mm² y del inversor a las baterías de 4 mm² (Ministerio de Energía y Minas, 2005). Por ello, a pesar de que la sección del conductor en el sector 1 es de 0.22 mm², se ha escogido 2.5 mm² y para el sector 2 es de 0.45 mm², por lo que se ha escogido una sección de 4 mm².

En el sector 3, la corriente máxima se ha deducido del voltaje de salida de los inversores que es 230V y la potencia máxima de salida del inversor.

En el caso de los paneles solares, estos se conectan entre sí a través de los conductores que vienen en los equipos. Las baterías se conectarán entre sí con conductores de 4 mm².

Por último, para hallar las pérdidas en el sector 1 se utiliza la ecuación (12) y se tiene en cuenta que son 4 seguidores MPPT en total, los cuales, al tener parámetros similares se optó por cuadruplicar las pérdidas halladas para un seguidor y de esta manera se hallan las pérdidas totales para el sector 1, el cual es 16.57W. Para el sector 2, también se utiliza la ecuación (12) y al tener 2 inversores que alimentan al banco de baterías, lo hallado para una línea se duplica, lo cual es 4.38W. Para el sector 3, se utiliza la ecuación (13) y al contar con 2 inversores de mismas características, lo hallado para la salida del inversor 1, va a ser igual a la salida del inversor 2, por lo que para hallar las pérdidas totales del sector se duplican las pérdidas del primero, las cuales son 132.33W. Es así que las pérdidas totales por conductores es la suma de las pérdidas por cada sector, las cuales son 153.27W (1.3%).

Caso 2:

Tabla 16. Secciones de conductores en mm² y pérdidas por sector para el caso 2

Sector	Longitud (m)	Corriente (A)	Voltaje (V)	Diferencia de potencial (%)	Conductividad (m/Ω.mm ²)	Sección del cable (mm ²)	Conductores en mm ²	Pérdidas (W)
1	5	10.88	209.10	3	56	0.31	2.5	16.57
2	50	17.39	230	5	56	2.70	4	264.65
								281.22

En el sector 1 se conecta en serie 5 paneles solares en cada seguidor MPPT, por lo que al tener un voltaje de 41.82V, esta aumenta hasta 209.1V. La corriente se mantiene en 10.88A, ya que en conexiones en serie no varían. La longitud de conductor es por seguidor, por lo que al contar con 4 se tendría un total de 20m.

Para los sectores 1 se ha tomado en cuenta nuevamente lo estipulado por el Ministerio de Energía y Minas, el cual menciona que las secciones mínimas de los conductores entre los paneles solares y el inversor debe ser de 2.5 mm² (Ministerio de Energía y Minas, 2005). Por ello a pesar de que la sección del conductor en el sector 1 es de 0.31mm², se ha escogido una sección de 2.5mm².

En el sector 2, la corriente máxima se ha deducido del voltaje de salida de los inversores que es 230V y la potencia máxima de salida del inversor.

Los paneles solares se conectan entre sí a través de los conductores que vienen en los equipos.

Por último, para hallar las pérdidas en el sector 1 se utiliza la ecuación (12) y se tiene en cuenta que son 4 seguidores MPPT en total, los cuales, al tener parámetros similares se optó por cuadruplicar las pérdidas halladas para un seguidor y de esta manera se hallan las pérdidas totales para el sector 1, el cual es 16.57W. Para el sector 2, se utiliza la ecuación (13) y al contar con 2 inversores de mismas características, lo hallado para la salida del inversor 1, va a ser igual a la salida del inversor 2, por lo que para hallar las pérdidas totales del sector se duplican las pérdidas del primero, las cuales son 264.65W. Es así que las pérdidas totales por conductores es la suma de las pérdidas por cada sector, las cuales son 281.22W (3.09%).

3.12 Dimensionamiento de las protecciones eléctricas

Caso 1:

Se busca proteger los paneles solares ante un incremento inesperado de corriente, por lo que al tener 4 ramas en los que se tiene 7 y/o 6 módulos conectados en serie, se usarán 4 fusibles, que como exige Minem, la corriente de operación se encuentre en el rango de 50 – 80% I_{nom} (del fusible) Ministerio de Energía y Minas (2005). Entonces, al tener una corriente de trabajo de 10.88A y se desea que la corriente nominal del fusible sea de al menos 13.6A, al verificar el mercado nacional se encontró un fusible *Bussmann* de 15A con el proveedor *Mouser* Perú, el cual cumple con lo solicitado y tiene un costo de S/14.11 cada uno. En la figura 33, se muestra las características del fusible.

Part number ^a Cartridge	Axial lead	Current rating (A)	Voltage rating (Vac)	Interrupting rating ^d at 420/250 Vac (A)	Typical DC cold resistance ^c (mΩ)	Typical melting ^e I ² t (A ² s)	Typical voltage drop ^f (mV)
S520-8-R	S520-V-8-R	8	420	200/1500	9	104	102
S520-10-R	S520-V-10-R	10	420	200/1500	8	155	111
S520-12-5-R	S520-V-12-5-R	12.5	420	300/1500	8.1	160	180
S520-15-R	S520-V-15-R	15	420	300/1500	6.8	220	195
S520-16-R	S520-V-16-R	16	420	300/1500	6.1	280	200
S520-20-R	S520-V-20-R	20	420	300/1500	5	420	205

^a Typical DC cold resistance measured at <10% of rated current
^b Typical I²t measured at 10In and rated voltage
^c Typical voltage drop measured at +20 °C at rated current
^d PF=1 for 420 Vac, PF= 0.7 to 0.8 for 250 Vac

5. Part Number Definition: S520-x-xxx-R
 S520 = Product code
 x= Use "V" code for axial lead, leave blank for cartridge
 xxx = Ampere rating
 -R suffix = RoHS compliant

Figura 33. Características del fusible *Bussmann* 15A

Fuente:

https://www.mouser.pe/datasheet/2/87/eaton_s520_fast_acting_ceramic_tube_fuse_data_shee-1923802.pdf

También, se debe proteger las conexiones los inversores y las baterías, por ello siguiendo los lineamientos anteriores se tiene una corriente máxima de trabajo 11A, por lo que la mínima corriente nominal del fusible debe ser de 13.75A. En el mercado se maneja el estándar de 15A de la marca *Bussman* con el proveedor *Mouser* Perú, la cual cumple lo solicitado y tienen un costo de S/14.11. En la figura 33, se muestran las características del fusible.

Por último, se define el tipo de interruptor termomagnético, necesario para proteger la zona entre los inversores y las cargas, para ello se debe conocer la corriente de funcionamiento de esa sección el cual es de 13.44 A, el voltaje de trabajo que es de 230V, la curva de disparo y la corriente de cortocircuito.

De acuerdo a la oferta nacional y a los estándares, se encontró el interruptor termomagnético *Schneider 2x16A* con un precio por unidad de S/31.90 con el proveedor *FCM solutions* Perú. En la figura 34, se observan sus características.

Principal	
Gama	Easy9
Aplicación del dispositivo	Distribución
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	Easy9 MCB
Poles	2P
Número de polos protegidos	2
Corriente nominal (In)	16 A
Tipo de red	CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	10000 A Icn en 220 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1 6000 A Icn at 400 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60898-1
Apto para seccionamiento	Yes conforming to IEC 60898-1
Complementario	
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	220 V CA 50/60 Hz 400 V AC 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	6 kA 100 % x Icn at 230 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60898-1
[Ui] tensión asignada de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60898-1
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	4 kV conforming to IEC 60898-1
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Sin
Tipo de montaje	Ajustable en clip

Figura 34. Características del interruptor Schneider 2x16A

Fuente: <https://autosolar.pe/pdf/Ficha-vatimetro-EM112DINAV01XS1X-huawei.pdf>

Caso 2:

En este caso se tienen 4 ramas con 5 módulos conectados en serie, por ello se usarán 4 fusibles, que como exige Minem, la corriente de operación se encuentre en el rango de 50 – 80% I_{nom} (del fusible) Ministerio de Energía y Minas (2005). Entonces, al tener una corriente de trabajo de 10.88A y se desea que la corriente nominal del fusible sea de al menos 13.6A, al contar con los mismos requerimientos del caso 1, se opta por elegir el mismo modelo y proveedor vistos en la figura 33, del cual se tiene un costo de S/14.11 cada uno.

Por último, se define el tipo de interruptor termomagnético, necesario para proteger la zona entre los inversores y las cargas y la subestación, para ello se debe conocer la corriente de funcionamiento de esa sección el cual es de 16.76 A, el voltaje de trabajo que es de 230V, la curva de disparo y la corriente de cortocircuito.

De acuerdo a la oferta nacional y a los estándares, se encontró el interruptor termomagnético *Schneider 2x20A* con un precio por unidad de S/40 con el proveedor *FCM solutions* Perú. En la figura 35, se observan sus características.

Principal	
Gama	Easy9
Aplicación del dispositivo	Distribución
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	Easy9 MCB
Poles	2P
Número de polos protegidos	2
Corriente nominal (In)	20 A
Tipo de red	CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Poder de corte	10000 A Icn en 220 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1 6000 A Icn at 400 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60898-1
Apto para seccionamiento	Yes conforming to IEC 60898-1
Complementario	
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	220 V CA 50/60 Hz 400 V AC 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	6 kA 100 % x Icn en 230 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60898-1
[U] tensión asignada de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60898-1
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	4 kV conforming to IEC 60898-1
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Sin
Tipo de montaje	Ajustable en clip

Figura 35. Características del interruptor Schneider 2x20A

Fuente: <https://autosolar.pe/pdf/Ficha-vatimetro-EM112DINAV01XS1X-huawei.pdf>

3.13 Sistema de puesta a tierra

Para el sistema de puesta a tierra se ha tomado como base la información brindada por el Ministerio de Viviendas en la Norma técnica de edificación EM080 “Instalaciones con energía solar” Ministerio de Vivienda (2008), el cual deriva de lo establecido en el Código Nacional de Electricidad Ministerio de Energía y Minas (2006) y en el Reglamento técnico “Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural” Ministerio de Energía y Minas (2007).

En el primero, se establece que la Toma a Tierra debe ser conectada al marco metálico del panel fotovoltaico. De haber más paneles, conecte los marcos metálicos entre sí utilizando alambre conductor para puesta a tierra.

De lo anterior, para el caso 1 en el lado de DC, se tendría 1 puesta a tierra por seguidor MPPT, como se tienen 2 seguidores, entonces se contaría con 4 puestas a tierra, donde se tendrían 2 conectados a 6 paneles solares y los otros 2 conectados a 7 paneles solares. Para el caso 2 en el lado de CD, sería igual al primer caso, con la diferencia de que por cada puesta a tierra se conectaría 5 paneles solares.

En el segundo, en la sección 060-102 “Sistemas de corriente continua de dos conductores” se menciona:

- a) Los sistemas de corriente continua de dos conductores que alimentan alambrados interiores y operan a tensiones entre conductores no menores de 50 V, ni mayores de 300 V, deben ponerse a tierra mediante uno de los conductores; a menos que dichos sistemas alimenten equipos industriales en áreas de acceso limitado y el circuito esté equipado con detector de tierra.
- b) Si el circuito opera a más de 300 V entre conductores, y se puede establecer un punto neutro, de modo que la máxima diferencia de tensión entre el punto neutro y cualquier otro punto del sistema no exceda de 300 V, el punto neutro puede ser puesto a tierra.

Por último, en el tercero, se menciona en el apartado de protecciones - SFV-P-2: Los sistemas fotovoltaicos en CA con potencias de generación superior a los 500 Wp, deben tener como mínimo una puesta a tierra, para ambos casos instalará una puesta a tierra en el lado de CA, la cual estará compuesta por lo siguiente elementos:

- a) 01 varistor de corriente continua.
- b) 01 varistor de corriente alterna.
- c) 01 varilla de cobre sólido de sección circular de $\frac{3}{4}$ " diámetro y 1 m de largo.
- d) 10 m de conductor de cobre N.º 16 mm².
- e) 01 pozo con una tapa de registro de 40 x 40 x 40 cm.
- f) Accesorios necesarios para la fijación de sus elementos.
- g) La resistencia eléctrica máxima de la toma de tierra debe ser de 20 Ω .

3.14 Selección del sistema de medición de potencia y energía

En ambos casos se requiere un medido de energía que permita conocer con exactitud la cantidad de energía que se está generando, ingresando a la red eléctrica (caso 2) y la energía que circula después en la salida del inversor. Por ello es que se instalará entre el inversor y la subestación eléctrica (caso 2) y entre el inversor y las cargas (caso 1).

Se ha investigado medidores de energía que tengan compatibilidad con los inversores Huawei utilizados y se ha encontrado en el proveedor AutoSolar Perú el vatímetro EM112DIN Carlo Gavazzi, el cual se muestran sus características en la figura 36 y con lo cual se confirma que cumple con lo mínimo necesario para su elección. Por último, tiene un costo de S/ 925.36 cada uno. En ambos casos se utilizará solo uno.

SPECIFICATIONS	
Component Type Metering	Digital Energy / Power Meter
Meter Type(s)	Energy
Display Technology	LCD, 8-digit display
Refresh Time	1 s
Number of Tariff Management Inputs	1 input qty
Input Frequency, Nom	50 / 60 Hz
Starting Current	0.04 A
In, Rated Current	5 A
Ie, Rated Operational Current, max	100 A,max
Input current (A)	5 A
Un, Nominal Voltage	230 V
Communication Protocol(s)	Modbus RTU (Serial)
Pulse Duration	100 ms
Details, Output(s)	RS485 Modbus Port
Accuracy Class, kWh, IEC 62053-21	1 IEC 62053-21
Unom, Supply Voltage, AC, Nom	230 V AC
Sampling Frequency	4096 Hz
Power Consumption, Max	1 W
Voltage, Overload, 0.5s (rms)	0.46 kV
Voltage, Overload, Continuous	0.276 kV
Current, Overload Capacity, Continuous	0.045 kA
Current, Overload Capacity, 10s (max)	3 kA
Dielectric Strength	4000 VAC RMS for 1 minute
Ui, Rated Insulation Voltage	4000 V (rms)
Mounting	DIN Rail Monobloc
Material, Body / Housing	Noryl material
Operating Temperature, Min	-25 °C min
Operating Temperature, Max	65 °C max

Figura 36. Características del EM112DIN Carlo Gavazzi

Fuente: <https://autosolar.pe/pdf/Ficha-vatimetro-EM112DINAV01XS1X-huawei.pdf>

3.15 Medidas de seguridad

3.15.1 Seguridad durante el almacenamiento

Los productos metálicos deben ser dispuestos de forma horizontal para su almacenaje, cerca del lugar de la instalación, sin que interrumpa el acceso a los trabajos y con las protecciones debidas para evitar su oxidación. Además, con ellos se deben encontrar los equipos eléctricos adquiridos como inversores, paneles solares, inversores, banco de baterías, equipos de medición y conductores, siempre limpios y con su cubierta original.

Asimismo, las herramientas de trabajo utilizadas por el personal deben ser devueltos al almacén, reportando los sucesos presentados durante el trabajo y siempre manteniendo el orden y la limpieza de los materiales, equipos, herramientas y del lugar.

3.15.2 Seguridad durante el traslado de equipamiento

Para el traslado de todos los equipos se debe hacer siempre en su cubierta original. Los paneles solares, los inversores, las luminarias y el sistema de medición de energía deben ser trasladados con mayor cuidado debido a que son quebradizos. En el caso de las baterías, siempre se debe evitar el contacto con agua, fuego y/o polvo, sin realizar movimientos violentos y en posición vertical. Para finalizar, los conductores deben evitar constantes choques, pliegues, torsión y/o cercanía al fuego o chispas, para evitar que pierdan su conductividad y aislamiento, si es posible, siempre verificar visualmente el estado de los mismos.

3.15.3 Seguridad durante la instalación

El equipo de trabajo debe usar en todo momento sus EPP (equipos de protección personal), los cuales constan de equipamiento encargado de la protección para la cabeza (casco de seguridad), ojos (gafas de montura), cara (pantallas para soldadura), manos (guantes dieléctricos), pies (calzado dieléctrico y/o botas punta de acero), oído (orejeras) y piel (bloqueador solar).

El lugar de trabajo debe estar correctamente señalizado en todo momento para evitar los accidentes al personal o personas ajenas a los trabajos de instalación.

Los residuos tales como embalajes, plástico, metal, cartón, entre otros, deben ser dispuestos en una zona de acopio, para ser segregados y así gestionar su eliminación y/o reaprovechamiento de la forma menos contaminante al ambiente. Además, se deben realizar una limpieza general todos los días de trabajo para eliminar escombros que puedan derivar en caídas al mismo nivel o dificulten el acceso a la zona de trabajo.

El soporte de los paneles solares debe ser asegurado en la cimentación con tornillos para evitar el movimiento o caída de la estructura durante su instalación o la de otros equipos. Asimismo, los paneles solares deben estar bien ajustados a los soportes para evitar movimientos y que puedan soportar la fuerza ejercida por el viento o la lluvia. Por último, siempre deben contar con una separación entre ellos que faculte la dilatación térmica, ya que la estación de carga se encuentra expuesto a los cambios de temperatura diarios.

Los equipos eléctricos y conexiones se situarán en armarios que los resguarden del exterior (en especial del agua y el polvo), y que al mismo tiempo sean accesibles al personal encargado del mantenimiento y/o restauración.

En caso se requiera canalizar conductores, se debe hacer una zanja e instalar la tubería adecuada para que los conductores se puedan transportar a través de los mismo. Además, se debe colocar una placa de protección y una vez tapados y rellenos, se recomienda señalar las zonas por donde pasa la tubería para que en futuros trabajos se eviten roturas por accidentes.

3.15.4 Mantenimiento

Siempre se deben revisar las fijaciones al suelo, que cuenten con pintura especial para metal y verificar si existe algún tipo de corrosión. Además, se debe comprobar que las uniones de la estructura se encuentren bien ajustadas, en caso de no estarlo, realizar el ajuste. Asimismo, asegurar que las conexiones de los paneles solares se encuentren bien embridados, sin conductores sueltos y todos conectados entre sí.

Por último, asegurarse que los presores laterales, intermedios y los conductores del repartidor que se ubican en la caja estanca estén debidamente apretados y en caso se encuentre humedad o polvo dentro de la caja realizar su limpieza. Todo esto se debe realizar mínimo una vez al año, acompañado de una limpieza general de los equipos, conductores, inversores, baterías y en especial de los paneles solares, con el objetivo de maximizar la generación de energía y minimizar las paradas por mantenimientos correctivos.





Capítulo 4

Análisis de sostenibilidad

En este capítulo se detalla la inversión inicial que debería realizar la Universidad de Piura para la compra de componentes, la instalación y puesta en marcha del sistema fotovoltaico. Asimismo, se determina el tiempo de recuperación, el impacto ambiental ante la no emisión de CO₂ para generar energía eléctrica a lo largo de los años y el impacto social en la vida de los alumnos, trabajadores y usuarios de vehículos eléctricos y sistemas fotovoltaicos.

4.1 Presupuesto inicial del sistema

A lo largo del capítulo 3, se ha mostrado las características de los componentes principales elegidos para el diseño de la estación de carga, es así que se ha investigado los diferentes precios en moneda nacional, marcas y proveedores para hacer la mejor elección y dimensionamiento posible. Sin embargo, para obtener precios referenciales de apartados como soportes, transporte de material y personal a campo, instalación y montaje de equipos, la estructura y otros, se ha solicitado la cotización N.º 020-00496 a la empresa peruana TEGSA S.A.C, la cual se muestra en el Anexo 6 y se utiliza como referencia en moneda nacional para este tipo de costos derivados del proyecto. De esta manera, se tiene un presupuesto más ajustado a la realidad, ya que como se muestra en las tablas 17 y 18 estos aspectos forman una parte importante del presupuesto inicial y no se pueden despreciar.

Tabla 17. Presupuesto de inversión inicial caso 1

Presupuesto 1 del sistema fotovoltaico					
Item	Descripción	Cantidad	Unidades	Precio Unitario (S/)	Precio total (S/)
1 Paneles solares					
1.1	JA Solar monocristalino PERC 455W	26	Un.	821.89	21,369.14
2 Baterías					
2.1	LG Chem RESU7H	8	Un.	16,152.00	129,216.00
3 Inversores					
3.1	Inversor Huawei SUN2000L-5KTL	2	Un.	7,534.50	15,069.00
4 Conductores					
4.1	S1 paneles solares a inversores 2.5mm2	20	m.	2.25	45.00
4.2	S2 inversor a baterías 4mm2	10	m.	4.15	41.50
4.3	S3 inversor a dispositivos 2.5mm2	20	m.	2.25	45.00
4.4	Cable para baterías 4mm2	5	m.	4.15	20.75
5 Sistema de protección					
5.1	Fusible 15A Bussmann	5	Un.	14.11	70.55
5.2	Termomagnético 2x16A Schneider	1	Un.	31.9	31.9
6 Sistema de medición					
6.1	EM112DIN Carlo Gavazzi	1	Un.	925.36	925.36
7 Estructura y tablero					
7.1	Soporte para paneles solares	26	Un.	162.99	4,237.83
7.2	Tablero autosoportado	2	Un.	5,781.65	11,563.30
8 Instalación					
8.1	Transporte de equipos	1	Un.	7,087.58	7,087.58
8.2	Montaje e instalación	1	Un.	5,816.34	5,816.34
Total (S/)					195,539.24

Tabla 18. Presupuesto de inversión inicial caso 2

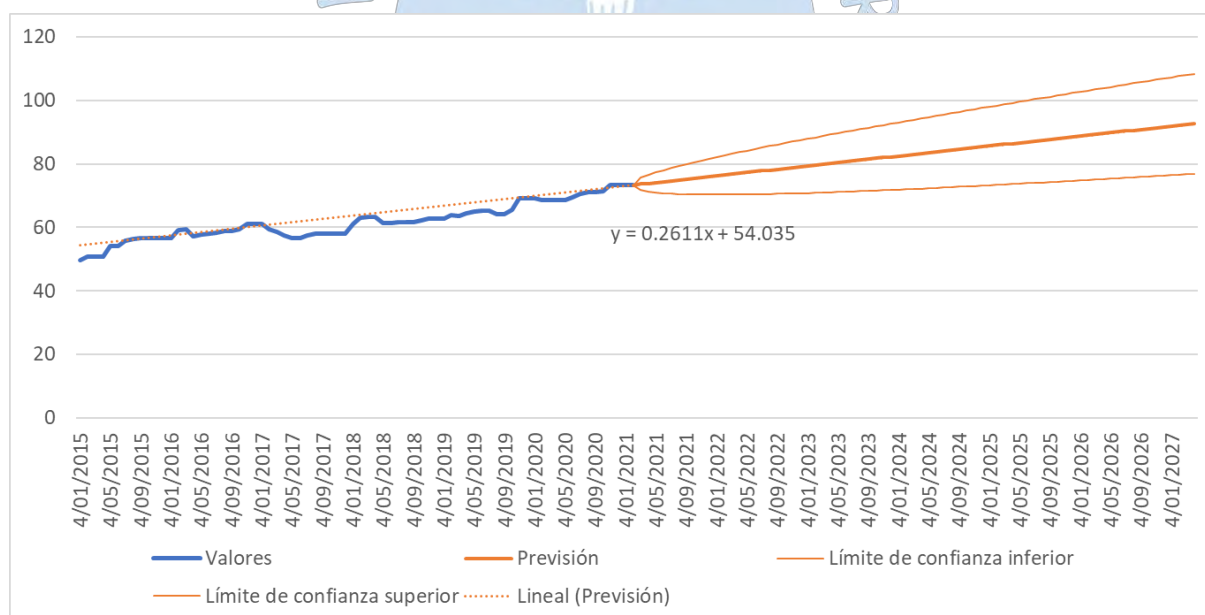
● Presupuesto 2 del sistema fotovoltaico ●					
Item	Descripción	Cantidad	Unidades	Precio Unitario (S/)	Precio total (S/)
1 Paneles solares					
1.1	JA Solar monocristalino PERC 455W	20	Un.	821.89	16,437.80
2 Inversores					
2.1	Inversor Huawei SUN2000L-4KTL	2	Un.	6,535.38	13,070.76
3 Conductores					
3.1	S1 paneles solares a inversores 2.5mm2	20	m.	2.25	45.00
3.2	S2 inversor a dispositivos 4mm2	50	m.	4.15	207.50
4 Sistema de protección					
4.2	Fusible 15A Bussmann	4	Un.	14.11	56.44
4.3	Termomagnético 2x20A Schneider	1	Un.	40	40
5 Sistema de medición					
5.1	EM112DIN Carlo Gavazzi	1	Un.	925.36	925.36
6 Estructura y tablero					
6.1	Soporte para paneles solares	20	Un.	162.99	3,259.87
6.2	Tablero autosoportado	1	Un.	5,781.65	5,781.65
7 Instalación					
7.1	Transporte de equipos	1	Un.	7,087.58	7,087.58
7.2	Montaje e instalación	1	Un.	5,816.34	5,816.34
Total (S/)					52,728.29

4.2 Tiempo de recuperación de la inversión

Para determinar el tiempo estimado en el que se lograría recuperar lo invertido por la Universidad de Piura se va a tener en cuenta diferentes parámetros, entre los cuales tenemos:

- La tarifa (ctm.S//kWh). El estudio económico se ha basado en una tarifa BT5B Residencial para usuarios con consumos mayores a 100kWh por mes. Gracias a la información brindada en la página oficial de Osinergmin, se puede obtener los precios en ctm. S//kWh de cada mes desde el año 1995 Osinergmin (2021). Para efectos prácticos, se ha tomado la información desde el 2015 y se ha realizado una previsión de los precios hasta el año 2027 y a partir de la ecuación lineal mostrada en la tabla 19, se ha extendido la misma hasta el año 2040.
- Generación estimada anual (kWh).
- Inversión inicial del sistema fotovoltaico (S/).
- Mantenimiento (S/).
- Degradación de paneles, de acuerdo al fabricante se cuenta con una expectativa de un 83% de eficiencia después de 25 años de servicio.
- Costo de la energía inyectada por el sistema eléctrico de la UDEP, solo para el caso 2 (S/).

Tabla 19. Previsión de precios de la tarifa BT5B residencial hasta el 2027



Caso 1:

Como se observa en la tabla 20, al tener en cuenta todos los parámetros anteriormente mencionados, el tiempo de recuperación de lo invertido por parte de la Universidad de Piura es igual a 15 años. Aprovechando el consumo de la energía generada estimada anual observada en la figura 27 y en la tabla 9.

Tabla 20. Tiempo de recuperación 1 tomando la generación estimada anual 1

Tarifa	BT5B									
Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Degradación de los paneles solares	99.32%	98.64%	97.96%	97.28%	96.60%	95.92%	95.24%	94.56%	93.88%	93.20%
Generación estimado anual (kWH)	14,720.21	14,520.01	14,419.91	14,319.82	14,219.72	14,119.62	14,019.52	13,919.43	13,819.33	13,719.23

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Flujo Económico										
Inversión inicial	195,539.24									
Ingresos por ahorros	10,363.50	10,828.33	11,201.64	11,572.44	11,936.96	12,295.21	12,647.20	12,992.94	13,332.48	13,665.76
Costo de mantenimiento	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500
Flujo neto	9,863.50	11,328.33	11,701.64	12,072.44	12,436.96	12,795.21	13,147.20	13,492.94	13,832.48	14,165.76
	- 185,675.74	- 174,347.42	- 162,645.77	- 150,573.34	- 138,136.38	- 125,341.16	- 112,193.96	- 98,701.03	- 84,868.54	- 70,702.78

2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
92.52%	91.84%	91.16%	90.48%	89.80%	89.12%	88.44%	87.76%	87.08%	86.40%
13,619.13	13,519.04	13,418.94	13,318.84	13,218.74	13,118.65	13,018.55	12,918.45	12,818.36	12,718.26

2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
13,992.77	14,313.51	14,627.97	14,936.16	15,238.08	15,533.72	15,823.09	16,106.19	16,383.02	16,653.58
- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500
14,492.77	14,813.51	15,127.97	15,436.16	15,738.08	16,033.72	16,323.09	16,606.19	16,883.02	17,153.58
- 56,210.00	- 41,396.50	- 26,268.53	- 10,832.37	4,905.71	20,939.43	37,262.53	53,868.72	70,751.74	87,905.32

Caso 2:

Como se observa en la tabla 21, al tener en cuenta todos los parámetros anteriormente mencionados, el tiempo de recuperación es igual a 8 años. Aprovechando el consumo de la energía generada estimada anual observada en la figura 28 y en la tabla 10.

Tabla 21. Tiempo de recuperación 2 tomando la generación estimada anual 2

Tarifa	BT5B									
Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Degradación de los paneles solares	99.32%	98.64%	97.96%	97.28%	96.60%	95.92%	95.24%	94.56%	93.88%	93.20%
Generación estimado anual (kWH)	11,323.24	11,169.24	11,092.24	11,015.24	10,938.25	10,861.25	10,784.25	10,707.25	10,630.25	10,553.26

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Flujo Económico										
Inversión inicial	52,728.29									
Ingresos por ahorros	7,971.92	8,329.48	8,616.65	8,901.88	9,182.28	9,457.86	9,728.61	9,994.57	10,255.76	10,512.13
Costo de mantenimiento	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500
Costo de energía por sistema eléctrico UDEP	- 1,512	- 1,603	- 1,670	- 1,737	- 1,804	- 1,872	- 1,939	- 2,006	- 2,073	- 2,140
Flujo neto	5,959.51	6,226.73	6,447.08	6,664.97	6,878.05	7,086.30	7,289.72	7,488.41	7,682.53	7,871.83
	- 46,768.78	- 40,542.05	- 34,094.97	- 27,430.00	- 20,551.95	- 13,465.66	- 6,175.94	1,312.47	8,995.00	16,866.83

2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
92.52%	91.84%	91.16%	90.48%	89.80%	89.12%	88.44%	87.76%	87.08%	86.40%
10,476.26	10,399.26	10,322.26	10,245.26	10,168.27	10,091.27	10,014.27	9,937.27	9,860.27	9,783.28

2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
10,763.67	11,010.39	11,252.28	11,489.35	11,721.60	11,949.02	12,171.61	12,389.38	12,602.32	12,810.44
- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500	- 500
- 2,207	- 2,274	- 2,341	- 2,409	- 2,476	- 2,543	- 2,610	- 2,677	- 2,744	- 2,811
8,056.31	8,235.97	8,410.80	8,580.80	8,745.98	8,906.34	9,061.87	9,212.57	9,358.45	9,499.51
24,923.15	33,159.11	41,569.91	50,150.71	58,896.70	67,803.03	76,864.90	86,077.48	95,435.93	104,935.44

4.3 Impacto ambiental

La principal finalidad por la cual se decidió construir un sistema fotovoltaico sin conexión a la red eléctrica, es que gracias a esto se evita la generación y consumo de energía eléctrica con emisión de CO₂ y otros agentes contaminantes al ambiente, por producción a partir de fuentes convencionales. Por ello, para determinar la cantidad de CO₂ no emitido gracias al sistema fotovoltaico se utiliza el factor CO₂, el cual indica la cantidad de CO₂ emitido anualmente por kWh, resultante de la generación de fuentes de energía en el país y medido en (kg CO₂/kWh). Para ello, nos basamos en el estudio “*Electricity-specific emission factors for grid electricity*”, el cual nos brinda información mundial con los resultados de CO₂ por kWh de electricidad generada utilizando el método de electricidad específica y los factores de electricidad/calor de la IEA, todo esto se muestra en la tabla 22. Brander, Sood, Wylie, Haughton, & Lovell (2011)

Tabla 22. Resultados y comparación con los factores de electricidad/calor de la IEA

	Electricity-specific factors (kgCO ₂ /kWh)	IEA composite electricity/heat factors (kgCO ₂ /kWh)	Difference (gCO ₂ /kWh)	Difference (%)
Non-OECD Europe	1.111009897	0.509238	0.60177	118.2%
Non-OECD Total	0.777401484	0.5668028	0.21060	37.2%
Norway	0.002240278	0.005238	-0.00300	-57.2%
OECD Europe	0.451706369	0.335223	0.11648	34.7%
OECD North America	0.497137859	0.487216	0.00992	2.0%
OECD Pacific	0.529481475	0.498293	0.03119	6.3%
Oman	0.93649203	0.8576931	0.07880	9.2%
Pakistan	0.473378547	0.4511194	0.02226	4.9%
Panama	0.276797888	0.2732275	0.00357	1.3%
Paraguay	0	0	0.00000	NA
Peru	0.237721212	0.2250121	0.01271	5.6%
Philippines	0.52673385	0.4867668	0.03997	8.2%
Poland	1.196125502	0.65344	0.54269	83.1%
Portugal	0.400151316	0.383544	0.01661	4.3%
Qatar	0.596345388	0.533875	0.06247	11.7%
Romania	1.069422796	0.4166456	0.65278	156.7%
Russian Federation	0.513180381	0.3255125	0.18767	57.7%
Saudi Arabia	0.795591395	0.7541919	0.04140	5.5%
Senegal	0.5982594	0.5625632	0.03570	6.3%
Serbia	1.548567819	0.6708746	0.87769	130.8%

Fuente: Brander, Sood, Wylie, Haughton, & Lovell (2011)

Para obtener la cantidad de CO₂ anual que se dejaría de emitir se debe tener en cuenta la ecuación (14):

$$R_{m\acute{a}x} \text{ de } CO_2 = E_{gn} \times F_{CO_2} \quad (14)$$

Caso 1:

De la tabla 22, se obtiene que el factor CO₂ para Perú es igual a 0.2377 kgCO₂/kWh. Para calcular el valor de reducción de las emisiones de CO₂ se necesita conocer la energía generada estimada 1 por el sistema fotovoltaico 14,720.2kWh por año, todo esto se ingresa en la ecuación (14):

$$R_{m\acute{a}x} \text{ de } CO_2 = 14720.2 \times 0.2377 = 3499 \text{ kgCO}_2 = 3.5 \text{ toneladas CO}_2 \text{ anuales}$$

Teniendo en cuenta la degradación de los paneles por año se obtiene la tabla 23.

Tabla 23. Reducción 1 de CO₂ anual con la degradación de paneles

Año	Reducción 1 de CO ₂ (kgCO ₂ /año)
2021	3,451.41
2022	3,427.61
2023	3,403.82
2024	3,380.03
2025	3,356.23
2026	3,332.44
2027	3,308.65
2028	3,284.85
2029	3,261.06
2030	3,237.27
2031	3,213.48
2032	3,189.68
2033	3,165.89
2034	3,142.10
2035	3,118.30
2036	3,094.51
2037	3,070.72
2038	3,046.92
2039	3,023.13
2040	2,999.34

Caso 2:

Con el mismo factor CO_2 , la energía generada estimada 2 por el sistema fotovoltaico 11,323.24kWh por año y el consumo estimado de energía del sistema eléctrico de la UDEP 2,149.5kWh por año, todo esto se ingresa en la ecuación (14):

$$R_{m\acute{a}x} \text{ de } CO_2 = (11,323.24 - 2,149.5) \times 0.2377 = 2180.6 \text{ kg}CO_2 \\ = \mathbf{2.18 \text{ toneladas } CO_2 \text{ anuales}}$$

Teniendo en cuenta la degradación de los paneles por año se obtiene la tabla 24.

Tabla 24. Reducción 2 de CO_2 anual con la degradación de paneles

Año	Reducción 2 de CO_2 (kg CO_2 /año)
2021	2,143.99
2022	2,125.69
2023	2,107.39
2024	2,089.09
2025	2,070.79
2026	2,052.48
2027	2,034.18
2028	2,015.88
2029	1,997.58
2030	1,979.27
2031	1,960.97
2032	1,942.67
2033	1,924.37
2034	1,906.06
2035	1,887.76
2036	1,869.46
2037	1,851.16
2038	1,832.85
2039	1,814.55
2040	1,796.25

4.4 Impacto social

El cambio a vehículos eléctricos y como se genera la energía eléctrica para cargarlos va a provocar un cambio en la vida de los usuarios, que se tendrán que adaptar a nuevas experiencias, tecnologías más desarrolladas y nuevas posiciones de trabajo. Por ello a continuación, se explican algunos puntos que van a cambiar con la adopción de este tipo de tecnologías:

4.4.1 Impacto en los alumnos y profesores

Específicamente genera un impacto importante en la manera de dar clases y los laboratorios a los que tendrán acceso los alumnos. Esto se produce debido a que los sistemas fotovoltaicos ahora cuentan con sistemas de seguimiento o aplicaciones (PC y celular) que permiten conocer de primera mano cómo es la interfaz de usuario, los datos que se muestran, posibles acciones, muestra de errores, entre otros. Esto ayuda en la parte didáctica y de conocimientos, ofreciendo una experiencia real, aunque en menor escala, de cómo son y funcionan los sistemas fotovoltaicos, inversores, los conductores, sistemas de protección y baterías y el rol de cada componente en la generación de energía. Esto provoca que los alumnos pueden contar con experiencia previa, en caso estos opten por realizar una carrera enfocada a energías renovables. Además, los profesores deben adoptar estos conocimientos, para ello deberán capacitarse continuamente para instruir con la información más actual y acertada.

4.4.2 Puestos de trabajo

La adopción de nuevas tecnologías genera un impacto directo en la generación de trabajos, ya que se requerirá mayores y mejores especialistas en las instalaciones de sistemas fotovoltaicos, los cuales ya se vienen incrementando, y equipos que se han visto a lo largo de los capítulos, esto con el fin de realizar mantenimientos y un trabajo continuo de los equipos. Esto es vital debido a que, en un futuro, estos van a ser una de las principales fuentes de producción de energía en el Perú y el mundo por lo que van a pasar de ser equipos secundarios, con un porcentaje menor en la entrada de generación de energía eléctrica, a máquinas críticas, que no van tener que parar y/o tener fallas mínimas debido a la alta demanda de energía diaria solicitada por la población. Lo mismo aplica para la estación de carga en la Universidad de Piura, ya que se va a tener que contratar especialistas en sistemas fotovoltaicos para realizar instalaciones, mantenimientos, reemplazos y reparación de errores críticos en la estación de carga, esto generando empleos a tiempo parcial o completo.

4.4.3 Cambio cultural

El comportamiento de las personas frente a vehículos eléctricos se torna distinto frente a vehículos tradicionales. Un caso en concreto es el momento de cargarlos, ya que se tiene tiempos de carga prolongados comparados con la inyección de gasolina o petróleo en las gasolineras, esto genera en el usuario cambiar los horarios de carga y adaptarlos a su rutina diaria. Un segundo caso es el mantenimiento de los vehículos, que como se ha comentado antes, estos vehículos cuentan con menos partes y sistemas que los vehículos convencionales, haciendo que los mantenimientos sean más fáciles, menos continuos y que la persona olvide mantenimientos básicos como cambio de agua, aceite, filtros, refrigerantes, entre otros, ya que no será necesarios. Por último, la conducción también se vería afectada, ya que no se cuenta con sistemas de embragues, lo que hace dispensable el conocimiento del funcionamiento y posicionamiento del sistema de transmisión manual, esto es algo que fue cambiado con la llegada del sistema de transmisión automático, pero que en el caso de carros eléctricos desaparece cualquier tipo de sistema de transmisión por lo que ese espacio en el vehículo se aprovecha para el uso del consumidor.

Capítulo 5

Análisis en 3D en PVSOL premium

En este capítulo se presentan los diseños 3D en el software PVSOL premium, el cual permite plasmar y verificar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico realizado en los capítulos anteriores, debido a que no solo se puede observar las características de los paneles solares y su comportamiento, sino también determinar las combinaciones más apropiadas de inversores, cargadores baterías, generadores, entre otros, ya que contiene una data universal de las diferentes marcas encontradas en el mercado nacional e internacional. Por ello, a continuación, se presenta una guía paso a paso con los resultados obtenidos de la simulación del caso 1 en el programa PVSOL y para el caso 2 se presentan los resultados al final del capítulo.

5.1 Datos del proyecto

En este apartado se ingresa toda la información básica del proyecto a dimensionar. Esta parte es fundamental para determinar y tener claro quién es el encargado del proyecto, datos del cliente (quien realizó la solicitud) y el lugar donde se realizará la instalación. Como datos adicionales, se puede presentar una descripción del proyecto y una representación o imagen del proyecto, los cuales pueden ser un diferenciador fundamental en caso se esté realizando varios proyectos con la misma empresa, todo esto se presenta en la figura 37. Por último, se debe tener en cuenta que esta información se mostrará en el informe final generado por PVSOL, así que se recomienda brindar información exacta.

Datos del proyecto

Número de oferta	01	Puesta en marcha	01/01/2020
Autor	Daniel Jair Espinoza Meza	Nombre del proyecto	Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías
		Representación del proyecto	
			<input type="button" value="Cargar"/> <input type="button" value="Borrar"/>
		Descripción del proyecto	Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica off-grid conectada a un sistema de baterías.
		Dirección de la instalación	Av. Ramón Mugica 131

Figura 37. Datos del proyecto caso 1

5.2 Tipo de instalación, clima y red

En este apartado se puede escoger el tipo de instalación, dentro de los cuales se encuentran siete tipos, y su elección dependerá del sistema fotovoltaico deseado y del proyecto planificado. Además, se muestra un esquema con los componentes principales, si se desea utilizar la planificación 3D, ya que también se puede dimensionar todo el proyecto en 2D y el paso de tiempo para simulación, dependerá de la precisión requerida. Todo esto se muestra en la figura 38.

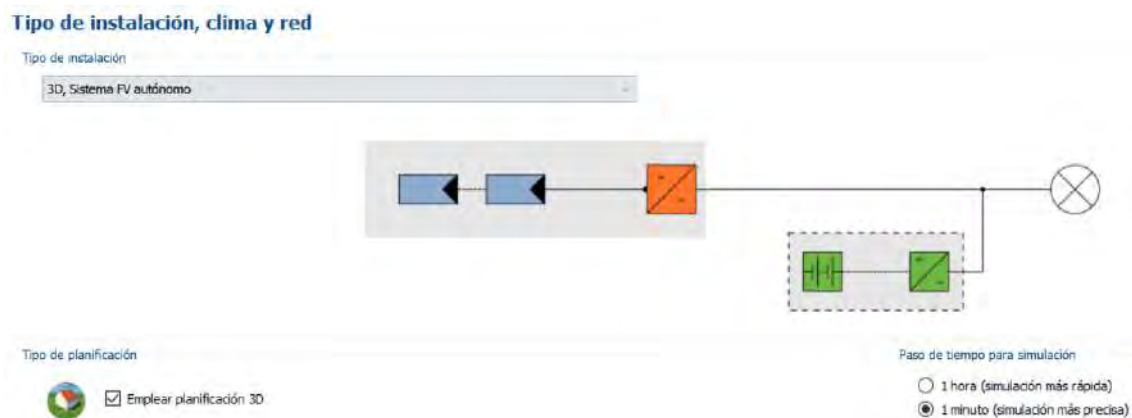


Figura 38. Tipo de instalación, planificación y paso de tiempo del caso 1

Para el caso de esta tesis, se ha optado por el tipo de instalación 3D, Sistema FV autónomo, emplear la planificación 3D y un paso de tiempo de 1 minuto.

Dentro de los datos climáticos se escoge el país donde se realiza la instalación del sistema fotovoltaico, además de la ubicación o punto de diseño. Gracias a que el programa embebido tiene la base de datos meteorológica de *Meteonorm*, se puede obtener datos importantes tales como irradiación global, temperatura, latitud, longitud, entre otros. Sin embargo, si se requiere un lugar específico se puede ingresar la latitud y longitud del lugar o buscar en el mapa proporcionado y especificarlo con una viñeta, de esta manera se genera automáticamente los datos relevantes en ese punto. Como adicional, en “datos de medición” se puede agregar datos en caso se haya obtenido manualmente con un piranómetro en campo o de alguna otra fuente de información meteorológica. Todo esto se muestran en las figuras 39, 40 y 41.

Datos climáticos		Ubicación	
País	Peru	Estacionamiento N° 02 UDEP (1991-2010)	
Latitud	-5° 10' 8" (-5,17°)	Suma anual de irradiación global	2124 kWh/m ²
Longitud	-80° 37' 48" (-80,63°)	Media anual de temperatura	23,7 °C
Huso horario	LTC-5		
Periodo de tiempo	1991 - 2010		
		Parámetros de simulación	

Figura 39. Datos climáticos, ubicación y características del punto de diseño

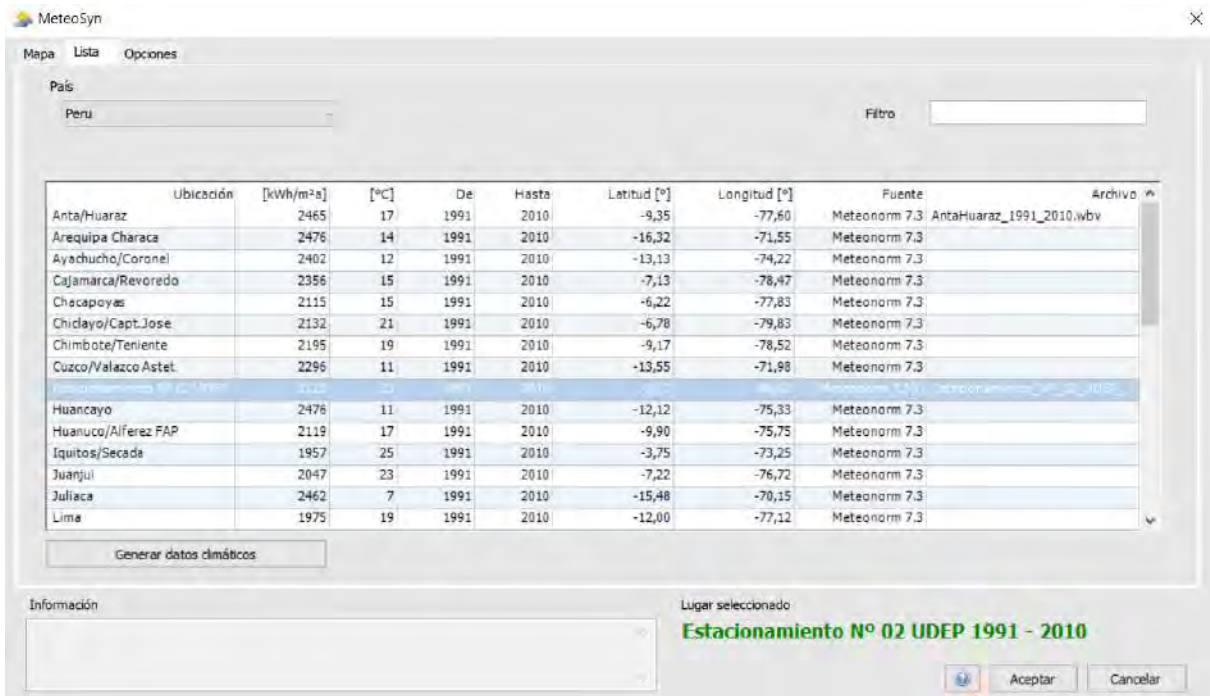


Figura 40. Selección de datos climáticos

MeteoSyn - Generar datos climáticos para nueva ubicación

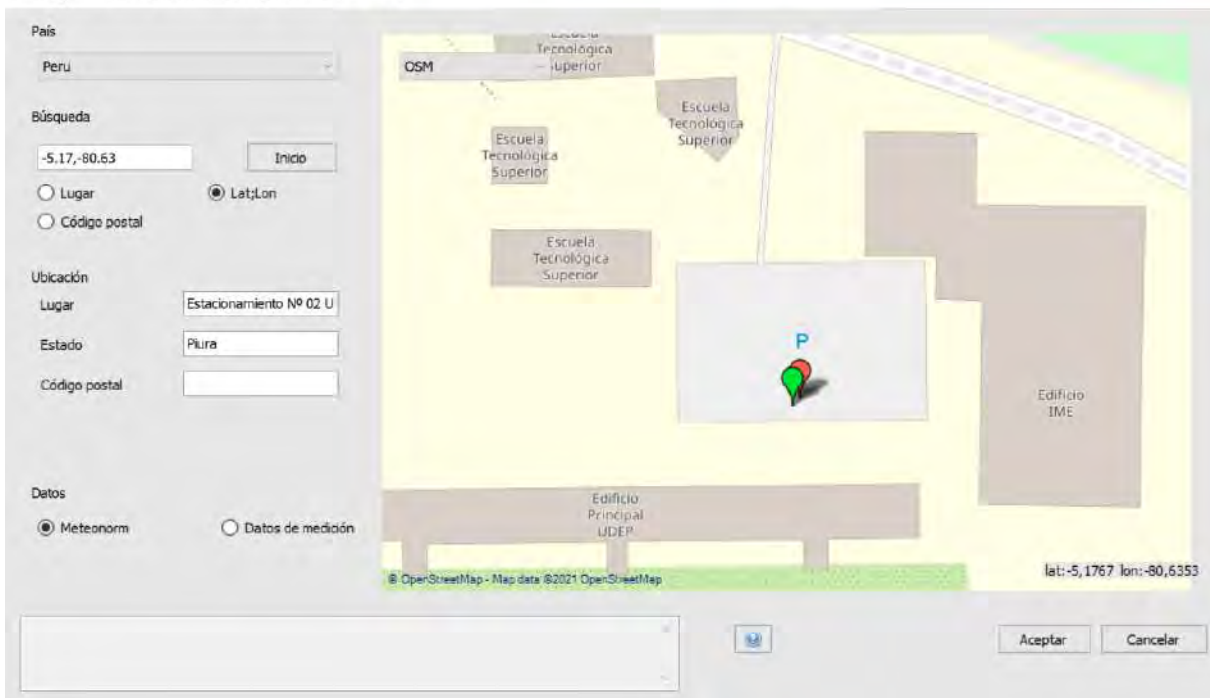


Figura 41. Generación de datos climáticos de acuerdo al punto de diseño

En la figura 42, se observa la red de corriente alterna, en ella se ingresan los parámetros de la red tanto voltaje, como número de fases, factor de desfase y el ahorro específico de CO₂, este se obtuvo en el apartado de impacto ambiental en el capítulo 4.

Tensión de red entre fase y neutro	230	V
Número de fases	1-fásico	
Factor de desfase ($\cos \varphi$)	+/- 1.00	
Ahorro específico de CO ₂ por uso de energía solar FV	237	g/kWh

Figura 42. Red de corriente alterna

5.3 Consumo

En esta sección se añade la cantidad de energía consumida en kWh para ello se tienen tres formas de ingresarlo, como se observa en la figura 43.

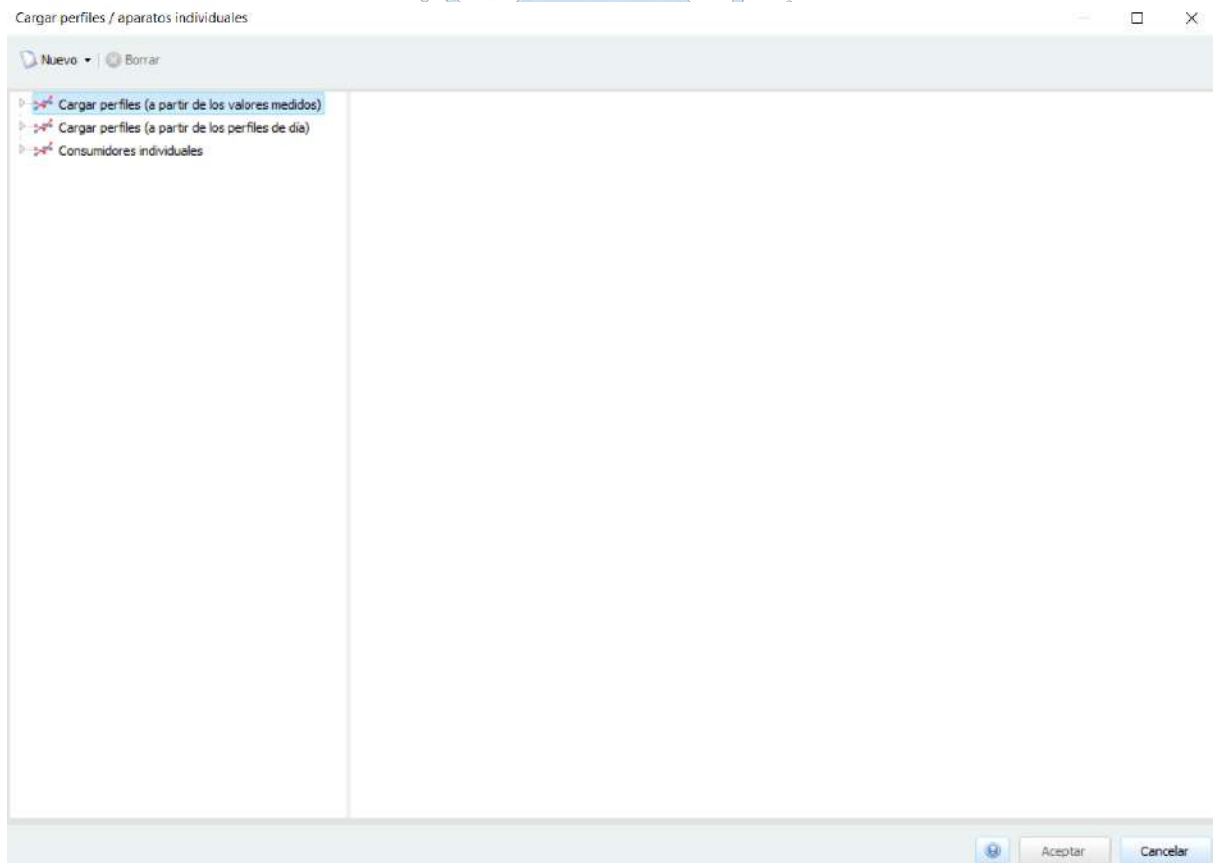


Figura 43. Perfiles para el consumo de energía

En la figura 44, se observa la primera opción, en la cual se pueden cargar perfiles a partir de valores medidos, los cuales ya vienen por defecto y también se pueden añadir mediciones que se hayan obtenido mediante un medidor de energía inteligente que brinde la curva anual de consumo.

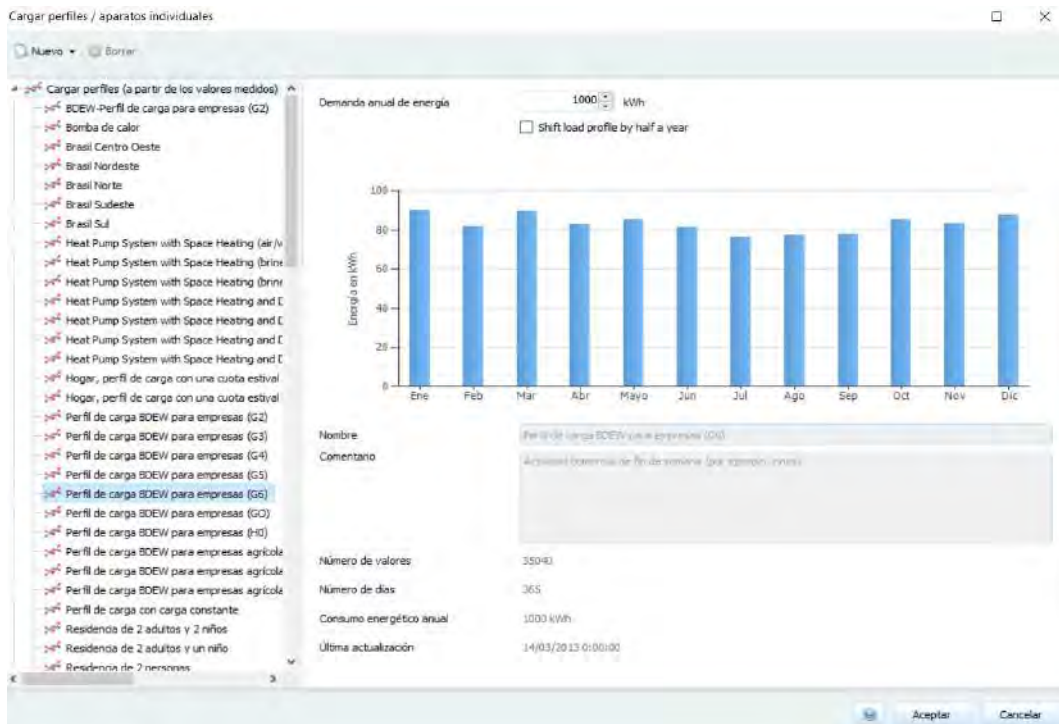


Figura 44. Ejemplos de perfiles a partir de valores medidos

En la figura 45, se distingue la segunda opción, donde se pueden cargar perfiles a partir de los perfiles de día, que vienen por defecto y también agregar mediciones y porcentajes que se pueden variar dependiendo de las horas, épocas del año (estaciones), días hábiles entre otros, además del consumo anual de energía.



Figura 45. Ejemplos de perfiles a partir de los perfiles de día

Por último, en la figura 46, se encuentra la tercera opción, la cual muestra perfiles individuales por tipo de objetos, sus características eléctricas y los días que se encuentran tanto en servicio o fuera de servicio, donde se puede escoger las horas y los días que trabajan.

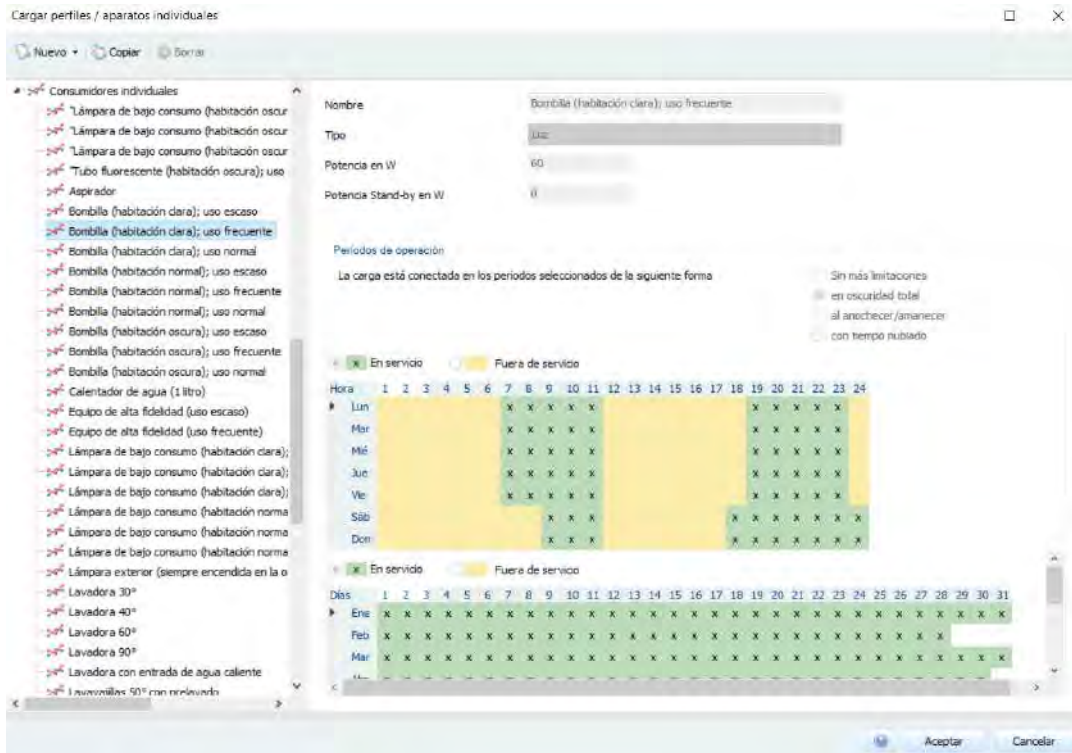


Figura 46. Ejemplos de consumidores individuales

En la figura 47, se muestra el consumo de energía derivado de esta tesis y que se ha hallado anteriormente en el capítulo 3. Para lograrlo, se añadió mediante la primera opción teniendo en cuenta la energía consumida anual calculada en kWh.

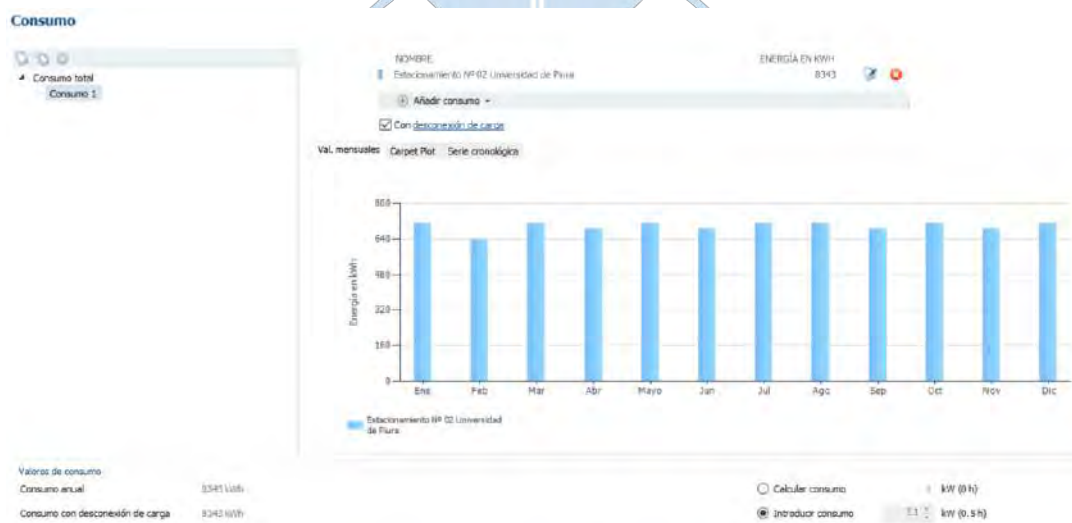


Figura 47. Consumo de energía anual en kWh del caso 1

5.4 Planificación 3D

En este apartado, se puede identificar el lugar de diseño mediante imágenes satelitales, añadir la degradación de los paneles solares y saber parámetros adicionales como inclinación, orientación, cantidad de paneles, sombreado difuso, entre otros. Información fundamental para conocer cómo se va a comportar tanto la estación de carga como sus alrededores durante el año. Todo esto se muestra en la figura 48.

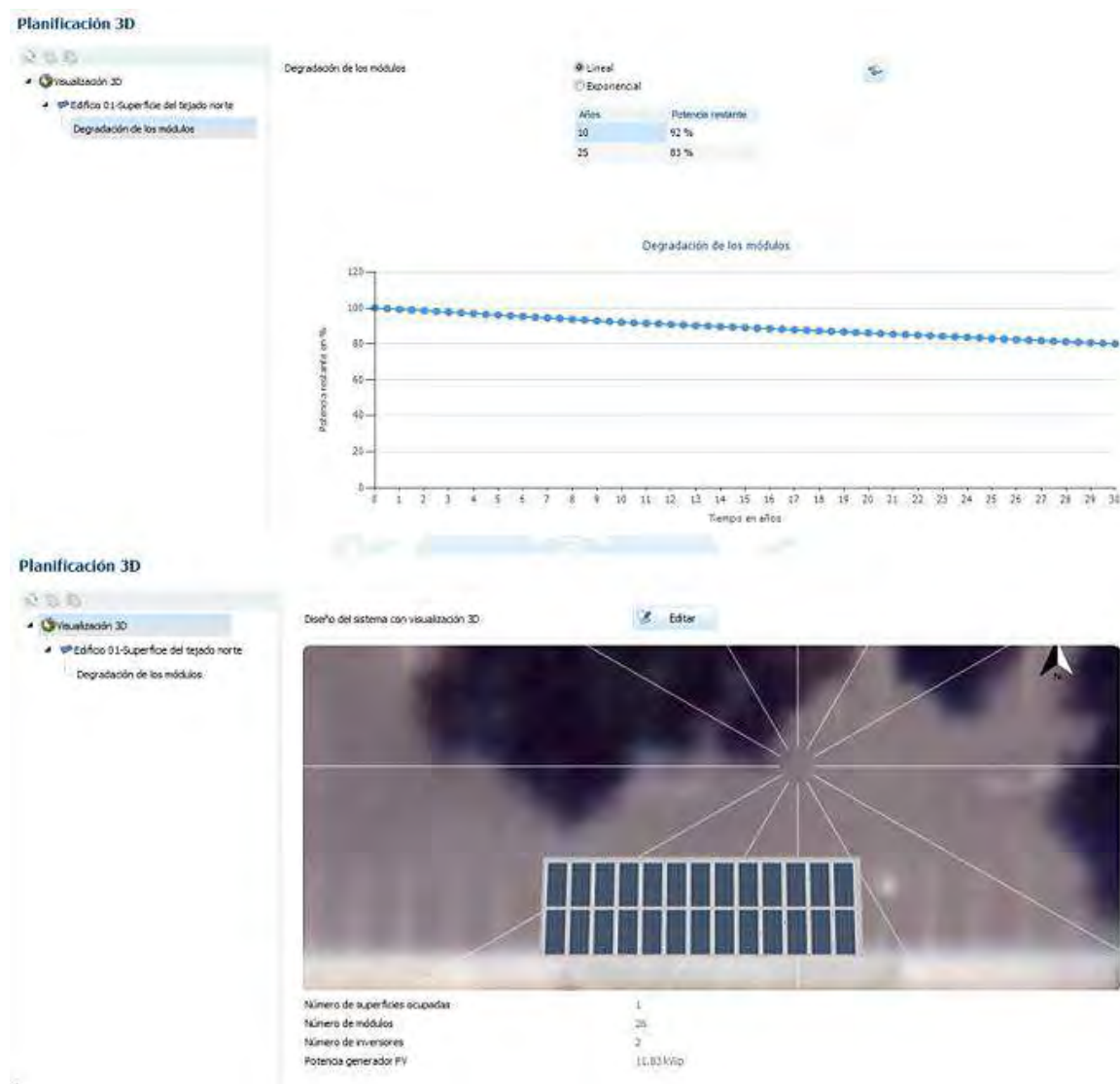


Figura 48. Planificación 3D del caso 1

5.4.1 Visualización 3D

Asimismo, el botón “editar” te deriva a una interfaz adicional donde se permite al usuario crear diferentes objetos en 3D en el lugar escogido, aquí es donde se generará la estación de carga con los paneles fotovoltaicos, ya que se puede dibujar diferentes formas, extruirlas, cambiarles el material, agregar árboles, casas, edificios, mostrar los ángulos de inclinación,

agregar soportes para paneles solares, escoger el tipo de inversor, realizar el conexionado, entre otras opciones. Como punto adicional, se permite importar modelos 3D de otros programas, es muy útil en caso se haya modelado estructuras más complicadas en otro software. Lo mencionado anteriormente se muestra en la figura 49.

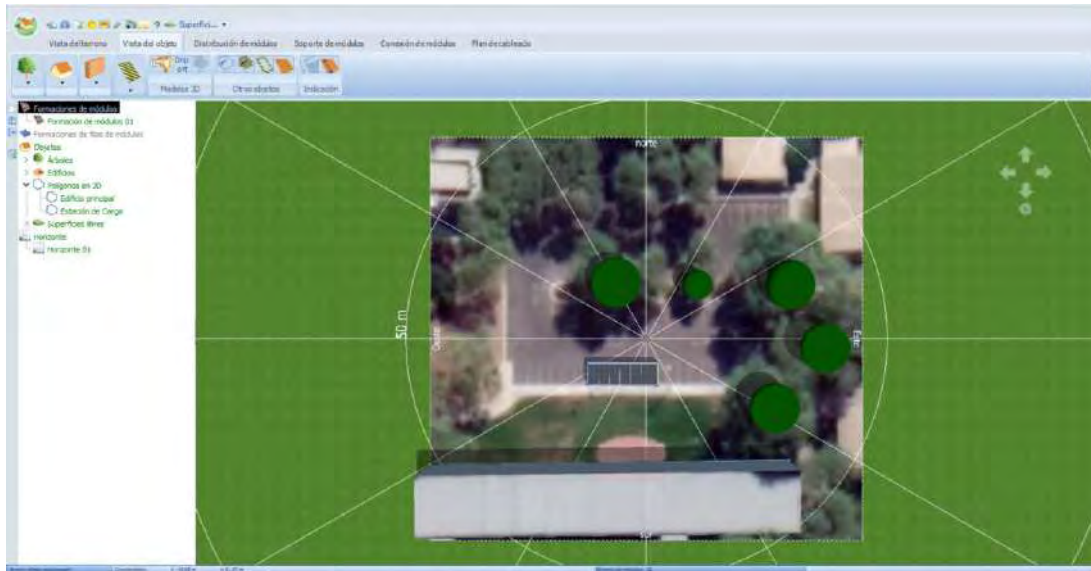


Figura 49. Visualización 3D del caso 1

Con esto se ha podido modelar la estación de carga, el edificio principal y los árboles de algarrobo más cercanos a la estación con el fin de que mediante los cambios de la posición del sol y las animaciones durante todo el año se pueda observar si la estación de carga se ve afectada por las sombras de los objetos alrededor. Con esto se confirma que hay poco sombreado por parte de estos durante el año, por lo que no se va a ver afectado el sistema fotovoltaico debido al mismo. En la figura 50, se muestra un ejemplo del movimiento de las sombras, que va a depender del día, la hora y la posición del sol.



Figura 50. Movimiento y animación del sol durante el periodo escogido del caso 1

Además, en esta sección se ha escogido el tipo de paneles solares que se van a instalar como es el caso de los JA Solar JAM72S20-455/MR, esto se debe a que el programa contiene una base de datos con una gran cantidad de marcas y modelos de paneles solares, solo se debe escoger el que se haya dimensionado. En caso no se encuentre, este se puede añadir teniendo en cuenta todas las características físicas y eléctricas de la ficha técnica de la marca. Dentro de las opciones se puede elegir la orientación de los paneles solares, ocupar todo el espacio seleccionado con los paneles solares, agregar uno por uno o el número que se ingrese, entre otras acciones. Esto se muestra en la figura 51.

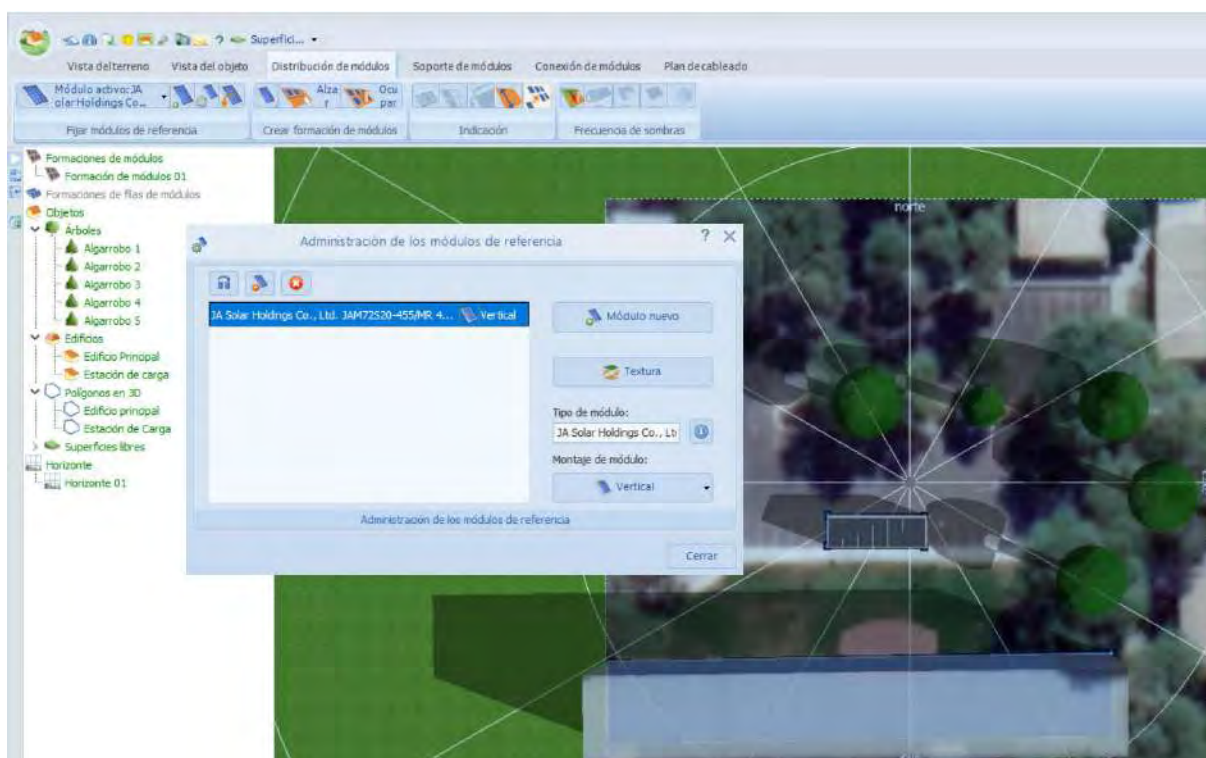


Figura 51. Elección de tipo de paneles solares del caso 1

A continuación, en la viñeta de “conexión de módulos” se puede escoger el tipo, marca, modelo y cantidad de inversores que se va a utilizar para realizar la conexión de los módulos fotovoltaicos. También se puede añadir un inversor en caso no se encuentre el inversor dimensionado con anterioridad. Todo esto se muestra en las figuras 52, 53 y 54.

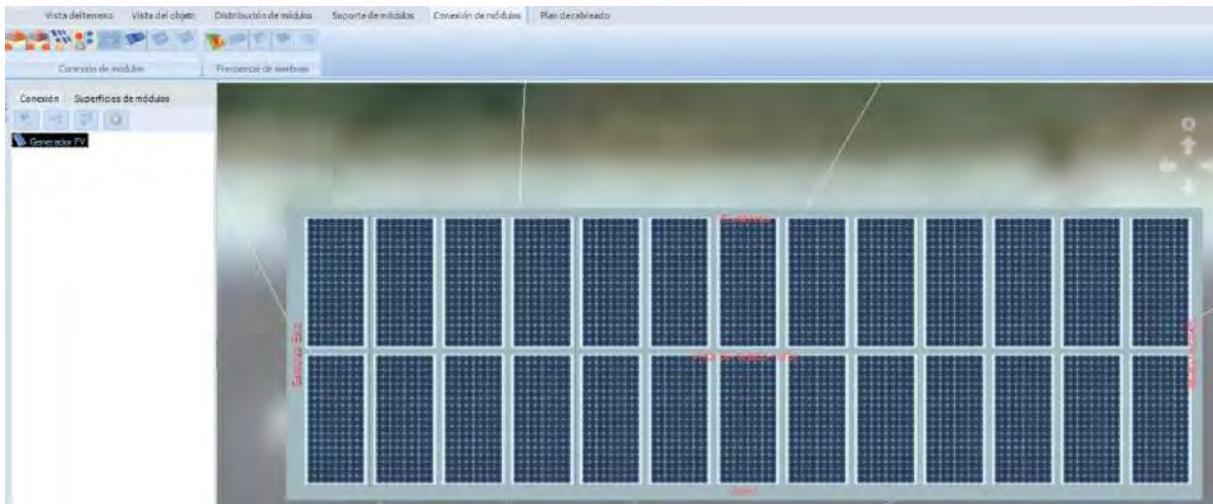


Figura 52. Conexión de módulos del caso 1



Figura 53. Selección de inversores y conexión

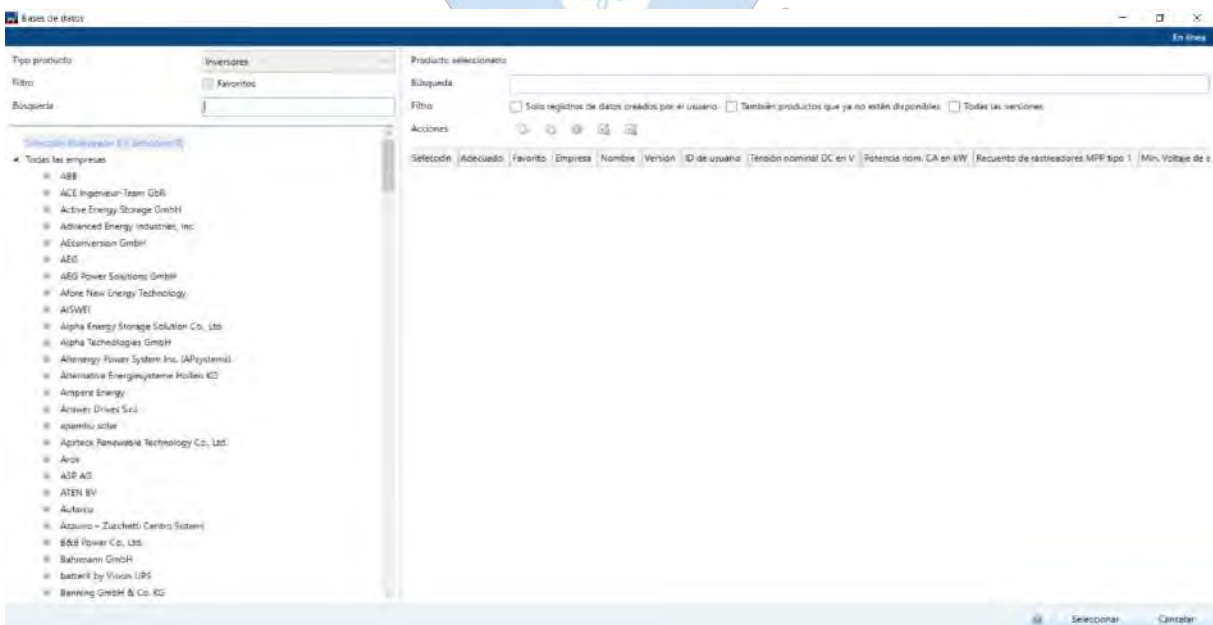


Figura 54. Inversores disponibles

Adicionalmente, en la figura 55, el programa permite seleccionar una variedad de inversores, entre los cuales se ha seleccionado los modelos de Huawei SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL, para obtener de todos ellos la mejor calidad de conexión (también es muy beneficioso en caso no se haya dimensionado con anterioridad), de esta manera se obtiene la cantidad, el tipo y marca de inversores, el que mejor se adecua a los paneles solares y un menor factor de dimensionamiento. Siempre se muestra de mejor a peor configuración.

Como se observa, el programa también ha elegido el SUN2000L-5TKL como el mejor inversor para el sistema fotovoltaico, 2 inversores a instalar, 13 paneles solares por inversor, 7 paneles solares en el primero seguidor y 6 en el segundo y el factor de dimensionamiento de 118.4 o 1.18%, todo esto concuerda con el hallado en el capítulo 3

Seleccionar conexión del inversor

Inversor Inversores: Adecuado: 6 / Selección: 7 [Visualización y criterios](#)
[Límites de conexión](#)

Calcular interconexiones

Superficie fotovoltaica
 Edificio 01-Superficie del tejado norte 26 x JAM72S20-455/MR = 11,83 kWp

Número de inversores	Calidad de la conexión	Modelo de inversor	Conexión	Número de módulos	Factor de dimensionamiento
2	95,00 %	SUN2000L-5TKL	MPP 1: 1 x 7 MPP 2: 1 x 6	13	118,40
2	88,33 %	SUN2000L-4.6KTL	MPP 1: 1 x 7 MPP 2: 1 x 6	13	128,70
2	80,33 %	SUN2000L-5TKL	MPP 1: 1 x 7 MPP 2: 1 x 7 MPP 1: 1 x 6 MPP 2: 1 x 6	14 12	127,40 109,20

Conexión 1 - 10 de 49

Figura 55. Elección de tipo de paneles solares del caso 1

En la figura 56, se muestran las pruebas de conexión, en la cual se observa si los seguidores (MPP) se encuentran dentro de los rangos de tensión MPP (V), la tensión de circuito abierto (V), la corriente (A) y la potencia (kW).

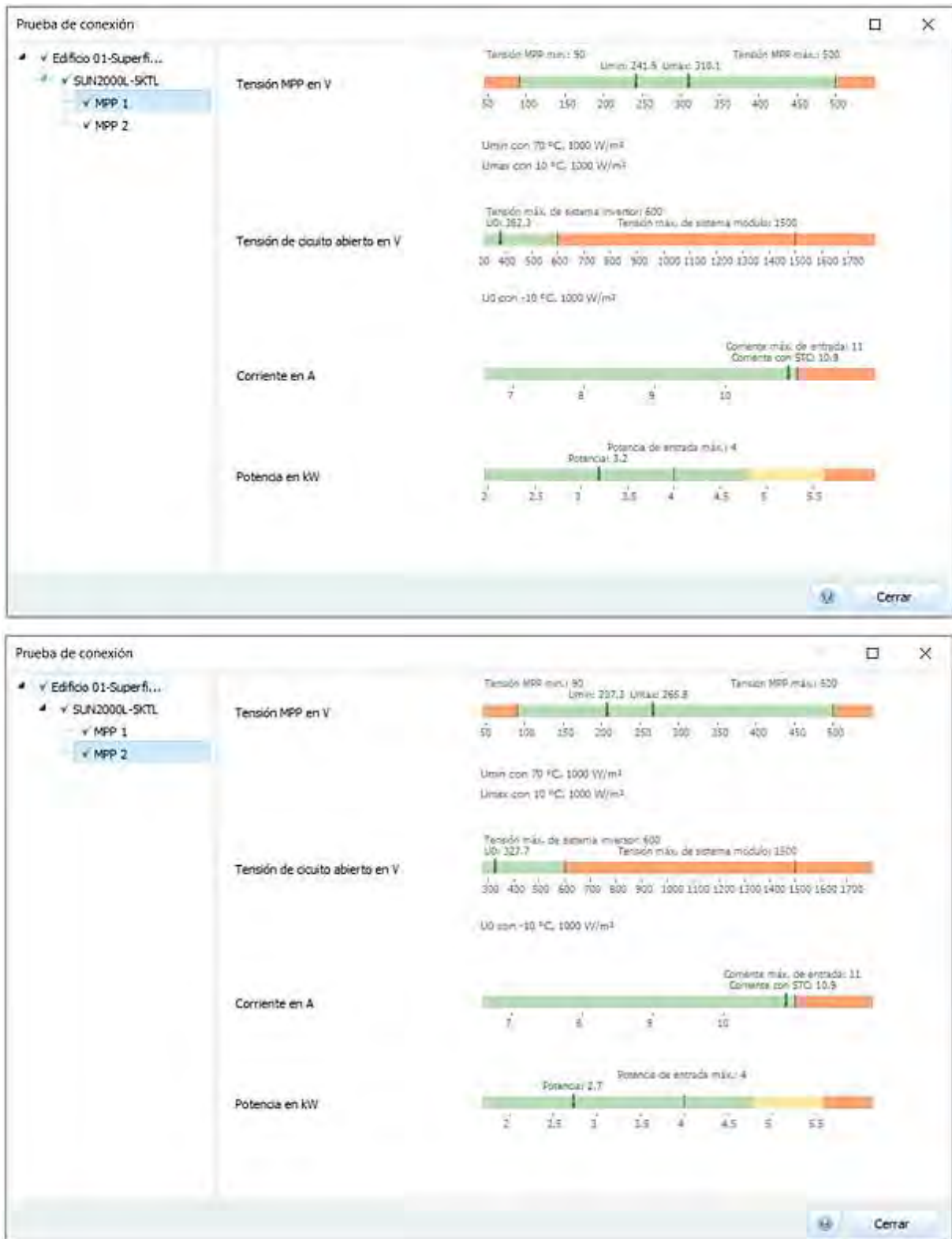


Figura 56. Límites de conexión de los seguidores del caso 1

Como se observa, en el seguidor 1, la corriente de entrada al conectar los 7 paneles solares es de 10.88A, ya que la corriente no varía en conexiones en serie y se encuentra por debajo de los 11A que cuentan como máximo cada seguidor. En el caso de la potencia es de

3.2kW, también concuerda con los 3185W hallados anteriormente y que se encuentran por debajo la potencia máxima de entrada del inversor.

En el seguidor 2, sucede lo mismo con la corriente. Sin embargo, al tener 6 paneles solares conectados en serie la potencia disminuye a 2.7kW que concuerda con los 2730W hallados con anterioridad y que al mismo tiempo se encuentran por debajo de la potencia máxima de entrada del inversor.

En la figura 57, se muestra si los inversores se encuentran dentro de los rangos de corriente (A), factor de dimensionamiento (%) y las potencias en kWp, kVA y kW. En este caso, al contar con 2 seguidores MPPT la corriente máxima del inversor es de 22A y como en ambos casos la corriente que ingresa proveniente de los paneles solares es de 10.88A, entonces se cuenta con una corriente con STC de 21.76A, aproximadamente 21.8A.

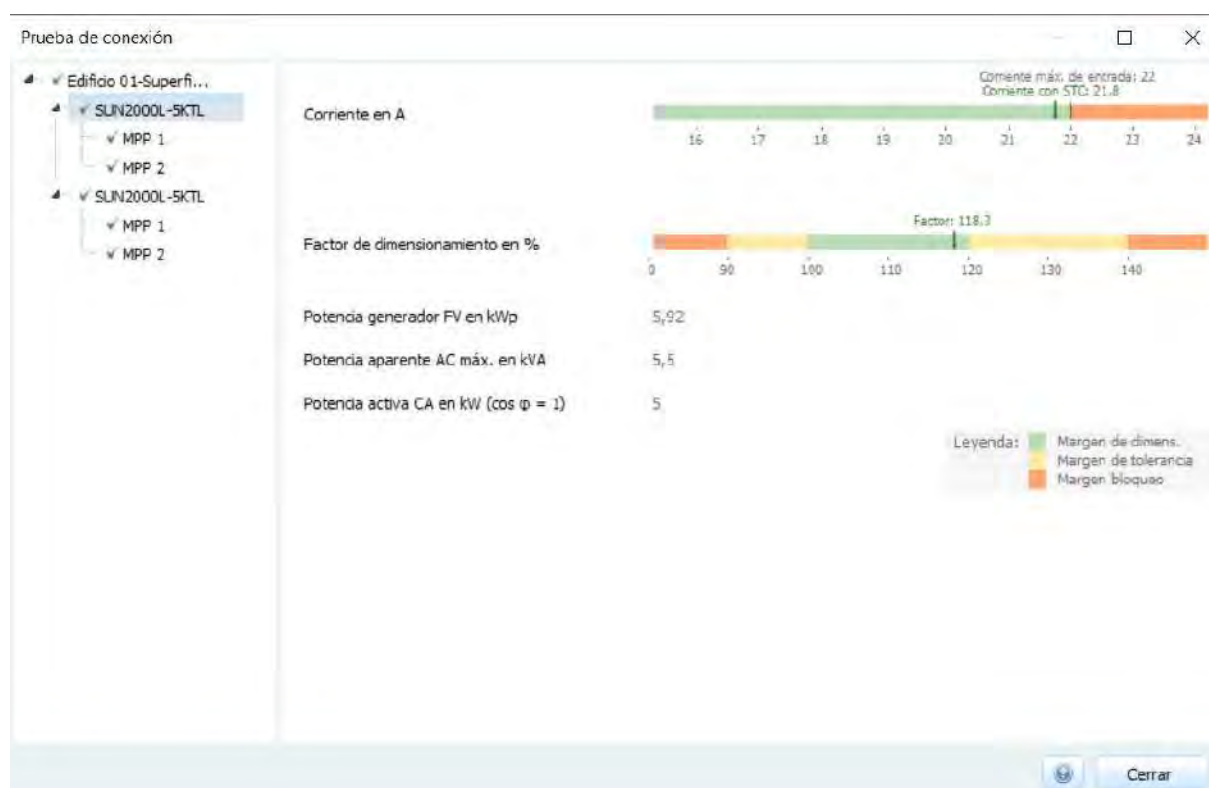


Figura 57. Límites de conexión del inversor del caso 1

Como se observa en la figura 58, si todo esto se encuentra dentro del margen de dimensionamiento (color verde), se mostrará un check de color verde. En caso se encuentre dentro del margen de tolerancia (color amarillo) se mostrará un check amarillo. Por último, si se encuentra en el margen de bloqueo (color rojo), se mostrará una "X" roja, la cual impedirá continuar con el dimensionamiento hasta que no se cambie por lo menos al check amarillo.

Se puede ver claramente que se van a utilizar dos inversores, la marca y el modelo de los mismos, así como la cantidad de seguidores con los que cuenta y los módulos que se van a conectar en serie. En la parte inferior se muestra información de los paneles que se han

utilizado, con la marca, el modelo y la cantidad y se comprueba que todos los 26 paneles han sido conectados, con la potencia brindada por los mismos.

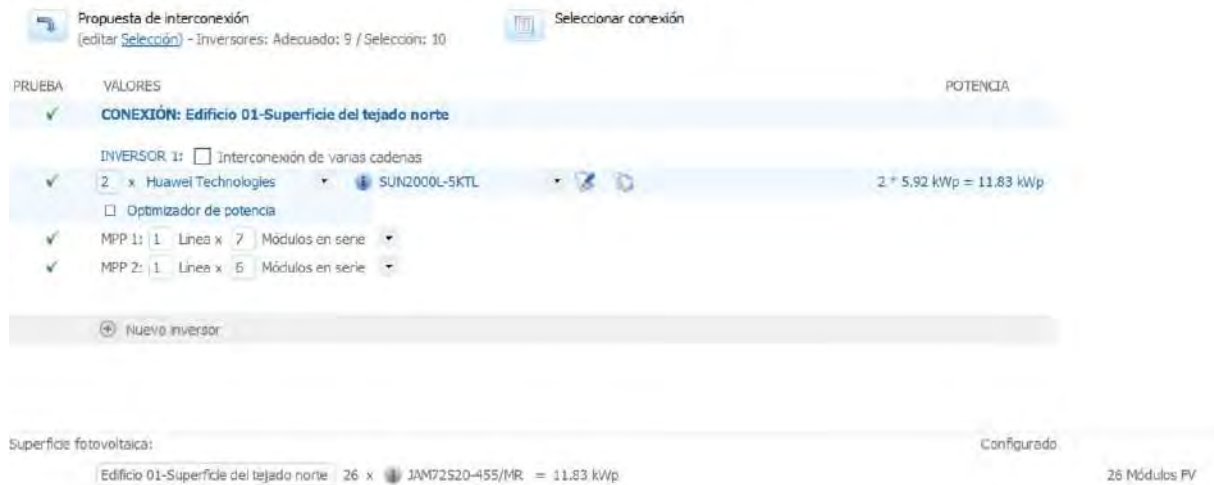


Figura 58. Estado de conexión del inversor del caso 1

A continuación, en la figura 59 se muestran los paneles fotovoltaicos conectados automáticamente, esto va a depender de la cantidad de seguidores y los paneles que han sido asignados a cada seguidor, en los cuales se mostrará un número y un color distinto para una mejor diferenciación. Asimismo, el programa permite cambiar las posiciones de los paneles solares, su orientación, los conductores, entre otros. Es por ello que se ha decidido colocar todos los paneles que corresponden al inversor 1 en la izquierda y el inversor 2 en la derecha, de esta manera evitamos cruzar conductores y una simetría en la posición de los inversores.

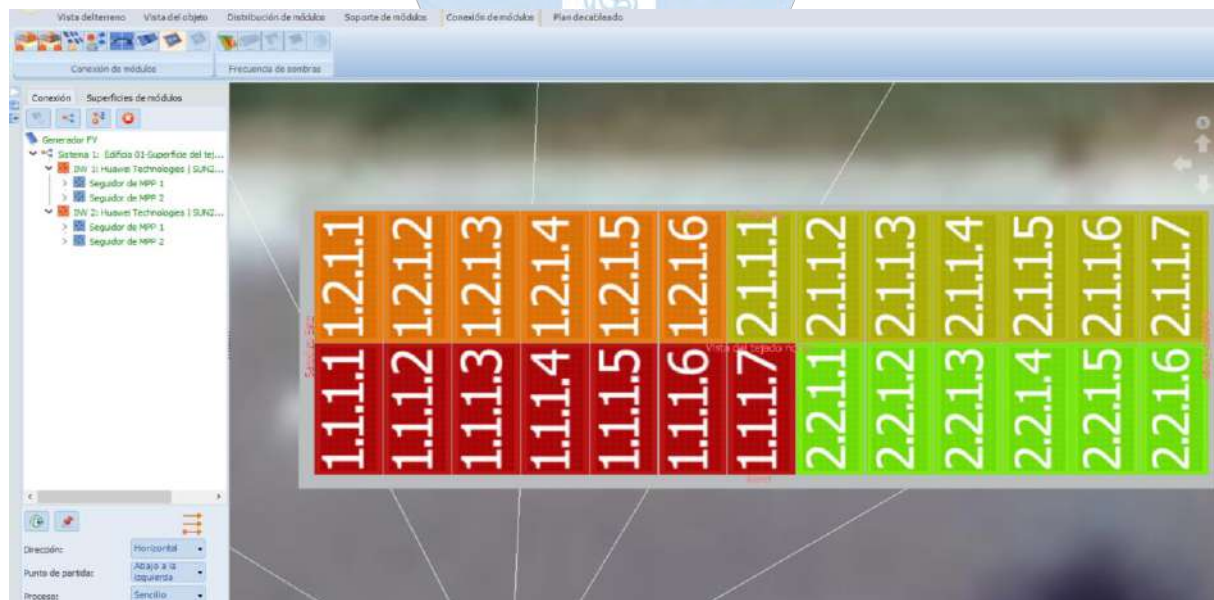


Figura 59. Conexionado de los seguidores y paneles solares del caso 1

Por último, en la figura 60 se encuentra el plan de conductores. Sin embargo, el programa permite cambiar entre un sistema de nódulos y cadenas, cuadro de conexión de cadenas y conectar directamente, también se permite cambiar el paso de los conductores, si se desea conectar uno de cada dos módulos o un paso de conductores en ángulo recto y agregar nódulos de conductores, como se desea realizar el agrupamiento, agregar pasacables en distintos puntos, escoger vistas, la lista de conductores a utilizar y su visualización.

En este caso, se ha decidido realizar la conexión de los conductores directo, con un paso de conductores en ángulo recto y posicionar 4 pasacables, uno en cada esquina para llevarlos a cada seguidor MPPT de los inversores.

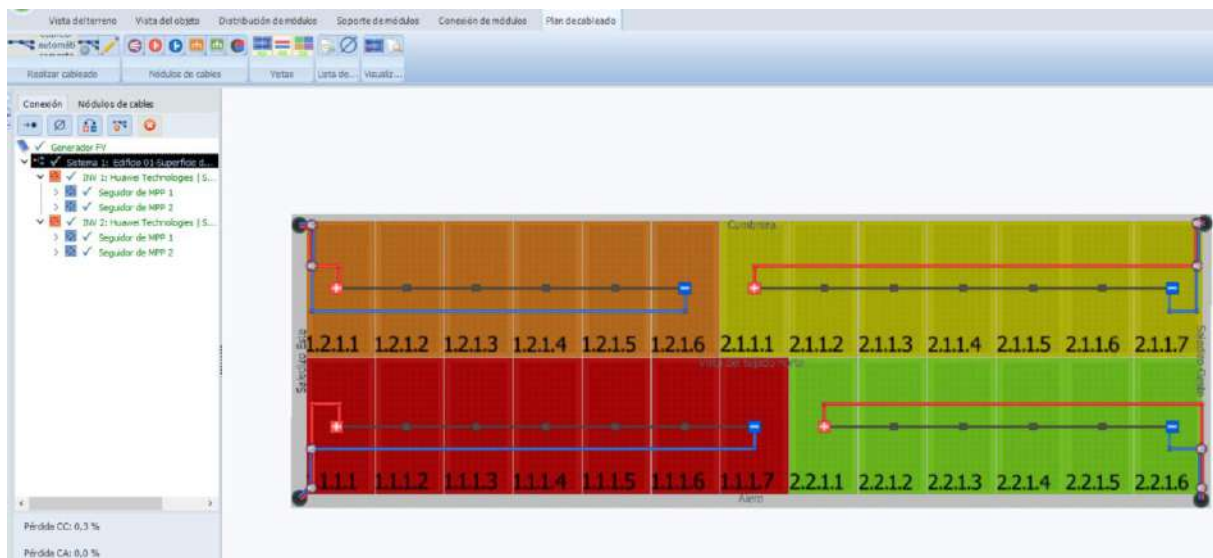


Figura 60. Plan de conductores para el caso 1

5.5 Inversor de baterías y batería

En esta sección se dimensiona la cantidad, tipo, marca y modelo de los inversores de baterías y de las baterías. Como se muestra en la figura 61, primero se debe seleccionar el inversor de batería, para ello utilizamos las especificaciones del inversor Huawei SUN2000L-5TKL elegido en el capítulo 3, con ello podemos ingresar los nuevos datos al programa ya que este no cuenta con la información del funcionamiento del inversor con las baterías. Al iniciar la búsqueda, automáticamente el programa brinda la cantidad de inversores, el modelo, el porcentaje de dimensionamiento (potencia total del inversor de baterías/consumo pico de potencia) y el total de clústeres, siempre desde el mejor al peor.

El programa muestra que un inversor de baterías es suficiente, ya que lo muestra como un dispositivo separado de los inversores, pero como se sabe los inversores elegidos contienen el inversor, los seguidores MPPT y el acople de baterías, por lo que, si anteriormente ya se demostró que es necesario 2 inversores, entonces se debe variar manualmente el número de inversores de baterías de 1 a 2.

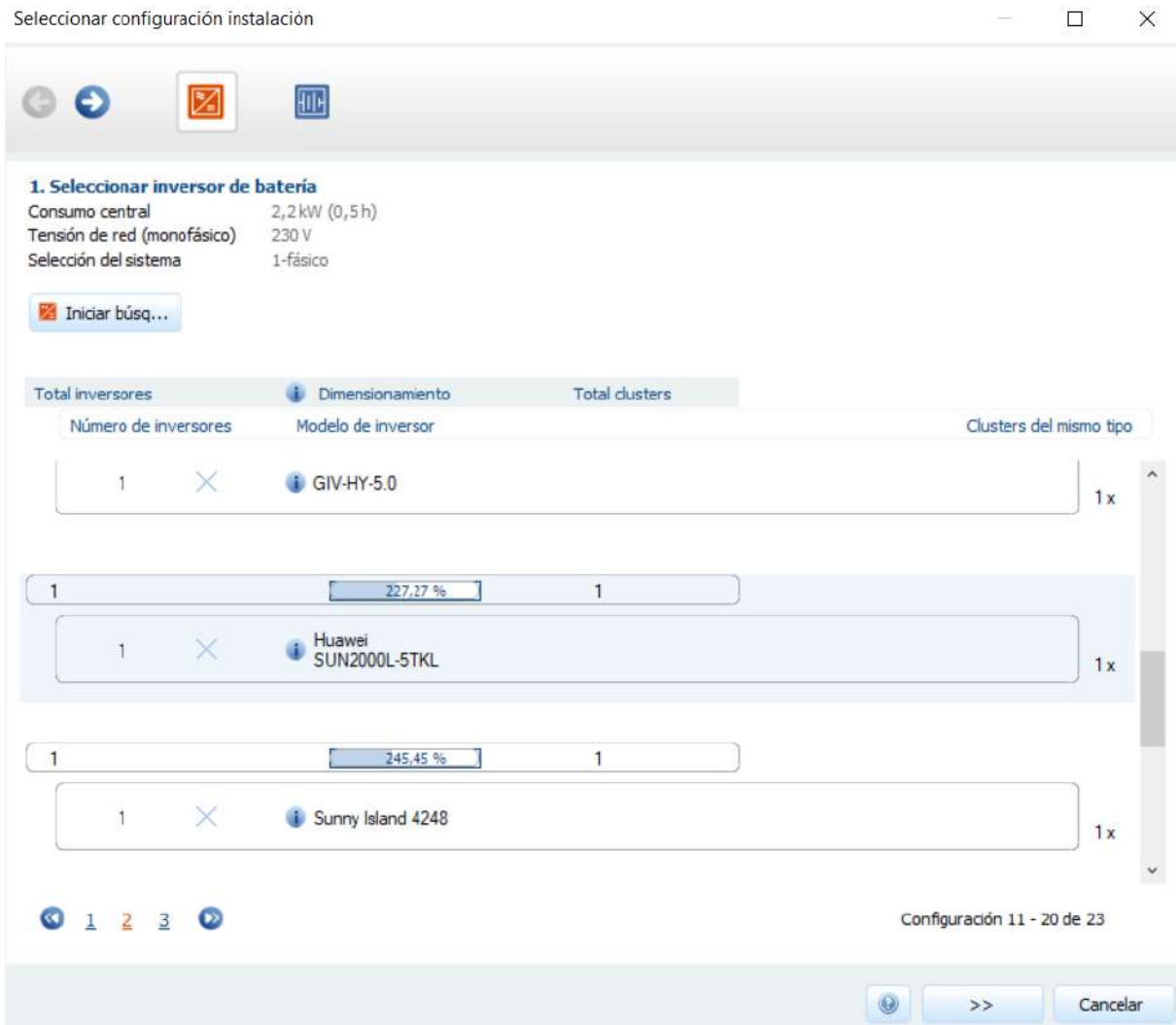


Figura 61. Selección de inversor de batería

Una vez hecha la elección, se debe seleccionar la batería, para ello primero se pide ingresar el periodo de dimensionamiento, el tiempo de autonomía y seleccionar las posibles baterías entre las existentes y añadidas en el programa. Luego, al iniciar búsqueda se encuentra la mejor configuración de batería de acuerdo al grupo de baterías seleccionado, siempre de mejor a peor, a la información del inversor se agrega la configuración de batería y el tipo.

Como se observa en la figura 62, el programa dimensiona automáticamente que es necesario 8 baterías, 4 conectadas en serie y 2 conectadas en paralelo para 1,5 días de autonomía, como se halló en el capítulo 3.

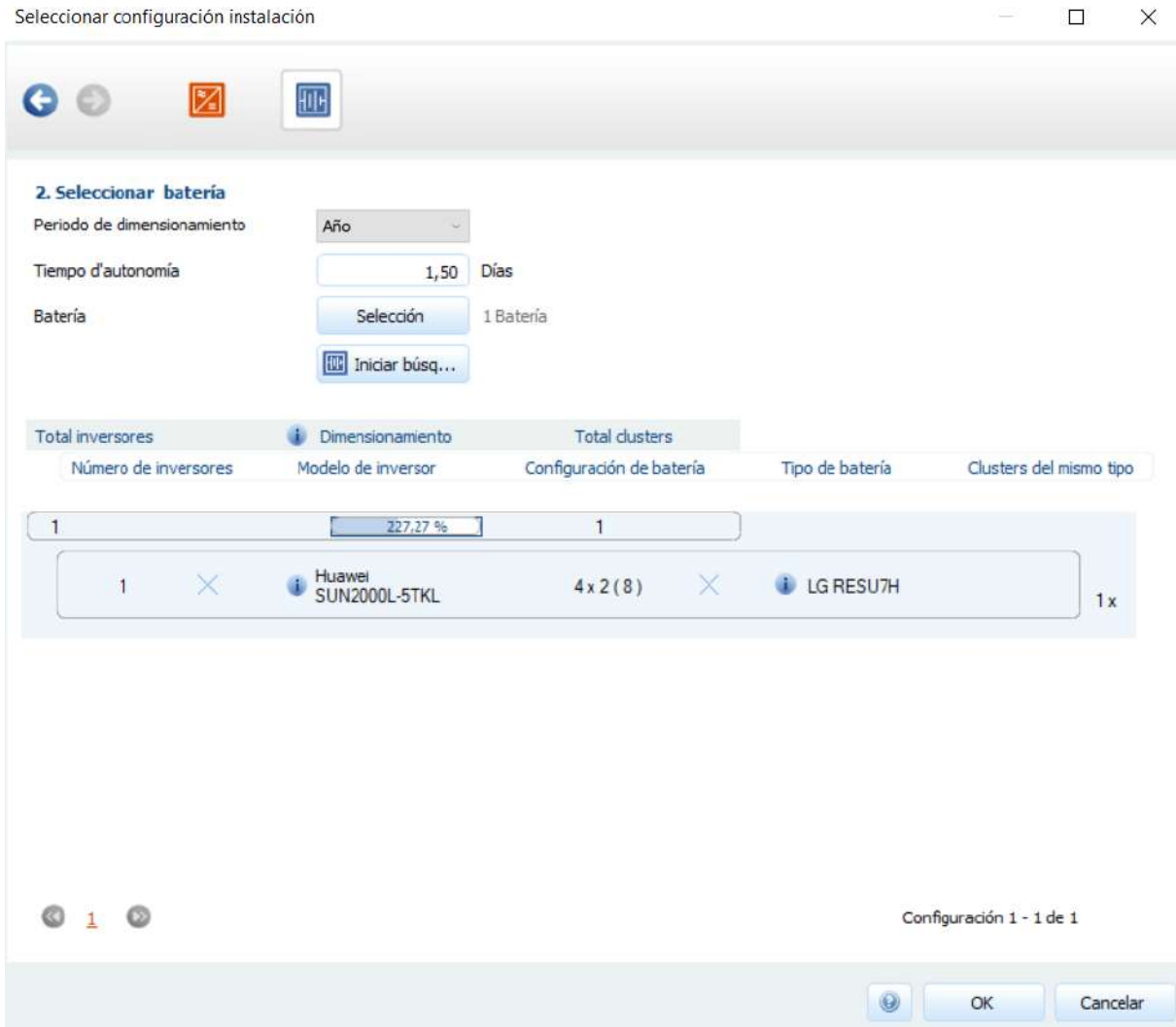


Figura 62. Selección de la batería

Por último, se obtiene lo mostrado en la figura 63, donde se ve el inversor de baterías elegido, la batería, el número de baterías conectados en serie y en paralelo, así como el total de energía de la batería (kWh) y la tensión total de la batería (V). Todo lo anterior coincide con lo hallado en el capítulo 3, con la excepción de la cantidad de días de autonomía, la cual se justifica su diferencia en que el programa no tiene en cuenta la profundidad de descarga, las eficiencias de las baterías ni del inversor, parámetros que si se han utilizado en el capítulo 3.

Como dato adicional se puede modificar el funcionamiento de la batería en modo ahorro y la estrategia de carga.

Inversor de baterías y batería

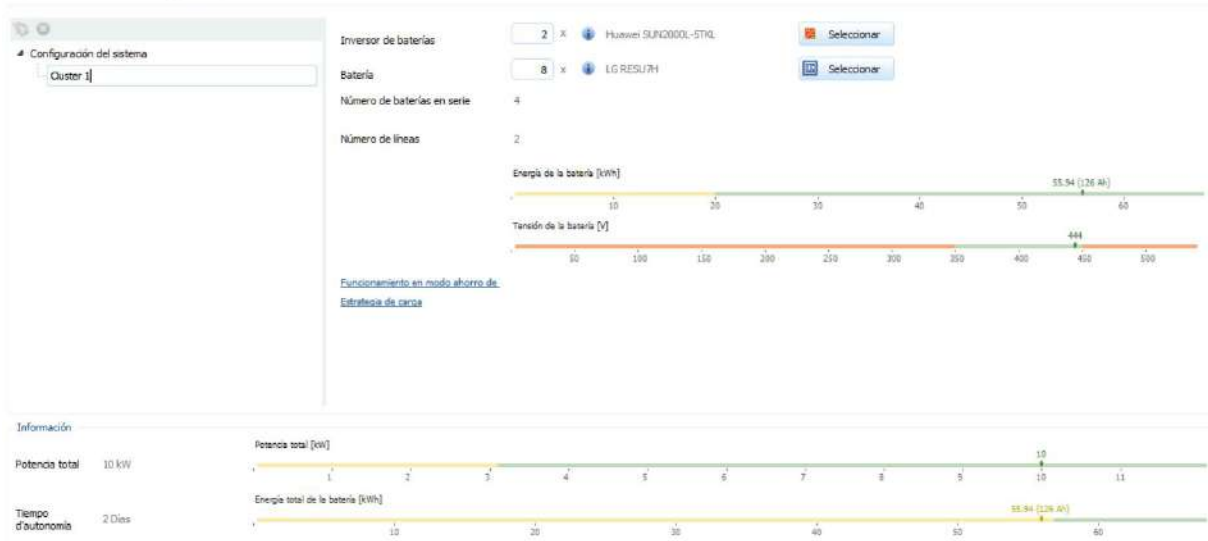


Figura 63. Información del inversor de batería y de la batería

5.6 Conductores

En esta sección se eligen las medidas y material de los conductores para poder determinar las pérdidas en el sistema. Sin embargo, son recomendados automáticamente por el programa, pero se debe verificar si cumplen el reglamento. Para ello, como se muestra en la figura 64, se selecciona entre realizar en detalle sección por sección o simplemente ingresando la pérdida total máxima que debe tener el sistema.

Cables

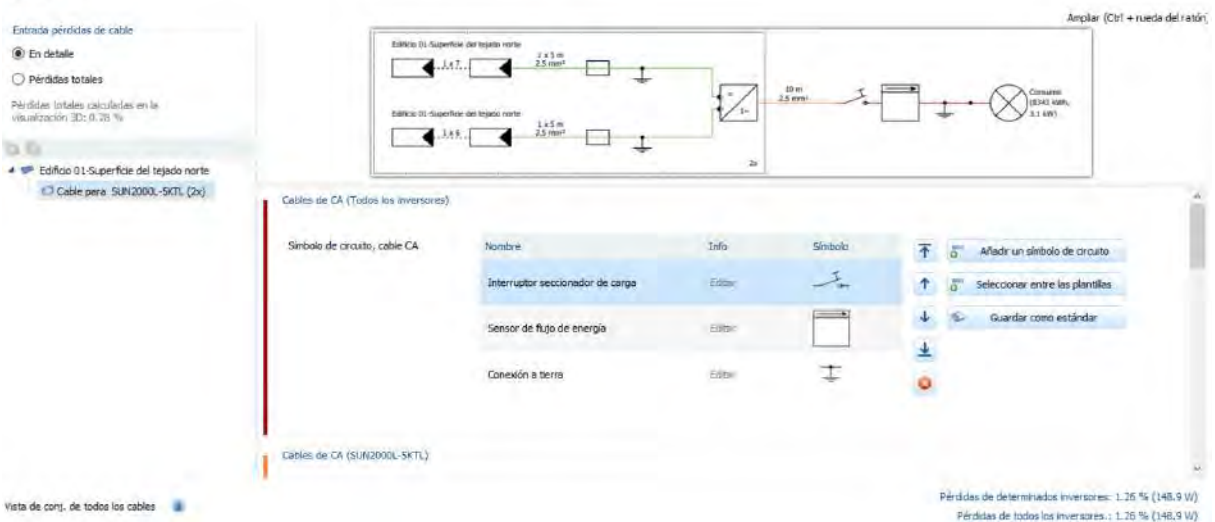


Figura 64. Información de conductores y pérdidas del sistema del caso 1

Se presenta el plano con los detalles de la longitud de los sectores 1 y 3, las secciones en mm² de los conductores, tipo cobre, un fusible en cada seguidor (total 4), un interruptor termomagnético, 3 medidores de flujo las pérdidas. En todos los sectores se tienen pérdidas

por debajo de lo que establece el Ministerio de Energía y Minas, así como se verifica las secciones de los conductores, las cuales solo se presentan en mm^2 , que es con lo que el programa trabaja. Por este motivo, las pérdidas del caso 1 halladas en el capítulo 3 se confirman en este apartado con la única diferencia que en el capítulo 3 se agregó la sección entre las baterías y los inversores, lo cual el programa no tiene en cuenta.

Adicionalmente, en la figura 65, se observa que el programa permite ingresar símbolos que representan dispositivos tales como medidores de flujo, fusibles, interruptores, disyuntores, entre otros.



Figura 65. Símbolos del circuito

5.7 Planos y listado de piezas

En esta sección, se muestra el diagrama unifilar, los planos y el listado de piezas. Esto se muestra automáticamente y depende de todo lo dimensionado anteriormente. Sin embargo, si se puede variar los colores del plano, el tamaño de hoja, la leyenda y los archivos en los cuales se va a exportar, todo esto se muestra en las figuras 66, 67 y 68.

Planos y listado de piezas

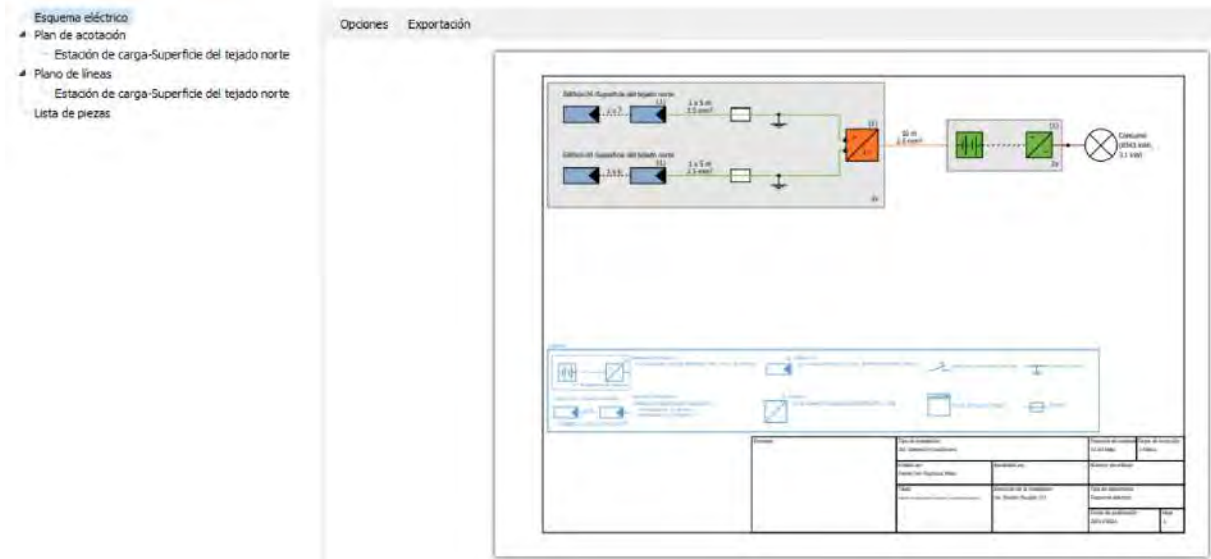


Figura 66. Esquema eléctrico del caso 1

Planos y listado de piezas

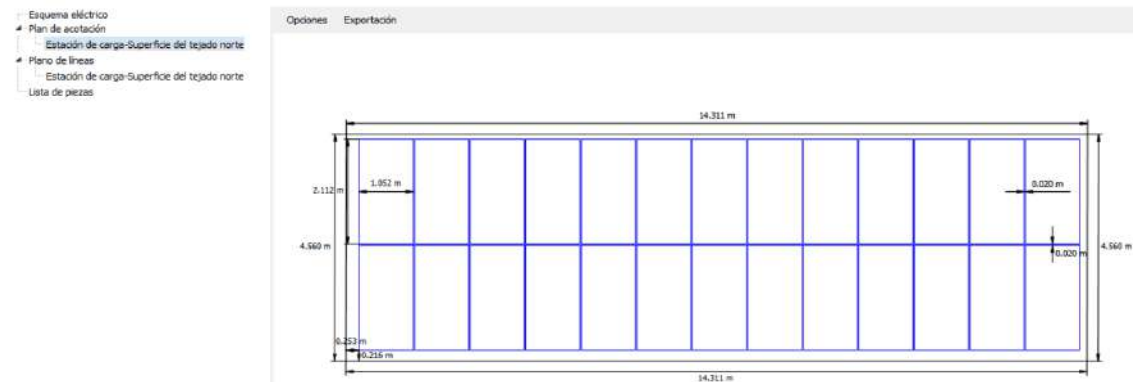


Figura 67. Plano de acotación del caso 1

Planos y listado de piezas

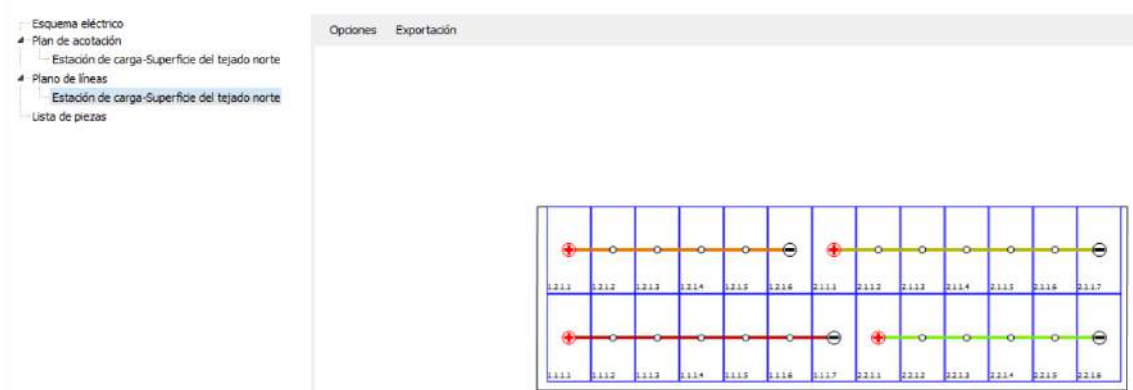


Figura 68. Plano de líneas del caso 1

Por último, en la figura 69, se observa el listado de piezas con todos los datos de los componentes que se han utilizado a lo largo del proyecto.

Planos y listado de piezas

Exportación	Copiar	Número de articulo	Tipo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad	Ver	Editar	Borrar
		1	Módulo PV	JA Solar Holdings Co., Ltd.	JAM72520-155/MR	26	Pieza			
		2	Inversor	Haawei Technologies	SUN2000L-5KTL	2	Pieza			
		3	Inversor de baterías	Example	Huawei SUN2000L-5TKL	2	Pieza			
		4	Batería	LG Chem	LG RESU7H	8	Pieza			
		5	Cable		Cables de CA 1-filado 2.5 mm ² Cobre	20	m			
		6	Cable		Cond. de línea 2.5 mm ² Cobre	20	m			
		7	Componentes		Interruptor seccionador de carga	1	Pieza			
		8	Componentes		Sensor de flujo de energía	1	Pieza			
		9	Componentes		Fusible	2	Pieza			

Figura 69. Lista de piezas del caso 1

5.8 Evaluación económica

En esta sección se ingresa los precios y costes de los materiales y componentes que se han utilizado. Asimismo, se ingresa el periodo de consideración (el horizonte en el que se realiza el análisis económico), el interés del capital, los precios de los productos, la vida útil (dado por la marca), costos de la mano de obra, los conductores, combustible, entre otros. Todo esto se muestra en la figura 70. Sin embargo, no permite ingresar detalladamente los precios, por lo que en el apartado de otros costes se ha incluido: sistema de protección, de medición y estructura y tablero.

Evaluación económica

Componentes	Tipo	Elementos instalados	Precio por producto	Costes de la instalación	Vida útil	Cantidad	Costes durante el periodo cons
Módulos	JAM72520-155/MR	26	\$/ 821.89	\$/ 21,369.14	20.00	26	\$/ 21,369.14
Inversores	SUN2000L-5KTL	2	\$/ 7,534.50	\$/ 15,069.00	20.00	2	\$/ 15,069.00
Inversor de baterías	Huawei SUN2000L-5TKL	2	\$/ 0.00	\$/ 0.00	20.00	2	\$/ 0.00
Baterías	LG RESU7H	8	\$/ 18,152.00	\$/ 145,216.00	20.00	8	\$/ 145,216.00

Costes del cableado	\$/ 152.50	Costes de combustible	\$/ 0.00 /litro
Costes de trabajo	\$/ 12,903.92	Incremento del precio del combustible	0.00 %/Año
Otros costes	\$/ 16,828.94		

Figura 70. Evaluación económica del caso 1

5.9 Resultados

En esta sección se muestran los resultados del sistema fotovoltaico, su comportamiento y rendimiento a lo largo del tiempo, así como pronósticos de rendimientos, flujo de energía temperatura de paneles, energía consumida y generada. Hay una gran cantidad de gráficos detallados que permiten tener un mejor conocimiento de cosas más puntuales del sistema fotovoltaico. En la figura 71, se muestra la interfaz de los resultados.



Figura 71. Resultados del caso 1

5.10 Informe del proyecto

La última sección, concentra todos los resultados obtenidos anteriormente en un solo documento. Sin embargo, se diferencia entre la presentación al cliente y la documentación. El primero brinda una visión de todo el proyecto, menos detallado y más sencillo, con la información más relevante para el cliente. El segundo documento, contiene mayor y más detallada información, con gráficos más específicos y que van orientados mayormente a los ingenieros y técnicos encargados de la construcción e instalación. Ambos se observan completamente en los Apéndice 1 y 2 respectivamente.

Asimismo, se puede cambiar el idioma del documento, imprimirlo y/o exportarlo. Todo esto se muestra en las figuras 72 y 73.



Figura 72. Informe de presentación al cliente del caso 1

Informe del proyecto

Opciones

Plantilla del documento
Documentación

Idioma del documento:
Español

[Más opciones](#)

Vista previa

Mostrar

Mostrar automáticamente

Imprimir

Exportar

Exportar

Exportar

Abrir archivo tras la exportación

Resultados de simulación

Valores por hora

Valores por minuto

[Opciones](#)

Indicación

Documentación - 01

Datos del cliente

Empresa: Universidad de Piura
Número de cliente: 01
Persona de contacto: Daniel Marcelo-Aldana
Dirección: Av. Ramón Mugica 131
Teléfono: 073284500
Fax:
E-mail:

Datos del proyecto

Número del proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías
Nº de oferta: 02
Autor: Daniel Jarir Espinoza Meza
Dirección: Av. Ramón Mugica 131

Descripción del proyecto:
Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica on-grid conectada a un sistema de baterías.

Figura 73. Documentación del caso 1

5.11 Simulación caso 2

El caso 2 también ha sido simulado y los resultados se muestran a continuación:

En la figura 74, se muestra los datos del proyecto para el caso 2.

Datos del proyecto

Número de oferta: 02

Autor: Daniel Jarir Espinoza Meza

Datos del cliente

Número de cliente: 01

Persona de contacto: Daniel Marcelo-Aldana

Empresa: Universidad de Piura

Teléfono: 073284500

Fax:

E-mail:

Dirección: Av. Ramón Mugica 131

Puesta en marcha: 01/01/2020

Nombre del proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a la red

Representación del proyecto:

Descripción del proyecto: Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica on-grid sin conexión a un sistema de baterías.

Dirección de la instalación: Av. Ramón Mugica 131

Figura 74. Datos del proyecto caso 2

En la figura 75, se muestra el tipo de instalación para el caso 2, en el que se tiene un sistema fotovoltaico conectado a la red, sin sistema de baterías. Los datos climáticos y de red CA son iguales al caso 1.

Tipo de instalación, clima y red

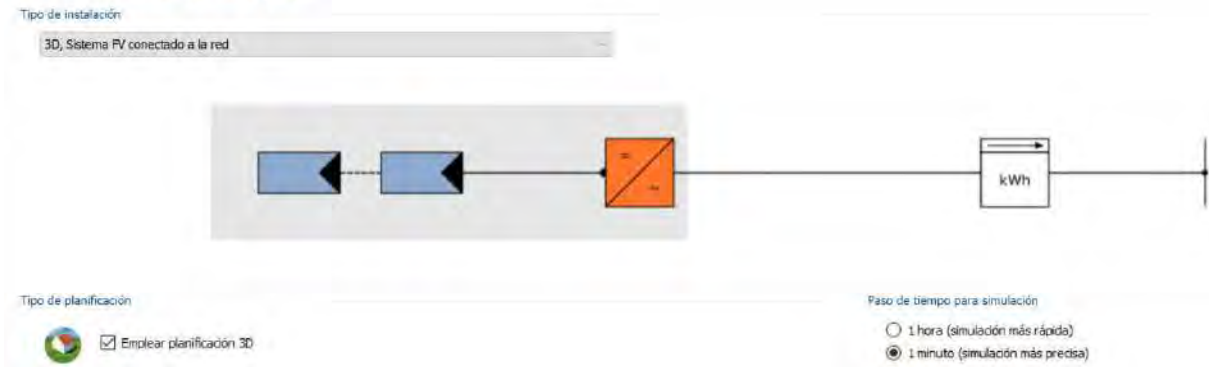


Figura 75. Tipo de instalación, planificación y paso de tiempo del caso 2

En la figura 76, se muestra la planificación 3D, donde también se observan los paneles solares en el punto de diseño, junto a la información acerca del posicionamiento, cantidad de paneles, el sombreado, entre otros.

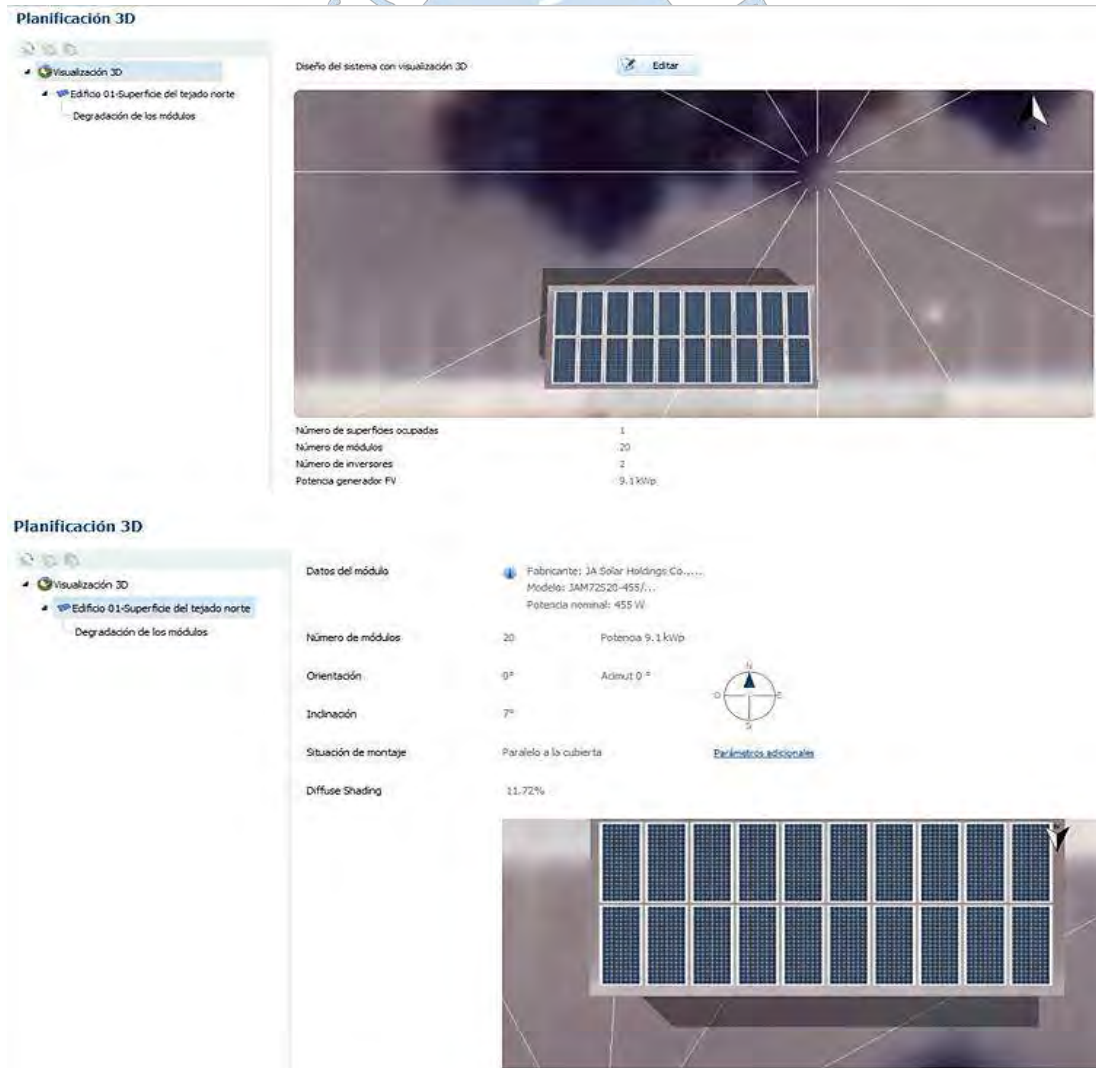


Figura 76. Planificación 3D del caso 2

En la figura 77, se aprecia la estación de carga, justo al edificio principal y los árboles más cercanos, los cuales han sido simulados para determinar si las sombras producidas por estos afectarían la capacidad de generación de energía de los paneles solares.

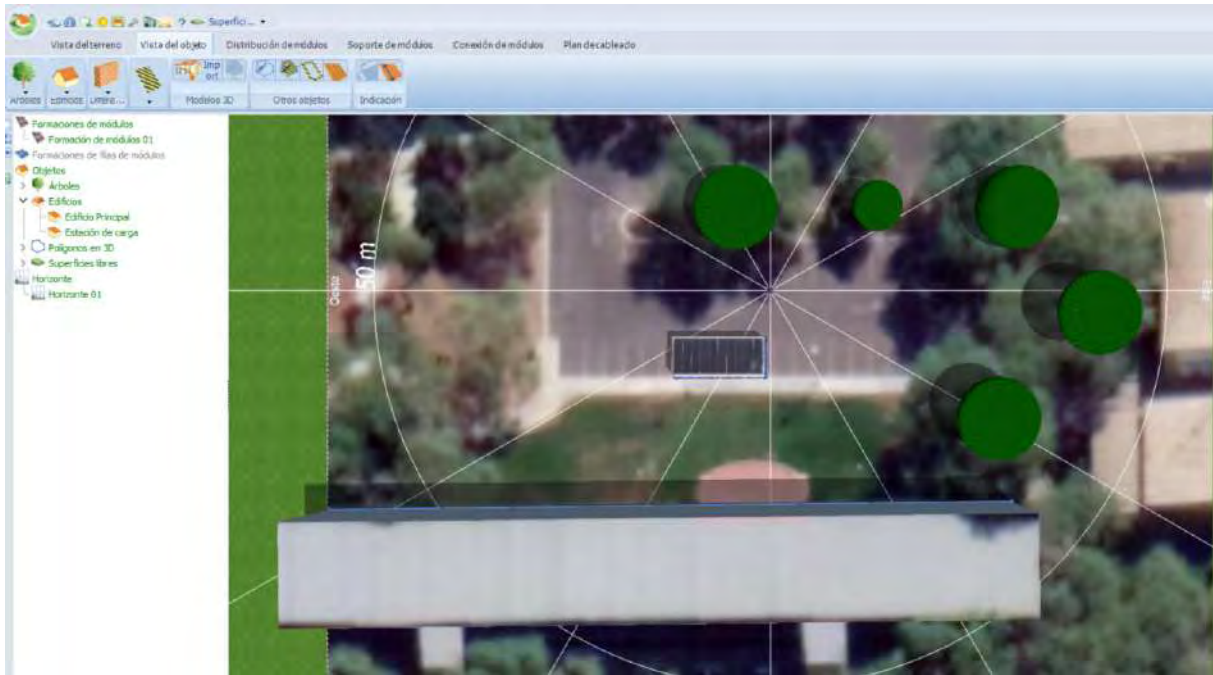


Figura 77. Visualización 3D del caso 2

En la figura 78, se muestra que el programa automáticamente recomienda el uso de 2 inversores para los 20 paneles solares, esto verifica lo dimensionado en el capítulo 3 para el caso 2, donde también se distribuyen 10 paneles solares por inversor y 5 por cada seguidor MPPT.



Figura 78. Estado de conexión del inversor del caso 2

Además, en las figuras 79 y 80, se confirma que los factores de dimensionamiento, las potencias, corrientes y voltajes se encuentran dentro de los límites de los inversores y coinciden con lo obtenido en el capítulo 3 para el caso 2.



Figura 79. Límites de conexión del inversor del caso 2



Figura 80. Límites de conexión de los seguidores del caso 2

En la figura 81, se configura las características de los conductores, teniendo en cuenta los metros y tipo de material, dimensionados en el capítulo 3. Asimismo, se añaden las puestas a tierra, el sistema de protección eléctrica y de medición de energía y potencia dentro del sistema fotovoltaico. Por último, en la parte inferior están las pérdidas en % y W. Así como en el caso 1, las pérdidas del caso 2 halladas en el capítulo 3 son las mismas a las brindadas automáticamente por el programa.

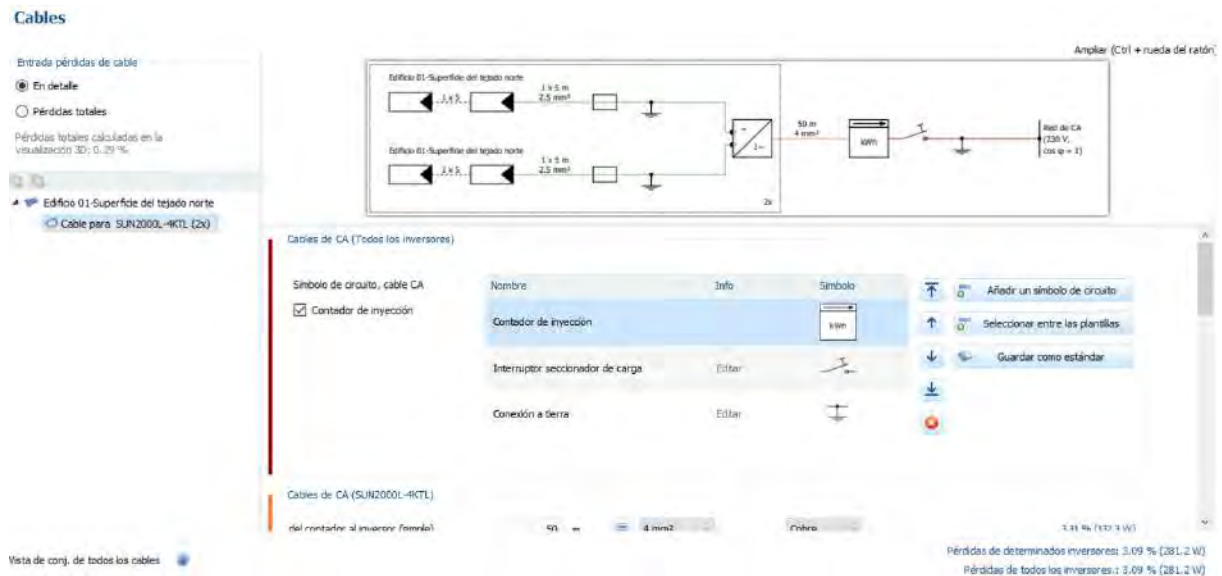


Figura 81. Información de conductores y pérdidas del sistema del caso 2

En la figura 82, encontramos el diagrama unifilar para el caso 2, el cual cuenta con todos los componentes, conductores, protecciones y sistemas de medición utilizados a lo largo del proyecto para el caso 2.

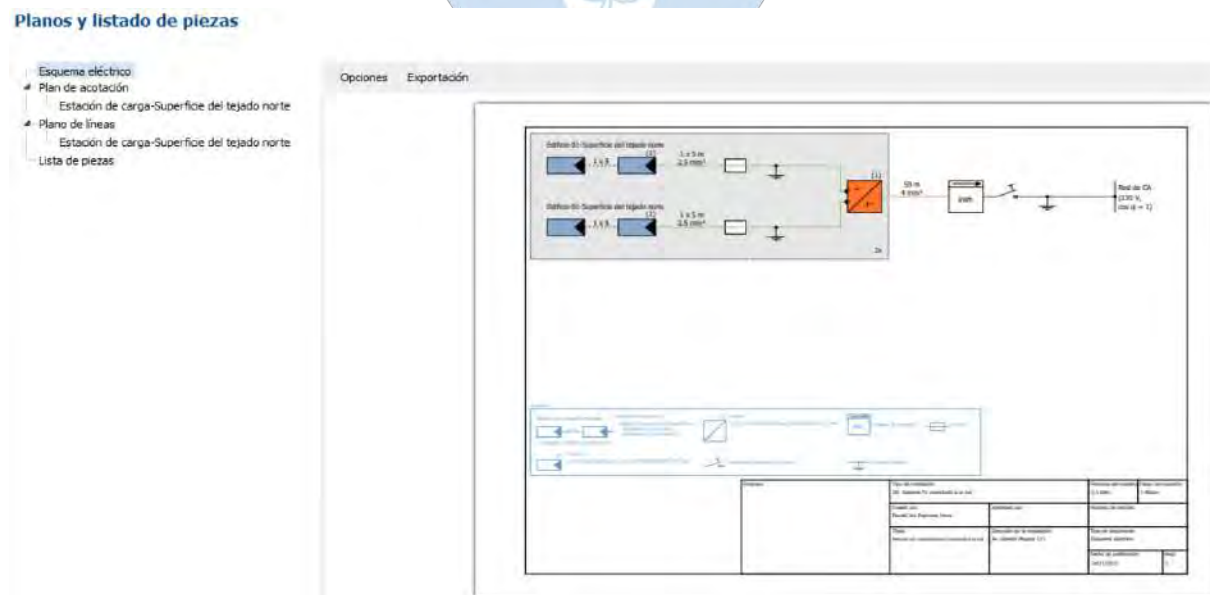


Figura 82. Esquema eléctrico del caso 2

En la figura 83, se tiene el plan de acotación con las medidas de los paneles solares a instalar y el total del espacio a utilizar.

Planos y listado de piezas

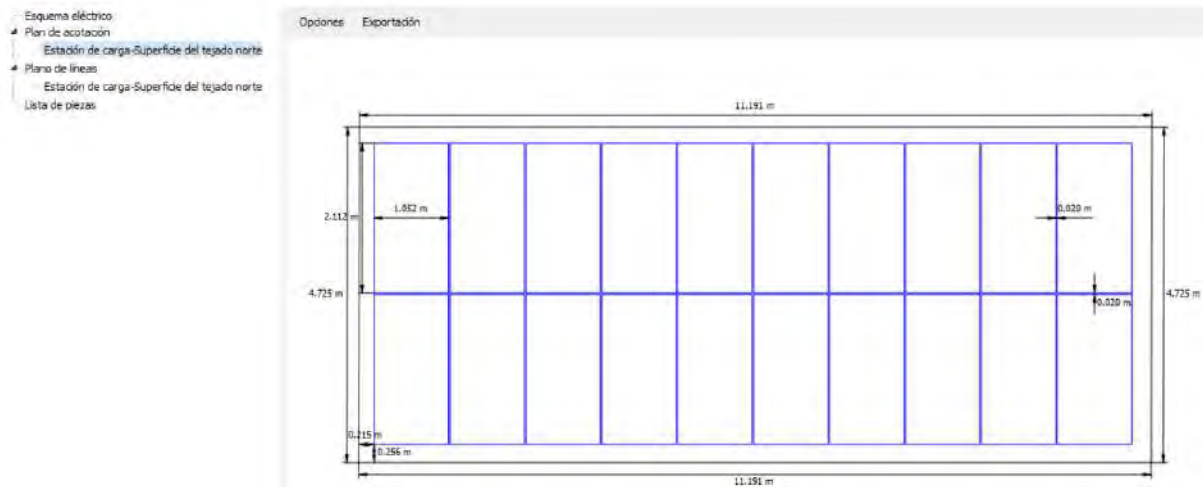


Figura 83. Plano de acotación del caso 2

En la figura 84, está plasmado el plano de líneas, donde se muestra el conexionado entre paneles solares y como estos están siendo distribuidos entre seguidores MPPT.

Planos y listado de piezas

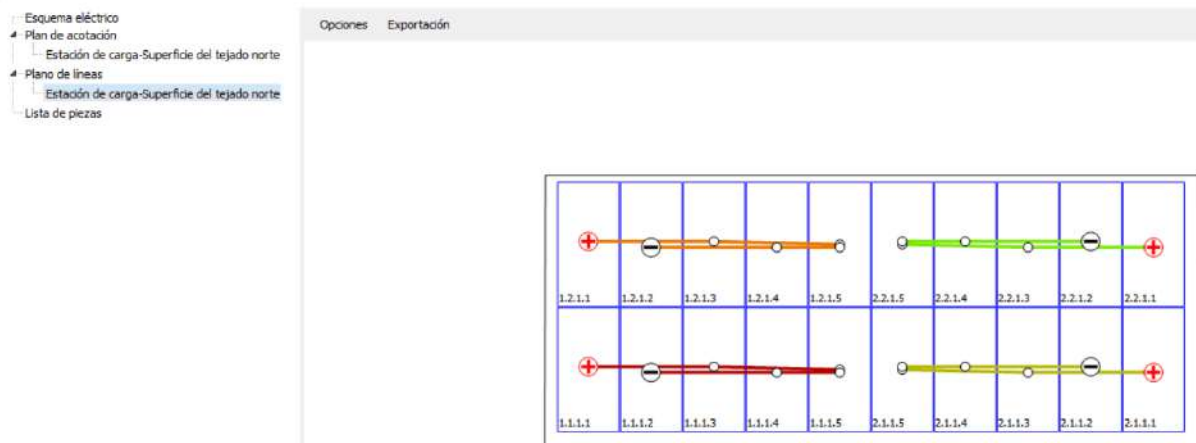


Figura 84. Plano de líneas del caso 2

Por último, la figura 85 muestra el listado de piezas para el caso 2.

Planos y listado de piezas

Esquema eléctrico

- Plan de acotación
 - Estación de carga-Superficie del tejado norte
- Plano de líneas
 - Estación de carga-Superficie del tejado norte
- Lista de piezas**

Exportación	Copiar	Número de pieza	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad	Visible	Fijar	Borrar
		1	Módulo PV	Editar	JA Solar Holdings Co., Ltd.	3AP72520-455/MR	20	Pieza	<input type="checkbox"/>		
		2	Inversor	Editar	Huawei Technologies	SUN2000L-4KTL	2	Pieza	<input type="checkbox"/>		
		3	Cable	Editar		Cand. de línea 2.5 mm ² Cobre	20	m	<input type="checkbox"/>		
		4	Cable	Editar		Cables de CA 1-fásico 4 mm ² Cobre	100	m	<input type="checkbox"/>		
		5	Componentes	Editar		Contador de inyección	1	Pieza	<input type="checkbox"/>		
		6	Componentes	Editar		Interruptor seccionador de carga	1	Pieza	<input type="checkbox"/>		
		7	Componentes	Editar		Fusible	2	Pieza	<input type="checkbox"/>		

+ Nuevo elemento

Figura 85. Lista de piezas del caso 2

En la figura 86, se tiene la evaluación económica del proyecto, aquí se incluyen todos los costos por instalación, balances de costos, financiación, impuestos, la tarifa de inyección, los factores de cambio, entre otros. Con esta información, se obtiene el periodo de recuperación de la inversión y el ahorro por mes y al finalizar el periodo de observación.

Evaluación económica

Parámetros económicos

Parámetro de rentabilidad Editar

Periodo de consideración: 19 Años, Interés del capital: 0 %, Coste de la inversión: 52633,29 €/

Balance / Concepto de alimentación: Inyección total en la red

Precio de la energía en comercialización directa: 0.0000 €/kWh

Capacidad bancaria: Probabilidad de superación del rendimiento pronosticado (P50/P90)

Tarifa de inyección

Tarifas de inyección aplicadas

Validez de la tarifa de inyección = Fecha de puesta en servicio

Info	Nombre de la tarifa	Válida a partir de	Válida hasta	Acción
	Tarifa - Instalación sobre edificio	01/01/2006	31/12/2039	Añadir

Factor de cambio del precio de la remuneración por inyección a la red: 3,5 %/Año

Figura 86. Evaluación económica del caso 2

Para finalizar, en las figuras 87 y 88 se muestran la documentación final con los equipos, planos, plan económico y resultados finales del proyecto, tanto con la plantilla de presentación al cliente como la de documentación. Ambos se observan completamente en los Apéndice 3 y 4 respectivamente.

Informe del proyecto

Opciones

Plantilla del documento
Presentación del cliente

Idioma del documento:
Español

Más opciones

Vista previa

Mostrar

Mostrar automáticamente

Imprimir

Exportar

Exportar

Abrir archivo tras la exportación

Resultados de simulación

Valores por hora

No hay resultados de simulación por hora disponibles. Vuelva a realizar la simulación. Para guardar los valores, active el ajuste

Simulación

Indicación

Universidad de Pinar
Daniel Marín-Rodríguez
Av. Ramón Muga 131

Nº de cliente: 02
Nombre del proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a la red
Nº de oferta: 02
20/11/2021

Su sistema FV

Dirección de la instalación:
Av. Ramón Muga 131



Descripción del proyecto:
Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica on-grid sin conexión a un sistema de baterías.

Unidad de Pinar
Daniel Marín-Rodríguez
Av. Ramón Muga 131

Figura 87. Informe de presentación al cliente del caso 2

Informe del proyecto

Opciones

Plantilla del documento
Documentación

Idioma del documento:
Español

Más opciones

Vista previa

Mostrar

Mostrar automáticamente

Imprimir

Exportar

Exportar

Abrir archivo tras la exportación

Resultados de simulación

Valores por hora

No hay resultados de simulación por hora disponibles. Vuelva a realizar la simulación. Para guardar los valores, active el ajuste

Simulación

Indicación

Nº de cliente: 02
Nombre del proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a la red
Nº de oferta: 02
20/11/2021

Documentación - 02

Datos del cliente	
Dignidad	Universidad de Pinar
Número de cliente	02
Nombre de contacto	Daniel Marín-Rodríguez
Dirección	Av. Ramón Muga 131
Teléfono	974388338
Fax	
E-mail	

Datos del proyecto	
Nombre del proyecto	Estación de carga eléctrica conectada a la red
Nº de oferta	02
Autor	Daniel Marín-Rodríguez
Dirección	Av. Ramón Muga 131



Descripción del proyecto:
Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica on-grid sin conexión a un sistema de baterías.

Unidad de Pinar
Daniel Marín-Rodríguez
Av. Ramón Muga 131

Figura 88. Documentación del caso 2

Conclusiones

Al comparar ambos casos, se deduce que la mayor diferencia en la inversión inicial se debe al uso de baterías de ion-litio, estas por el momento tienen un precio en el mercado muy alto y así como en el sistema fotovoltaico, también se distingue su alto precio en los coches eléctricos, los cuales hacen que sean más caros que los coches convencionales. Por este motivo, se debe realizar un análisis exhaustivo para determinar el tipo de instalación que requiere el usuario final, ya sea una industria, comunidad, residencia u otros; para ello es necesario verificar si se necesita usar baterías, las horas en las que se necesita el suministro eléctrico y el consumo estimado. Asimismo, para que los sistemas fotovoltaicos se establezcan como principal fuente de energía eléctrica, se debe mejorar la tecnología de las baterías, expandir su producción para disminuir los precios, ya que de esa manera se puede abastecer de energía continua durante las 24 horas.

De acuerdo al análisis de rentabilidad, ambos casos resultan factibles. En el caso 1, el retorno de la inversión se produce en 15 años, luego de los cuales hay un periodo de 5 años (dentro del horizonte de 20 años), en los que se tiene un ahorro estimado de S/ 87,905.32, lo que equivale a S/ 17,581 anuales. En el caso 2, el retorno de lo invertido se produce a los 8 años, y que en los 12 años siguientes (dentro del horizonte de 20 años) genera un ahorro estimado de S/ 104,935.44, lo que equivale a un monto mayor a los S/ 8,745 anuales. Todo esto no solo genera un impacto económico, sino también influye en la percepción de los alumnos, visitantes y padres de familia, acerca de encontrarse en una institución ecológica, preocupada por el medio ambiente, con una cultura de sostenibilidad y con tecnología de punta para su funcionamiento y enseñanza académica.

El software 3D PVSOL premium cumple la función de verificar los resultados obtenidos manualmente, diseñar las estructuras 3D y corroborar el comportamiento de la instalación con el entorno, teniendo en cuenta el detallado análisis de las sombras. De esta manera se observa si el punto de diseño elegido es el más apropiado para el correcto funcionamiento y cumple con las expectativas impuestas. Sin embargo, al ser un software de origen europeo, utiliza las normas establecidas en otros países, descartando la norma peruana, es por ello que se tiene que comprender cada parte del programa y de donde provienen los resultados para interpretarlos satisfactoriamente, ya que no siempre van a ser exactamente iguales a los resultados analíticos. Esto puede provocar conclusiones erróneas u objetivos y/o resultados inesperados si se utilizara el programa como único método de diseño y dimensionamiento de proyectos fotovoltaicos.

En la presente tesis solo se han incluido vehículos eléctricos menores, debido a que los coches eléctricos, buses eléctricos, entre otros; cuentan con capacidades de baterías que van desde los 20 hasta los 100kWh, esto hace que se requiera tanto de una mayor cantidad de paneles solares como de inversores y baterías, si es que se requiere cargarlos en periodos sin energía solar. A futuro se espera que los componentes cada vez sean más eficientes y que mediante nuevas tecnologías los paneles solares puedan brindar mayores potencias pico en el mismo o menor espacio, con lo cual se haría viable trabajar proyectos que incluyan vehículos de mayores capacidades, algo que por el momento no es factible, económicamente ni por espacio ocupado.

Se espera que el gobierno peruano establezca y promueva con mayor claridad y énfasis las normas y reglamentos técnicos necesarios para la implementación de este tipo de tecnología en el país. Debido a que por ejemplo, por el momento no se cuenta con precios fijos de pagos por inyección de energía eléctrica generada por sistemas fotovoltaicos a la red, tampoco se establecen con claridad los lineamientos que deben tener las estructuras o puntos de recarga de energía, ni se han especificado normas que fomenten y faciliten a los ciudadanos la adquisición de vehículos eléctricos, los cuales por el momento tienen costos más elevados que los vehículos convencionales y lo que al mismo tiempo genera menor accesibilidad económica.

Agradecimiento a UDEP, por el uso de la licencia PVSOL para la realización de las modelaciones del sistema fotovoltaico, estado estacionario. La investigación está enmarcada en el proyecto “Diseño, fabricación y test de una planta de alta eficiencia de producción de hidrógeno a partir de agua usando radiación solar como fuente de energía para la producción de energía limpia”, financiado por el Programa Nacional de desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica – FONDECYT (Prociencia), bajo el contrato 159-2020-FONDECYT.

Referencias bibliográficas

- Almarza, O. (2 de junio de 2021). *Urbantecno*. Obtenido de Urbantecno:
<https://urbantecno.com/motor/zaiser-motors-motocicletas-electricas-autonomia>
- American Physical Society News. (Abril de 2009). *American Physical Society* . Obtenido de American Physical Society:
<https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm>
- Atlas Solar Global. (Diciembre de 2020). *Atlas Solar Global*. Obtenido de Atlas Solar Global:
<https://globalsolaratlas.info/>
- Atlas Solar Global. (Diciembre de 2020). *Atlas Solar Global*. Obtenido de Atlas Solar Global:
<https://globalsolaratlas.info/>
- AutoSolar. (2021). *AutoSolar*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/baterias-plomo-abierto-6v/bateria-250ah-6v-upower-up-gc2top>
- AutoSolar. (2021). *AutoSolar*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/paneles-solares-24v/panel-solar-ja-solar-455w-24v-monocristalino-perc>
- AutoSolar. (2021). *AutoSolar*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/controladores-de-carga-mppt/controlador-mppt-100v-40a-lcd-bauer-1224v>
- AutoSolar. (2021). *AutoSolar*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/inversores-cargadores-24v/inversor-cargador-5000w-24v-mppt-80a-must-solar>
- AutoSolar. (2021). *AutoSolar*. Obtenido de AutoSolar:
<https://autosolar.pe/vatimetro/vatimetro-em24-carlo-gavazzi>
- Battery things. (21 de septiembre de 2020). *Battery things*. Obtenido de Battery things:
<https://batterythings.com/cuanta-autonomia-tiene-un-patinete->

electrico/#:~:text=Un%20patinete%20el%C3%A9ctrico%20con%20prestaciones,rangos%20de%20hasta%2096%20kil%C3%B3metros.

BH bikes. (2021). *BH bikes*. Obtenido de BH bikes: https://www.bhbikes.com/es_ES/bicicletas-electricas/bicicletas-electricas-hibridas/atoms-street-pro?c=e20

Brander, M., Sood, A., Wylie, C., Haughton, A., & Lovell, J. (Agosto de 2011). *Ecometrica*. Obtenido de Ecometrica: <https://ecometrica.com/assets/Electricity-specific-emission-factors-for-grid-electricity.pdf>

Burton, N. (2013). *A history of electric cars*. Ramsbury: The Crowood Press.

Carlo Gavazzi. (14 de agosto de 2018). *Autosolar Perú*. Obtenido de Autosolar Perú: <https://autosolar.pe/pdf/Ficha-vatimetro-EM112DINAV01XS1X-huawei.pdf>

Comisión Europea. (15 de octubre de 2019). *Comisión Europea*. Obtenido de Comisión Europea: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR

EATON. (Setiembre de 2020). *Mouser Perú*. Obtenido de Mouser Perú: https://www.mouser.pe/datasheet/2/87/eaton_s520_fast_acting_ceramic_tube_fuse_data_shee-1923802.pdf

Electromotos. (2021). *Electromotos*. Obtenido de Electromotos: <https://www.electromotos.net/marcas/bereco/eton-plus/#bereco-eton-plus-750-wl-15>

Gestión. (20 de setiembre de 2015). *Gestión*. Obtenido de Gestión: <https://gestion.pe/economia/peru-ahorraria-us-600-millones-ano-tecnologia-led-alumbrado-publico-100402-noticia/>

Google Earth. (2021). *Google Earth*. Obtenido de Google Earth: <https://www.google.com/intl/es/earth/>

Huawei. (2021). *AutoSolar*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/pdf/Huawei-SUN2000-Ficha.pdf>

JAsolar. (2021). *AutoSolar*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/pdf/Panel-ja-solar-455w-24v.pdf>

LG. (2021). *AutoSolar*. Obtenido de AutoSolar: <https://autosolar.pe/pdf/Bateria-LG-Chem-Litio-ficha.pdf?fbclid=IwAR3JxVMDNZwCqGymqk0yLojUnx7Zwem0TNRgV8kFY3a6nJ8j4BenzrZHZA>

Littelfuse. (2020). *Mouser Perú*. Obtenido de Mouser Perú:
https://www.mouser.pe/datasheet/2/240/L70QS_High_Speed_Fuse_Datasheet-1109036.pdf

Minas, M. d. (22 de febrero de 2007). *Ministerio de Energía y Minas*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas:
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/electricidad/legislacion/RD003-2007-em-dge.pdf>

Ministerio de Cultura. (28 de julio de 2019). *Estado Peruano*. Obtenido de Estado Peruano:
<https://www.gob.pe/institucion/cultura/normas-legales/286520-ds-n-237-2019-ef>

Ministerio de Economía y Finanzas. (09 de mayo de 2018). *Estado Peruano*. Obtenido de Estado Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/mef/normas-legales/31042-095-2018-ef>

Ministerio de Economía y Finanzas. (10 de mayo de 2020). *Estado Peruano*. Obtenido de Estado Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/mef/normas-legales/584153-1488>

Ministerio de Energía y Minas. (22 de marzo de 2005). *Estado Peruano*. Obtenido de Estado Peruano:
http://www.minem.gob.pe/_legislacionM.php?idSector=6&idLegislacion=6536

Ministerio de Energía y Minas. (17 de enero de 2006). *Ministerio de Energía y Minas*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas:
<http://intranet2.minem.gob.pe/web/cafae/Pdfs/CNE.PDF>

Ministerio de Energía y Minas. (22 de febrero de 2007). *Ministerio de Energía y Minas*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas:
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/electricidad/legislacion/RD003-2007-em-dge.pdf>

Ministerio de Energía y Minas. (Setiembre de 2015). *Estado Peruano*. Obtenido de Estado Peruano:
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/EETT%20Sistemas%20Fotovoltaicos%20y%20Componentes.pdf>

Ministerio de Energía y Minas. (20 de marzo de 2018). *Ministerio de Energía y Minas*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas:

<https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/5999-mem-inauguro-la-central-solar-fotovoltaica-rubi-en-moquegua-la-mas-grande-del-pais>

Ministerio de Energía y Minas. (21 de setiembre de 2018). *Ministerio de Energía y Minas*.

Obtenido de Ministerio de Energía y Minas:
<https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/19215-instalan-mas-de-80-mil-paneles-solares-en-zonas-rurales-del-peru>

Ministerio de Energía y Minas. (26 de diciembre de 2019). *Ministerio de Energía y Minas*.

Obtenido de Ministerio de Energía y Minas:
<https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/71457-mas-de-108-mil-peruanos-accedieron-al-servicio-electrico-este-ano>

Ministerio de Energía y Minas. (21 de agosto de 2020). *Estado Peruano*. Obtenido de Estado

Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/1115052-022-2020-em>

Ministerio de Transporte y Comunicaciones. (28 de julio de 2019). *Estado Peruano*. Obtenido

de Estado Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/mtc/normas-legales/287026-027-2019-mtc>

Ministerio de Transporte y Comunicaciones. (10 de diciembre de 2018). *Estado Peruano*.

Obtenido de Estado Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/mtc/normas-legales/308446-019-2018-mtc>

Ministerio de Vivienda. (2008). *Ministerio de Vivienda*. Obtenido de Ministerio de Vivienda:

http://www3.vivienda.gob.pe/dnc/archivos/Estudios_Normalizacion/Normalizacion/normas/EM.80_INSTALACIONES.pdf

Ministerio del Ambiente. (01 de setiembre de 2020). *Estado Peruano*. Obtenido de Estado

Peruano: <https://www.gob.pe/institucion/minam/noticias/297367-estiman-que-reducir-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-beneficiara-al-pais-en-98-mil-millones-de-dolares-al-2050>

Mistubishi. (2021). *Mitsubishi motors*. Obtenido de Mitsubishi motors:

<https://www.mitsubishi-motors.co.uk/cars/outlander-phev>

NASA. (2021). *NASA Prediction of Worldwide Energy Resources*. Obtenido de NASA Prediction

of Worldwide Energy Resources: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

- Noticias ONU. (19 de setiembre de 2019). *Noticias ONU*. Obtenido de Noticias ONU: <https://news.un.org/es/story/2019/09/1462292>
- Osinermin. (2020). *Organismo Superior de la Inversión de Energía y Minería*. Obtenido de Organismo Superior de la Inversión de Energía y Minería: <https://observatorio.osinermin.gob.pe/evolucion-por-fuente-de-generacion>
- Osinermin. (2021). *Osinermin*. Obtenido de <https://www.osinermin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegosTarifariosUsuarioFinal.aspx?Id=200000>
- Schmerler, D., Velarde, J. C., Rodríguez, A., & Solís, B. (2019). *Electromovilidad. Conceptos, políticas y lecciones aprendidas para el Perú*. Lima: Osinermin.
- Serra, A. (17 de marzo de 2018). *La bolsa del corredor*. Obtenido de La bolsa del corredor: <https://www.sport.es/labolsadelcorredor/autonomia-de-bateria-en-bicicletas-electricas/>
- Sistema Nacional de Información Ambiental. (26 de diciembre de 2019). *Ministerio del Ambiente*. Obtenido de Ministerio del Ambiente: <https://sinia.minam.gob.pe/documentos/piura-estadisticas-ambientales-diciembre-2019>
- TESGA Energy. (18 de febrero de 2021). Cotización N°020-00496. Piura.
- Tesla. (2021). *Tesla*. Obtenido de Tesla: <https://www.tesla.com/models>
- Toyota. (2021). *Toyota*. Obtenido de Toyota: <https://www.toyota.com/espanol/camryhybrid/>
- U.S. Department of energy. (2014). *Energy efficiency & renewable energy*. Obtenido de Energy efficiency & renewable energy: <https://afdc.energy.gov/vehicles/electric.html>
- Xiaomi. (2021). *Xiaomi global*. Obtenido de Xiaomi global: <https://www.mi.com/global/mi-electric-scooter-1S/>
- Xiaomi Perú. (2021). *Xiaomi Perú*. Obtenido de Xiaomi Perú: <https://xiaomiperu.pe/producto/xiaomi-himo-c20-bicicleta-electrica-hasta-80km-de-autonomia/>
- Zero Motorcycles. (2021). *Zero Motorcycles*. Obtenido de Zero Motorcycles: <https://www.zeromotorcycles.com/es-es/model/zero-srf>



Apéndices





Apéndice 1. Presentación para el cliente para el caso 1

Universidad de Piura
Mario Daniel Marcelo-Aldana
Av. Ramón Mugica 131

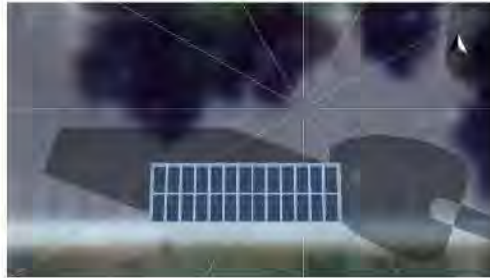
Nº de cliente: 01
Nombre del proyecto: Estación de carga eléctrica conectada
a un sistema de baterías
N.º de oferta: 01

20/11/2021

Su sistema FV

Dirección de la instalación

Av. Ramón Mugica 131



Descripción del proyecto:

Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica off-grid conectado a un sistema de baterías.

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Vista general del proyecto

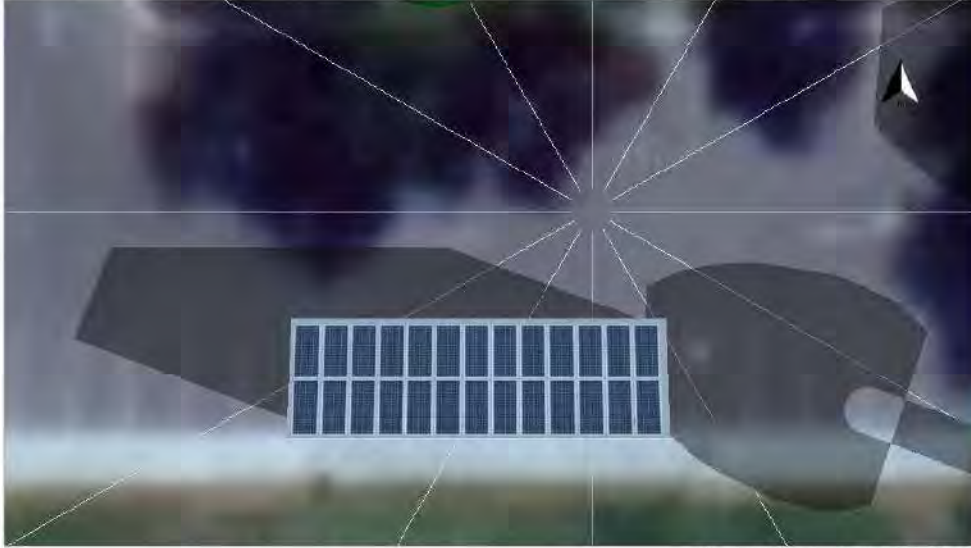


Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV autónomo

Datos climáticos	Estacionamiento Nº 02 UDEP, PER (1991 - 2010)
Potencia generador FV	11.83 kWp
Superficie generador FV	57.8 m ²
Número de módulos FV	26
Número de inversores	2
Número de inversores de baterías	2
Número de baterías	8

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

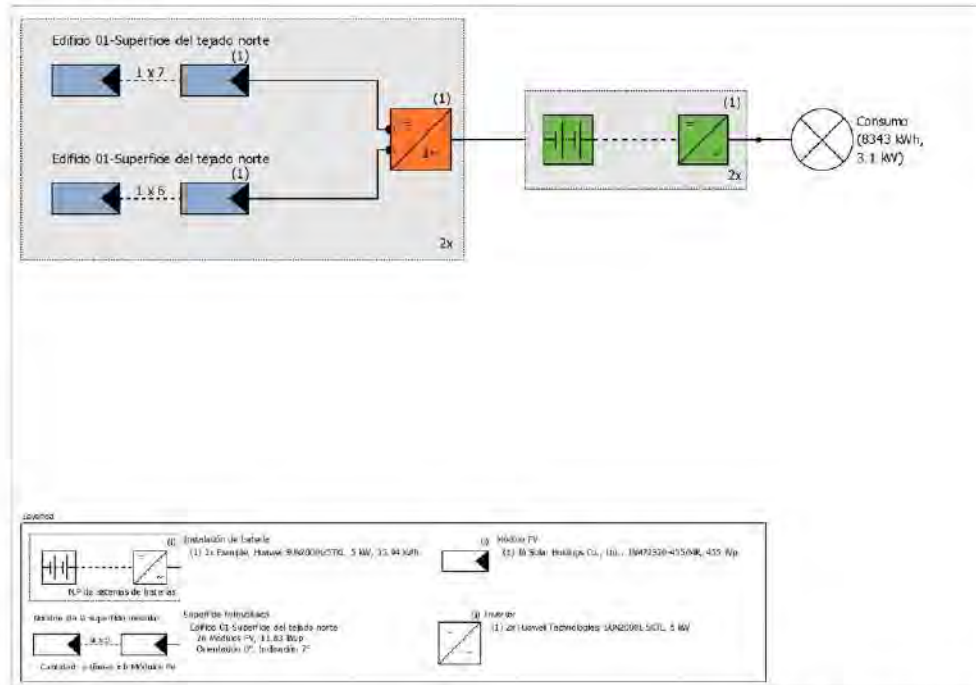


Figura. Diagrama esquemático

El rendimiento

El rendimiento

Máxima energía fotovoltaica posible	20,876 kWh
Energía FV utilizable	9,005 kWh
Cobertura del consumo	3,690 kWh
Carga de baterías	5,317 kWh
Fracción de cobertura solar	100.0 %
Rendimiento anual espec.	1,755.23 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	84.4 %
Reducción de rendimiento por sombreado	1.4 %/Año

Evaluación económica

Su beneficio

Costes totales de inversión	195539.5 €/
Rentabilidad del activo	0.00 %
Duración amortización	0.0 Años
Costes de producción de energía	0 €/kWh
Costes específicos	1.17 €/kWh

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Disposición de la instalación

Resumen

Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Sistema FV autónomo
Puesta en marcha	1/01/2020

Datos climáticos

Ubicación	Estacionamiento N° 02 UDEP, PER (1991 - 2010)
Resolución de los datos	1 min
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

Consumo

Consumo total	8343 kWh
Estacionamiento N° 02 Universidad de Piura	8343 kWh
Pico de carga	3,1 kW

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Nombre	Edificio 01-Superficie del tejado norte
Módulos FV	26 x JAM72S20-455/MR (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	7 °
Orientación	Norte 0 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	57.8 m ²

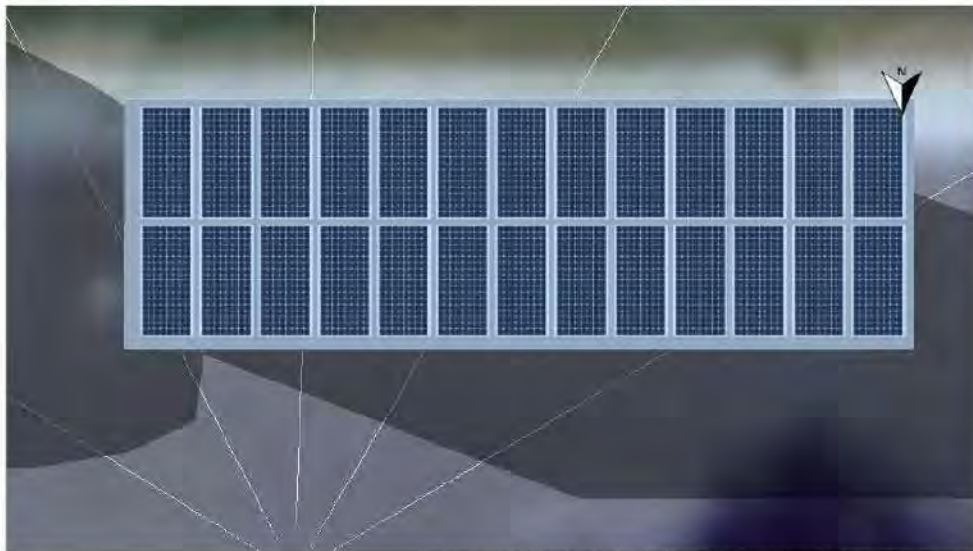


Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Línea del horizonte, Planificación 3D

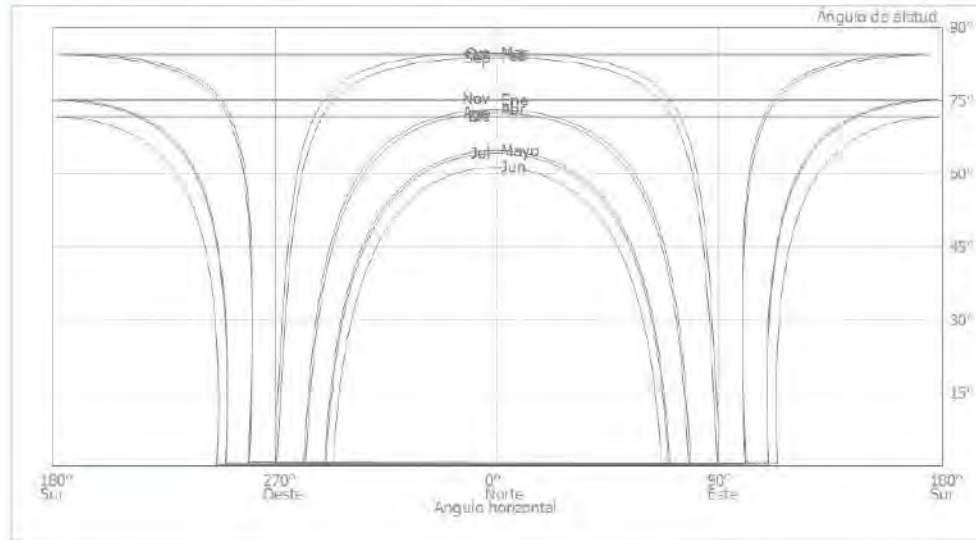


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

Conexión del inversor

Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Edificio 01-Superficie del tejado norte
Inversor 1	
Modelo	SUN2000L-SKTL (v1)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	2
Factor de dimensionamiento	118.3 %
Conexión	MPP 1: 1 x 7 MPP 2: 1 x 6

Red de CA

Red de CA

Número de fases	1
Tensión de red (monofásico)	230 V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1

Sistema FV autónomo

Generador adicional

Modelo	8.83 kW - 230/400 V - 3p (v2)
Fabricante	Example
Potencia continua	8.83 kW

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Inversor de baterías y Batería

Potencia total	10 kW
Energía total de la batería	55.9 kWh
Tiempo d'autonomía	2 Días
Cluster 1	
Potencia	10 kW
Inversor de baterías:	
Modelo	Huawei SUN2000L-5TKL (v1)
Fabricante	Example
Cantidad	2
Batería	
Modelo	LG RESU7H (v2)
Fabricante	LG Chem
Cantidad	8 (4 x 2)
Tipo de batería	Óxido de níquel y litio

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	11.8 kWp
Rendimiento anual espec.	1,755.23 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	84.4 %
Reducción de rendimiento por sombreado	1.4 %/Año
Máxima energía fotovoltaica posible	20,876 kWh/Año
Energía FV utilizable	9,005 kWh/Año
Cobertura del consumo	3,690 kWh/Año
Carga de baterías	5,317 kWh/Año

Energía FV utilizable



■ Cobertura del consumo
■ Carga de baterías

Consumidores

Consumo	8,343 kWh/Año
Consumo con desconexión de carga	8,339 kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	16 kWh/Año
Pérdida de cables	105 kWh/Año
Consumo total	8,459 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	3,690 kWh/Año
cubierto mediante batería	4,771 kWh/Año
Fracción de cobertura solar	100.0 %

Consumo total



■ cubierto mediante energía fotovoltaica
■ cubierto mediante batería

Instalación de batería

Recarga de baterías	5,317 kWh/Año
Cobertura del consumo mediante sistema de baterías	4,771 kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	0 kWh/Año
Pérdidas en batería	0 kWh/Año
Carga de ciclos 1	1.1 %
Vida útil 1	>20 Años

Sistema completo

Eficiencia del sistema	39.9 %
Emisiones de CO ₂ evitadas	1,976 kg / año

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

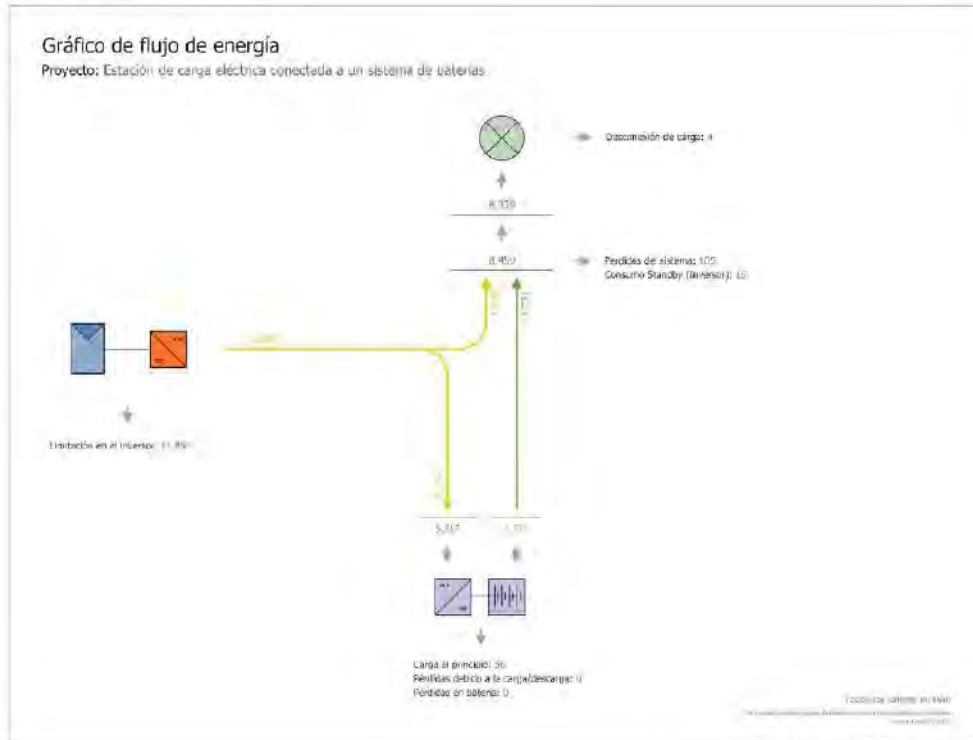


Figura: Gráfico de flujo de energía

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Análisis de rentabilidad

Resumen

Datos del sistema

Periodo de consideración	20 Años
--------------------------	---------

Número de componentes de instalación

Número de módulos FV	26
Número de inversores	2
Número de inversores de baterías	2
Número de baterías	8

Análisis de rentabilidad

Total de los costes de inversión	195539,5 €/
Costes específicos	1,17 €/kWh

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Planos y listado de piezas

Esquema eléctrico

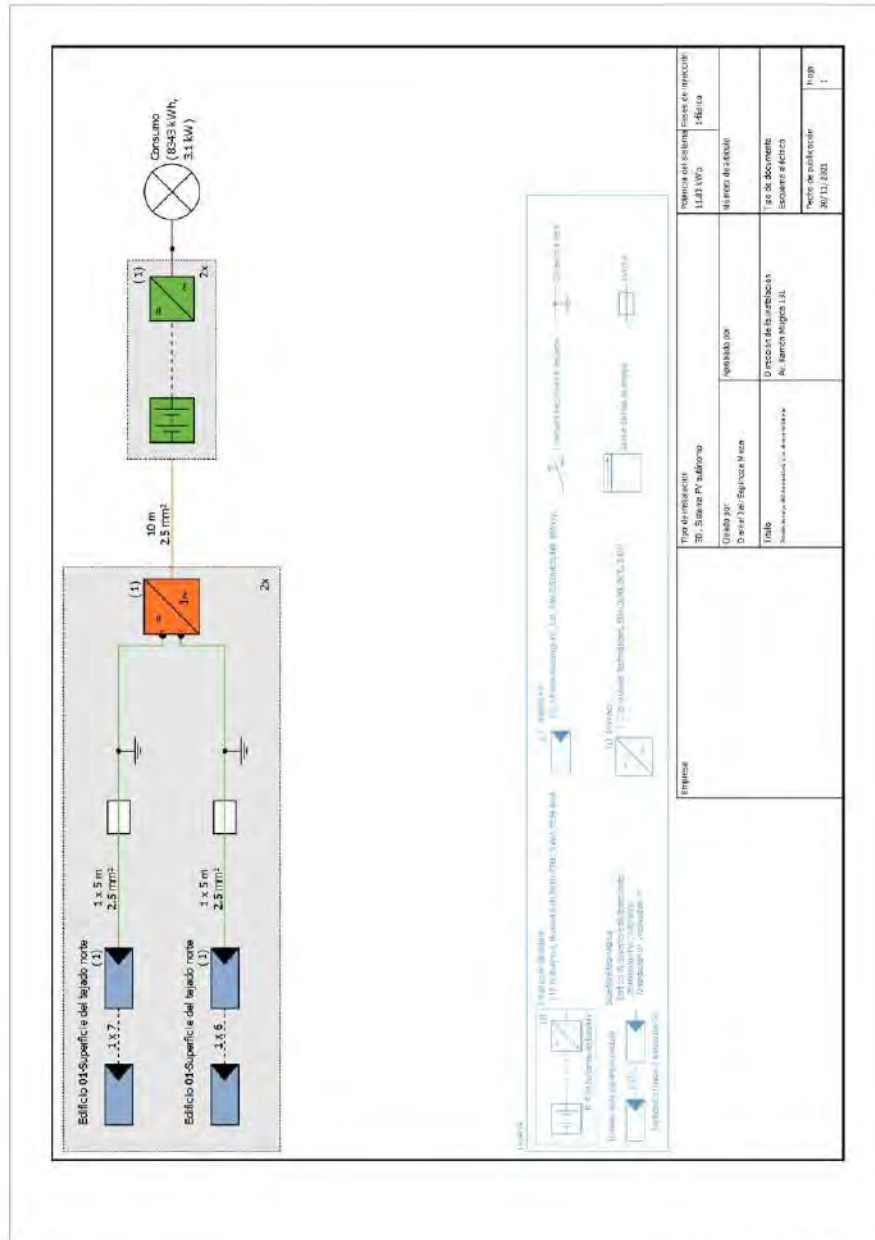
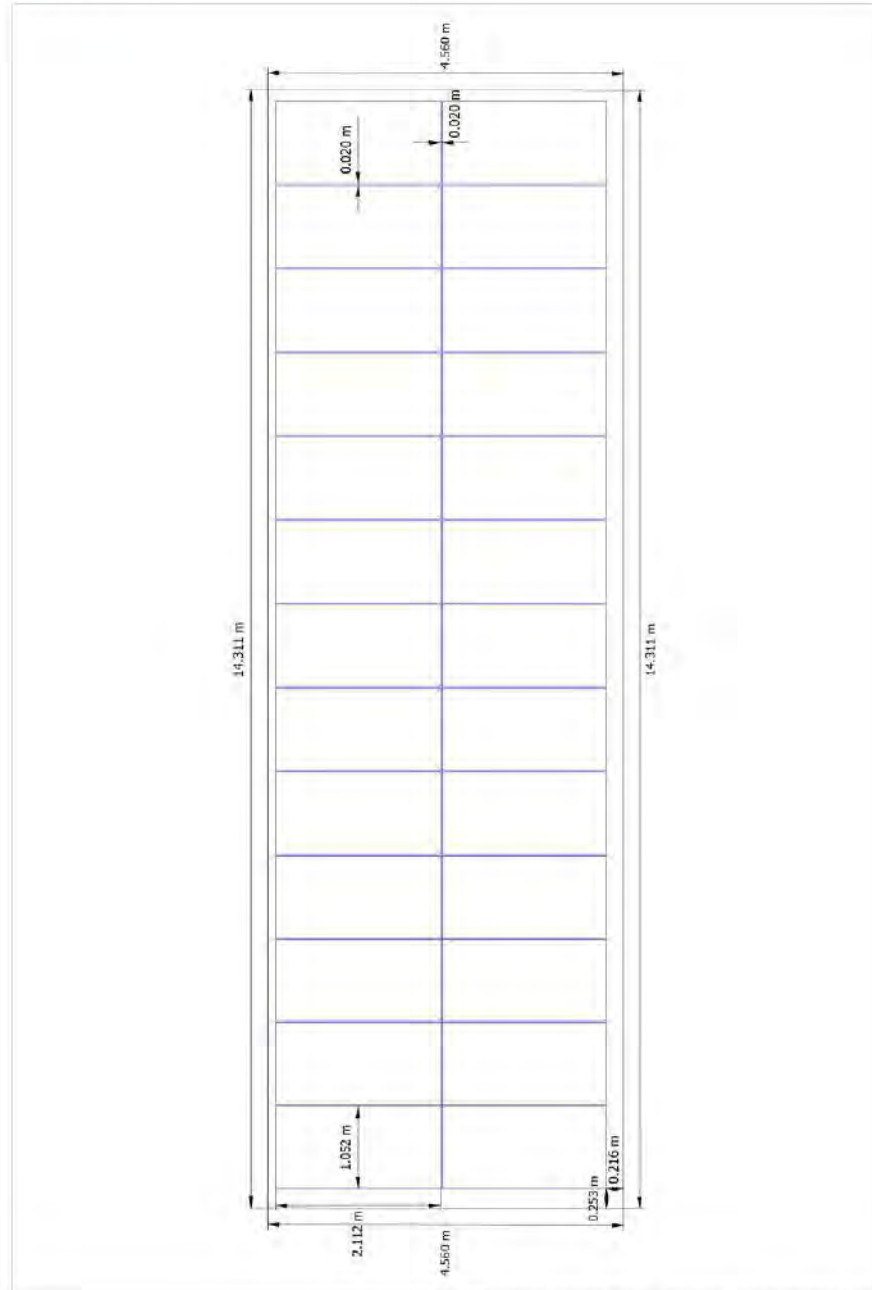


Figura: Esquema eléctrico

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Plan de acotación



Figura; Estación de carga-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Plano de líneas

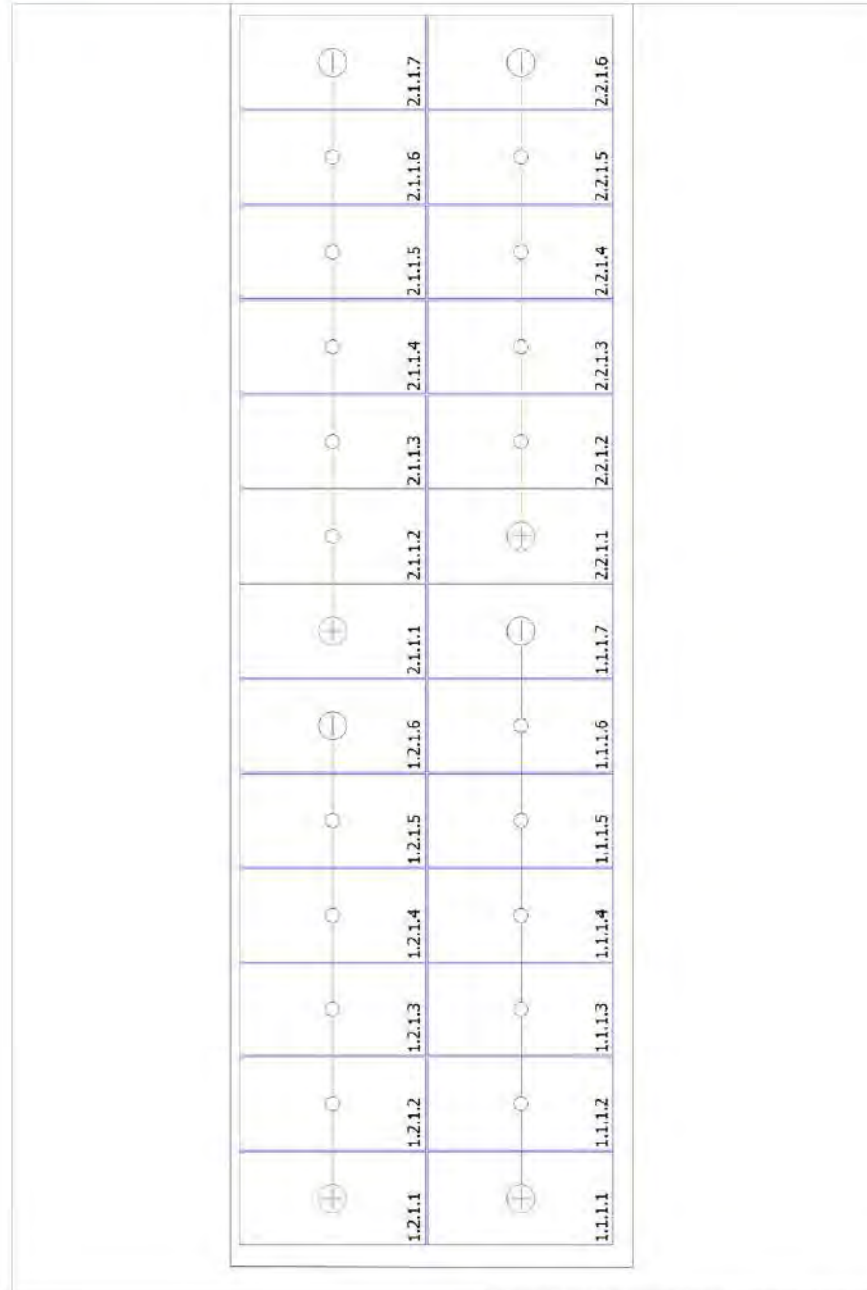


Figura: Estación de carga-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Número de oferta: 01

Lista de piezas

Lista de piezas

#	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		JÁ Solar Holdings Co., Ltd.	JAM72520-455/MR	26	Pieza
2	Inversor		Huawei Technologies	SUN2000L-5KTL	2	Pieza
3	Inversor de baterías		Example	Huawei SUN2000L-5KTL	2	Pieza
4	Batería		LG Chem	LG RESU7H	8	Pieza
5	Cable			Cables de CA 1-fásico 2.5 mm ² Cobre	20	m
6	Cable			Cond. de línea 2.5 mm ² Cobre	20	m
7	Componentes			Interruptor seccionador de carga	1	Pieza
8	Componentes			Sensor de flujo de energía	1	Pieza
9	Componentes			Fusible	2	Pieza

Apéndice 2. Documentación para el caso 1

Nº de cliente: 01

Nombre del proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

N.º de oferta: 01

20/11/2021

Documentación - 01

Datos del cliente

Empresa	Universidad de Piura
Número de cliente	01
Persona de contacto	Mario Daniel Marcelo-Aldana
Dirección	Av. Ramón Mugica 131
Teléfono	073284500
Fax	
E-mail	

Datos del proyecto

Nombre del proyecto	Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías
N.º de oferta	01
Autor	Daniel Jair Espinoza Meza
Dirección	Av. Ramón Mugica 131



Descripción del proyecto:

Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica off-grid conectado a un sistema de baterías.

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Vista general del proyecto

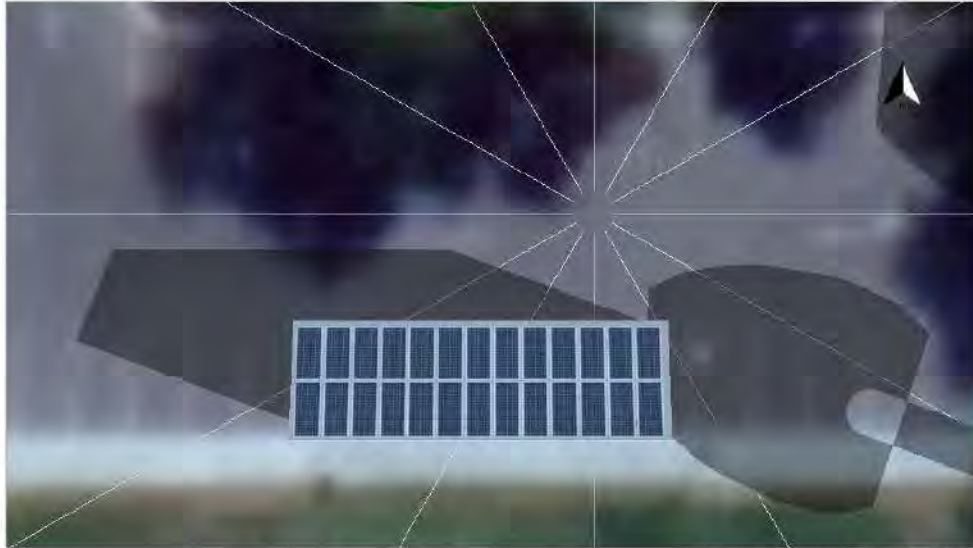


Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV autónomo

Datos climáticos	Estacionamiento N° 02 UDEP, PER (1991 - 2010)
Potencia generador FV	11.83 kWp
Superficie generador FV	57.8 m ²
Número de módulos FV	26
Número de inversores	2
Número de inversores de baterías	2
Número de baterías	8

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

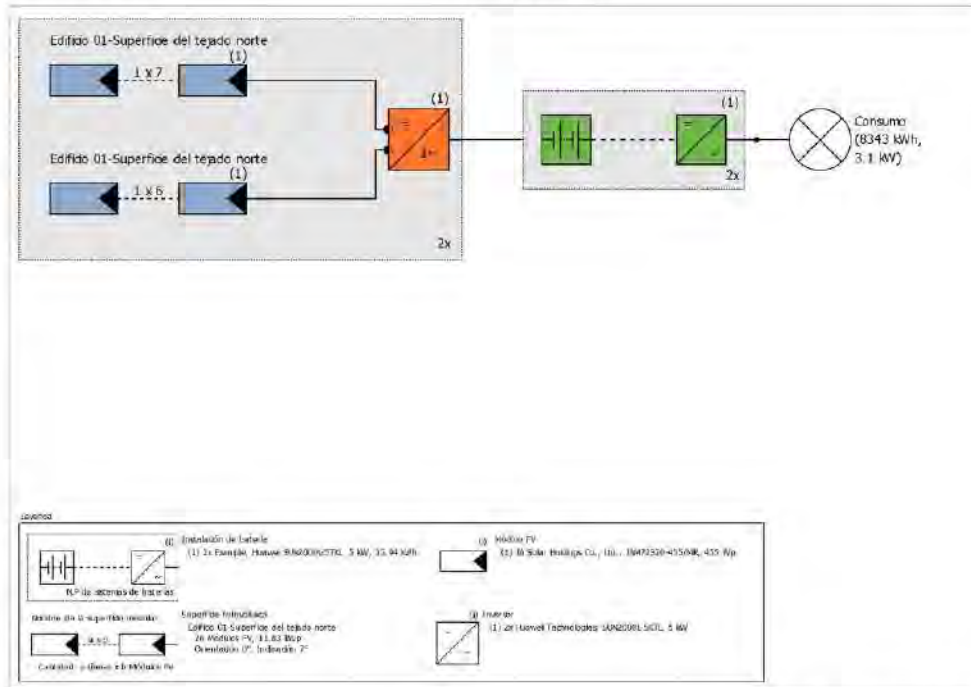


Figura. Diagrama esquemático

El rendimiento

El rendimiento

Máxima energía fotovoltaica posible	20,876 kWh
Energía FV utilizable	9,005 kWh
Cobertura del consumo	3,690 kWh
Carga de baterías	5,317 kWh
Fracción de cobertura solar	100.0 %
Rendimiento anual espec.	1,755.23 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	84.4 %
Reducción de rendimiento por sombreado	1.4 %/Año

Evaluación económica

Su beneficio

Costes totales de inversión	195539.5 \$/
Rentabilidad del activo	0.00 %
Duración amortización	0.0 Años
Costes de producción de energía	0 \$//kWh
Costes específicos	1.17 \$//kWh

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Disposición de la instalación

Resumen

Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Sistema FV autónomo
Puesta en marcha	1/01/2020

Datos climáticos

Ubicación	Estacionamiento N° 02 UDEP, PER (1991 - 2010)
Resolución de los datos	1 min
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

Consumo

Consumo total	8343 kWh
Estacionamiento N° 02 Universidad de Piura	8343 kWh
Pico de carga	3,1 kW

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Nombre	Edificio 01-Superficie del tejado norte
Módulos FV	26 x JAM72S20-455/MR (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	7 °
Orientación	Norte 0 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	57.8 m ²

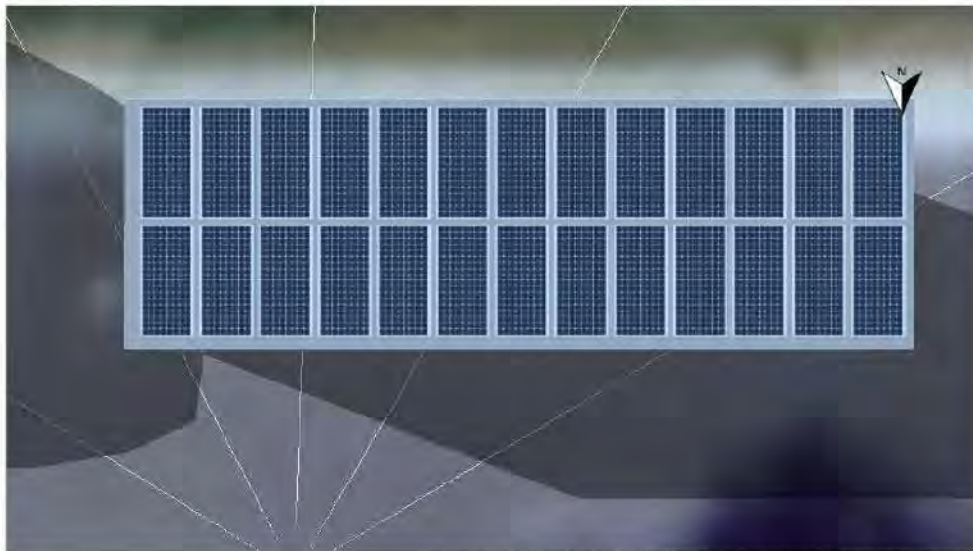


Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

Degradación de los módulos, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Potencia restante al cabo de 10 años	92 %
Potencia restante al cabo de 25 años	83 %

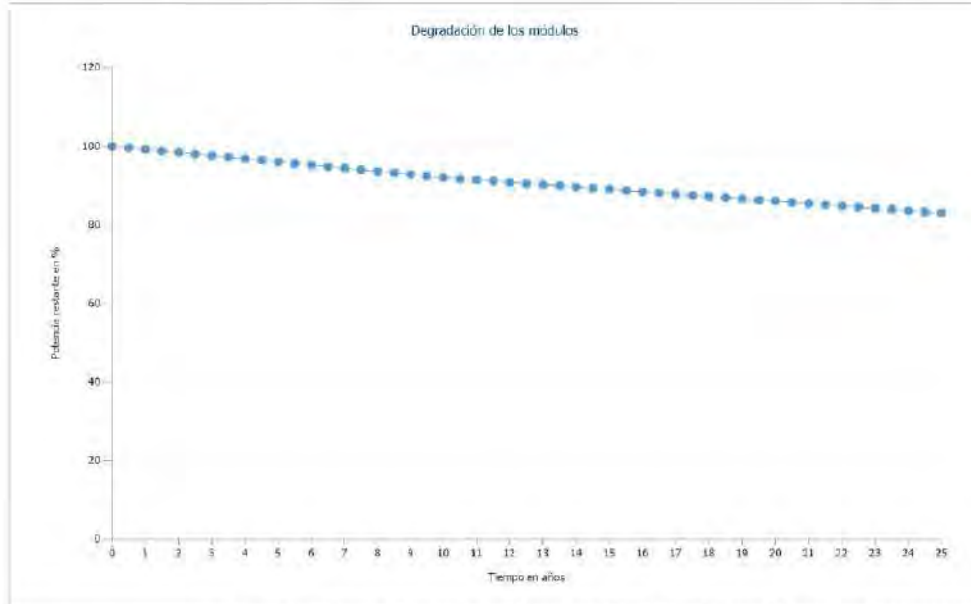


Figura: Degradación de los módulos, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Línea del horizonte, Planificación 3D

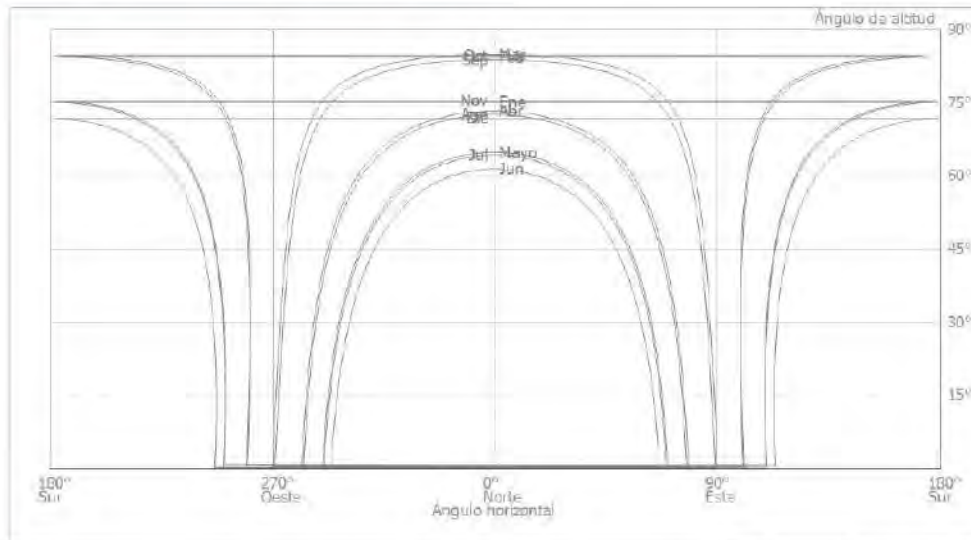


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Conexión del inversor

Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Edificio 01-Superficie del tejado norte
Inversor 1	
Modelo	SUN2000L-SKTL (v1)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	2
Factor de dimensionamiento	118.3 %
Conexión	MPP 1: 1 x 7 MPP 2: 1 x 6

Red de CA

Red de CA

Número de fases	1
Tensión de red (monofásico)	230 V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1

Sistema FV autónomo

Generador adicional

Modelo	8.83 kW - 230/400 V - 3p (v2)
Fabricante	Example
Potencia continua	8.83 kW

Inversor de baterías y Batería

Potencia total	10 kW
Energía total de la batería	55.9 kWh
Tiempo d'autonomía	2 Días
Cluster 1	
Potencia	10 kW
Inversor de baterías	
Modelo	Huawei SUN2000L-5TKL (v1)
Fabricante	Example
Cantidad	2
Batería	
Modelo	LG RESU7H (v2)
Fabricante	LG Chem
Cantidad	8 (4 x 2)
Tipo de batería	Óxido de níquel y litio

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	11.8 kWp
Rendimiento anual espec.	1,755.23 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	84.4 %
Reducción de rendimiento por sombreado	1.4 %/Año
Máxima energía fotovoltaica posible	20,876 kWh/Año
Energía FV utilizable	9,005 kWh/Año
Cobertura del consumo	3,690 kWh/Año
Carga de baterías	5,317 kWh/Año

Energía FV utilizable



■ Cobertura del consumo
■ Carga de baterías

Consumidores

Consumo	8,343 kWh/Año
Consumo con desconexión de carga	8,339 kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	16 kWh/Año
Pérdida de cables	105 kWh/Año
Consumo total	8,459 kWh/Año
cubierto mediante energía fotovoltaica	3,690 kWh/Año
cubierto mediante batería	4,771 kWh/Año
Fracción de cobertura solar	100.0 %

Consumo total



■ cubierto mediante energía fotovoltaica
■ cubierto mediante batería
■ cubierto mediante energía fotovoltaica

Instalación de batería

Recarga de baterías	5,317 kWh/Año
Cobertura del consumo mediante sistema de baterías	4,771 kWh/Año
Pérdidas debido a la carga/descarga	0 kWh/Año
Pérdidas en batería	0 kWh/Año
Carga de ciclos 1	1.1 %
Vida útil 1	>20 Años

Sistema completo

Eficiencia del sistema	39.9 %
Emissiones de CO ₂ evitadas	1,976 kg / año

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

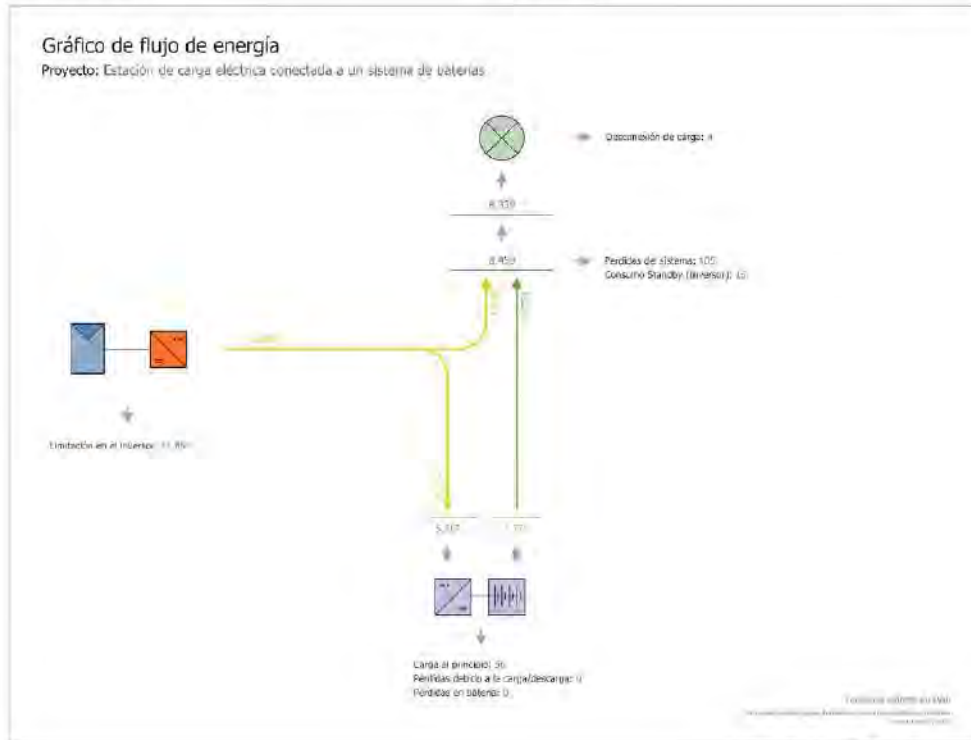


Figura: Gráfico de flujo de energía

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

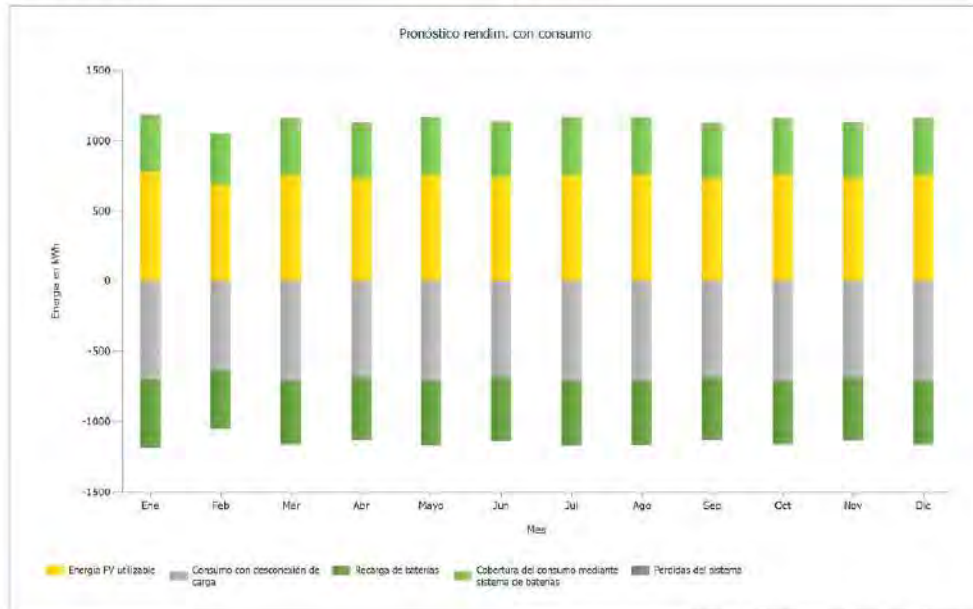


Figura: Pronóstico rendim. con consumo

Resultados por superficie de módulos

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Balance energético de instalación fotovoltaica

Balance energético de instalación fotovoltaica

Radiación global horizontal	2,123.56 kWh/m²	
Desviación del espectro estandar	-21.24 kWh/m ²	-1.00 %
Reflexión del suelo (albedo)	1.57 kWh/m ²	0.07 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	3.35 kWh/m ²	0.16 %
Sombreado independiente del módulo	-27.93 kWh/m ²	-1.33 %
Reflexión en la superficie del módulo	-33.81 kWh/m ²	-1.63 %
Irradiación global sobre módulo	2,045.50 kWh/m²	
	2,045.50 kWh/m ²	
	x 57.767 m ²	
	= 118,163.13 kWh	
Irradiación global fotovoltaica	118,163.13 kWh	
Ensuciamiento	0.00 kWh	0.00 %
Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 20.48 %)	-93,964.81 kWh	-79.52 %
Energía fotovoltaica nominal	24,198.32 kWh	
Ensombrecimiento parcial específico del módulo	-34.02 kWh	-0.14 %
Rendimiento con luz débil	-257.90 kWh	-1.07 %
Desviación de la temperatura nominal del módulo	-1,682.29 kWh	-7.04 %
Diodos	-0.72 kWh	0.00 %
Inadecuación (datos del fabricante)	-444.47 kWh	-2.00 %
Inadecuación (Conexión/sombreado)	-2.54 kWh	-0.01 %
Cond. de línea	-24.50 kWh	-0.11 %
Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corriente por inversor	21,751.88 kWh	
Potencia de arranque DC no alcanzada	-3.29 kWh	-0.02 %
Regulación por rango de tensión MPP	-0.01 kWh	0.00 %
Regulación por corriente CC máx.	-0.58 kWh	0.00 %
Regulación por potencia CC máx.	0.00 kWh	0.00 %
Regulación por potencia CA máx. / cos phi	-331.23 kWh	-1.52 %
Adaptación MPP	-10.99 kWh	-0.05 %
Energía FV (DC)	21,405.78 kWh	
Energía en la entrada del inversor	21,405.78 kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-77.53 kWh	-0.36 %
Conversión DC/AC	-353.74 kWh	-1.66 %
Consumo Standby (Inversor)	-17.60 kWh	-0.08 %
Cables de CA	-192.54 kWh	-0.92 %
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera	20,764.38 kWh	
Energía de generador FV (Red CA)	20,781.98 kWh	

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Análisis de rentabilidad

Resumen

Datos del sistema

Periodo de consideración	20 Años
--------------------------	---------

Número de componentes de instalación

Número de módulos FV	26
Número de inversores	2
Número de inversores de baterías	2
Número de baterías	8

Análisis de rentabilidad

Total de los costes de inversión	195539.5 \$/
Costes específicos	1.17 \$//kWh

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Hojas

Hoja de datos módulo FV

Módulo FV: JAM72S20-455/MR (v1)

Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Suministr.	SI
Datos eléctricos	
Tipo de célula	Si monocristalino
Sólo apto para transf. inversor	No
Número de células	144
Número de diodos de bypass	3
Módulo de media celda	SI
Datos mecánicos	
Anchura	1052 mm
Alto	2112 mm
Profundidad	35 mm
Ancho del marco	35 mm
Peso	24.7 kg
Caract. U/I- STC	
Tensión en MPP	41.82 V
Corriente en MPP	10.88 A
Potencia nominal	455 W
Eficiencia	20.48 %
Tens. circ. abierto	49.85 V
Corriente de cortocircuito	11.41 A
Factor de forma	79.99 %
Aumento tensión de circuito abierto antes de estabil.	0 %
Características U/I con carga parcial (calculado)	
Fuente de los valores	Estándar (Modelo PV*SOL)
Irradiación	200 W/m ²
Tensión en el MPP con carga parcial	39.53 V
Corriente en el MPP con carga parcial	2.18 A
Tens. circ. abierto con carga parcial	44.87 V
Corriente de cortocircuito con carga parcial	2.28 A
Varios	
Coefficiente de tensión	-136 mV/K
Coef. corriente	5 mA/K
Coefficiente de potencia	-0.35 %/K
Factor corr. angular	98 %
Tensión máxima del sistema	1500 V

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Hoja de datos inversor

Inversor: SUN2000L-5KTL (v1)

Fabricante	Huawei Technologies
Suministr.	SI
Datos eléctricos	
Potencia nominal DC	5 kW
Potencia nom. CA	5 kW
Potencia DC máx.	6.75 kW
Potencia AC máx.	5.5 kVA
Consumo Standby	6.7 W
Consumo nocturno	1 W
Mín. Potencia introducida	30 W
Corriente máx. de entrada	22 A
Tensión máxima de entrada	600 V
Tensión nominal DC	380 V
Número de fases	1
Número de entradas DC	2
Con transf.	No
Modificación del grado de rend. en caso de desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	0.3 %/100V
Seguidor MPP	
Rango de potencia < 20% de la potencia nominal	99.9 %
Rango de potencia > 20% de la potencia nominal	99.95 %
Número de seguidores MPP	2
Corriente máx. de entrada	11 A
Potencia de entrada máx.	4 kW
Tensión MPP mín.	90 V
Tensión MPP máx.	500 V

Hoja inversor de baterías

Inversor de baterías: Huawei SUN2000L-5TKL (v1)

Fabricante	Example
Suministr.	SI
Datos eléctricos	
Tensión nominal	230 V
Potencia continua	5000 W
Potencia para 30 min.	5000 W
Corriente máx. de entrada	25 A
Tensión de la batería Límite superior	450 V
Tensión de la batería Límite inferior	350 V
Batería Tensión nominal	400 V
Corriente de carga de batería máx.	10 A
Consumo propio sin carga	21 W
Consumo propio (Standby)	6 W

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Hoja batería

Batería: LG RESU7H (v2)

Fabricante	LG Chem
Suministr.	SI
Datos mecánicos	
Longitud	206 mm
Anchura	744 mm
Alto	692 mm
Peso	76 kg
Datos eléctricos	
Auto-descarga	3 %/Mes
Número de células en serie	30
Tensión nominal	111 V
Resistencia interna	2.3 mΩ
Durabilidad en ciclos de carga-descarga (DoD = 40 %)	16900
Tipo	
Tipo de batería	Óxido de níquel y litio

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

Planos y listado de piezas
 Esquema eléctrico

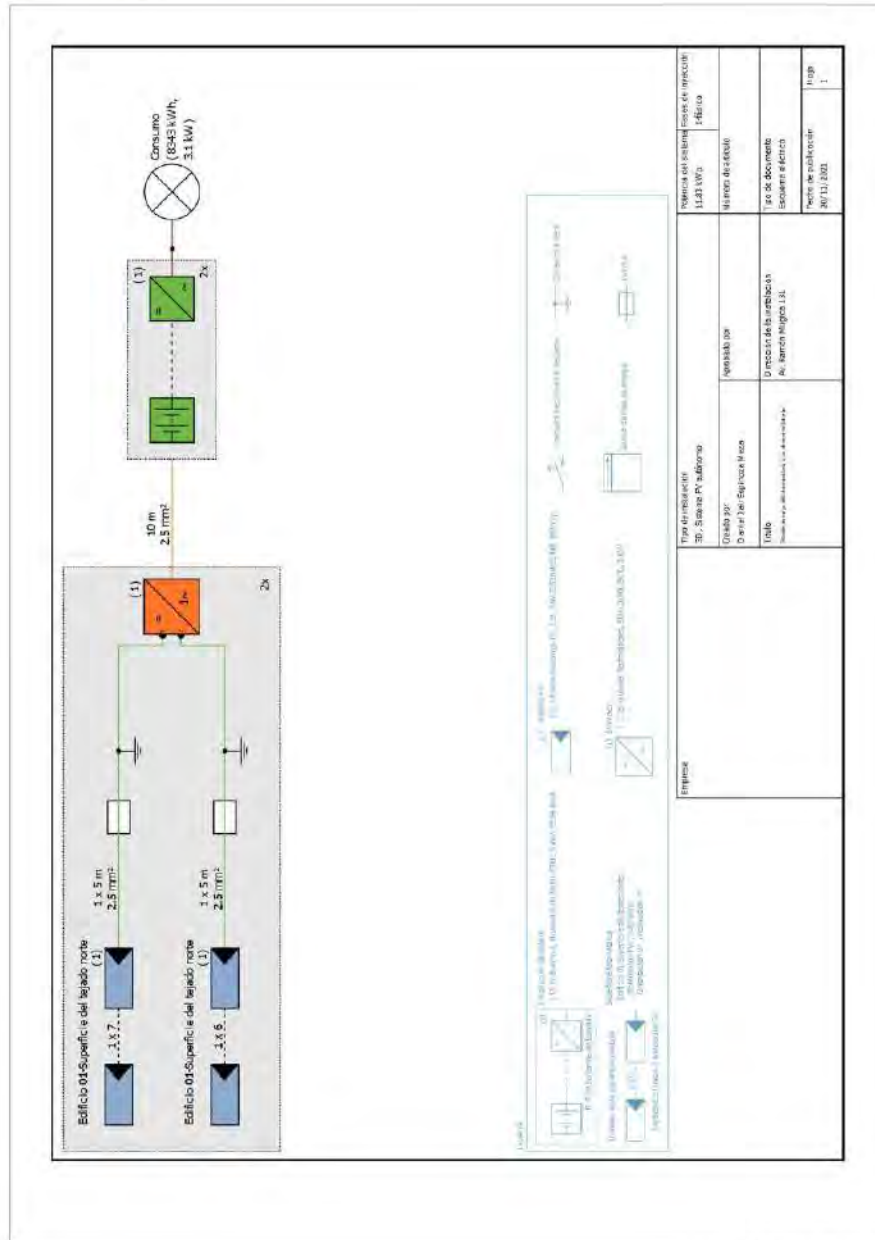


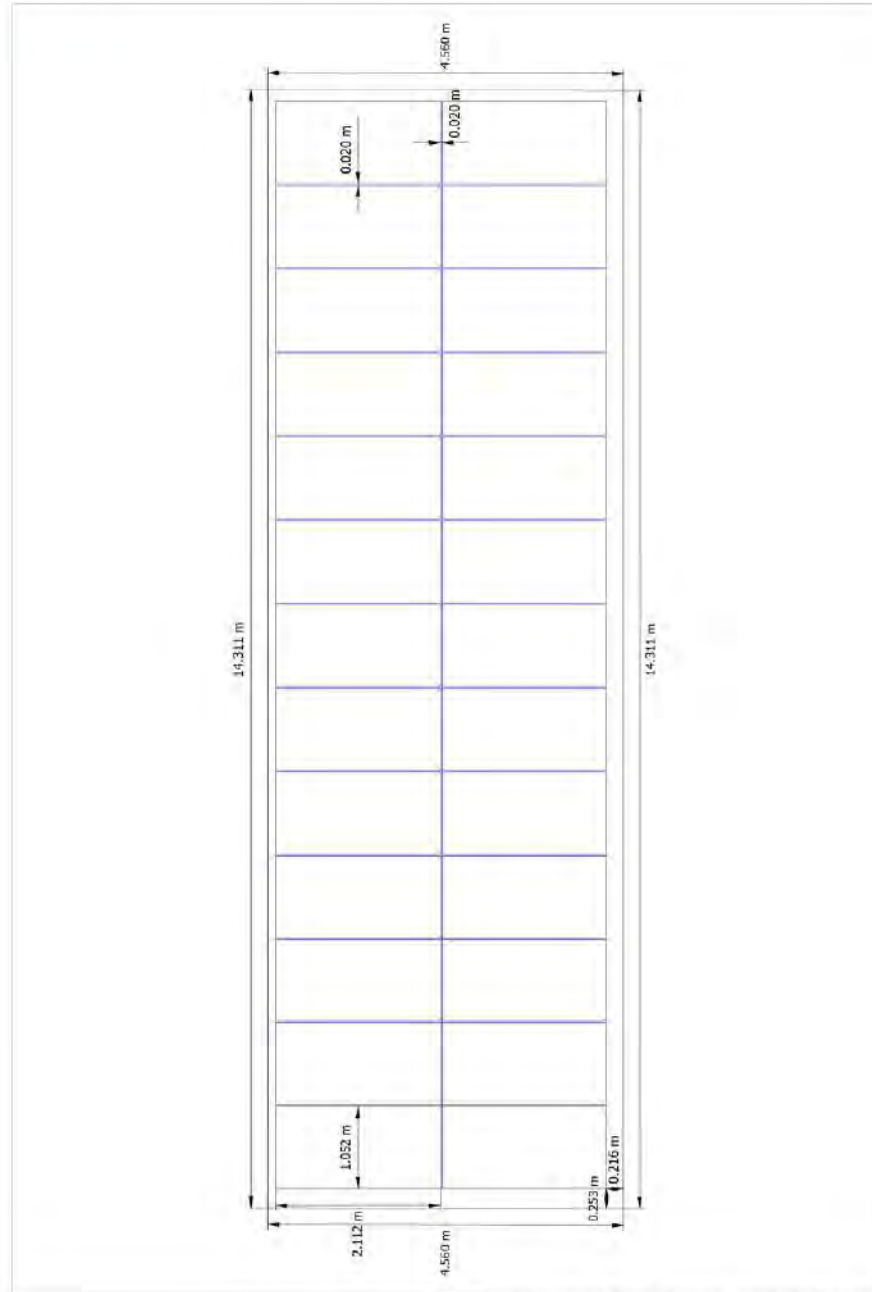
Figura: Esquema eléctrico

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

Plan de acotación



Figura; Estación de carga-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

Plano de líneas

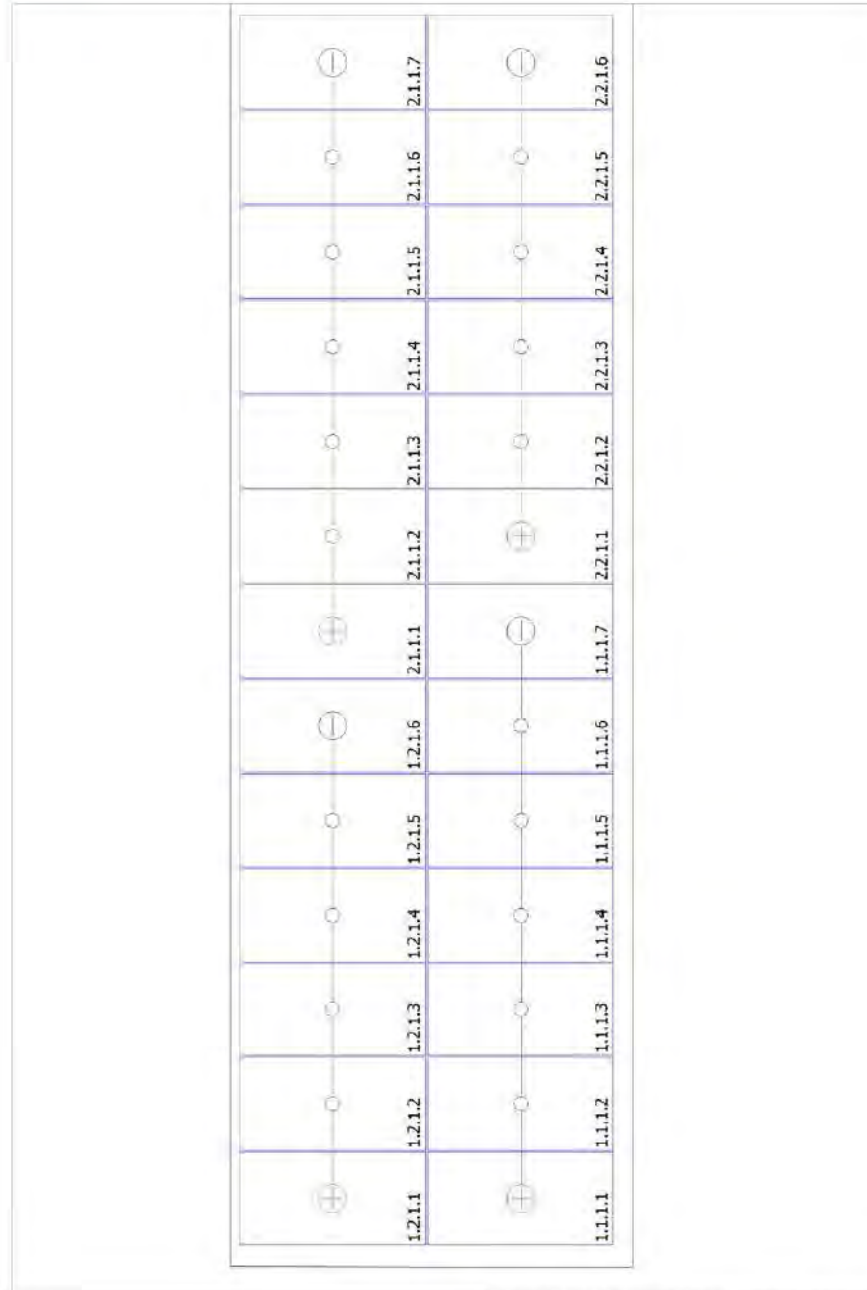


Figura: Estación de carga-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a un sistema de baterías

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 01

Cliente: Universidad de Piura, Mario Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Lista de piezas

Lista de piezas

#	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		JÁ Solar Holdings Co., Ltd.	JAM72S20-455/MR	26	Pieza
2	Inversor		Huawei Technologies	SUN2000L-5KTL	2	Pieza
3	Inversor de baterías		Example	Huawei SUN2000L-5KTL	2	Pieza
4	Batería		LG Chem	LG RESU7H	8	Pieza
5	Cable			Cables de CA 1-fásico 2.5 mm ² Cobre	20	m
6	Cable			Cond. de línea 2.5 mm ² Cobre	20	m
7	Componentes			Interruptor seccionador de carga	1	Pieza
8	Componentes			Sensor de flujo de energía	1	Pieza
9	Componentes			Fusible	2	Pieza

Apéndice 3. Presentación para el cliente para el caso 2

Universidad de Piura
Daniel Marcelo-Aldana
Av. Ramón Mugica 131

Nº de cliente: 01
Nombre del proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a la red
N.º de oferta: 02

24/11/2021

Su sistema FV

Dirección de la instalación

Av. Ramón Mugica 131



Descripción del proyecto:

Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica on-grid sin conexión a un sistema de baterías.

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Vista general del proyecto



Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red

Datos climáticos	Estacionamiento N° 02 UDEP, PER (1991 - 2010)
Potencia generador FV	9.1 kWp
Superficie generador FV	44.4 m ²
Número de módulos FV	20
Número de inversores	2

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

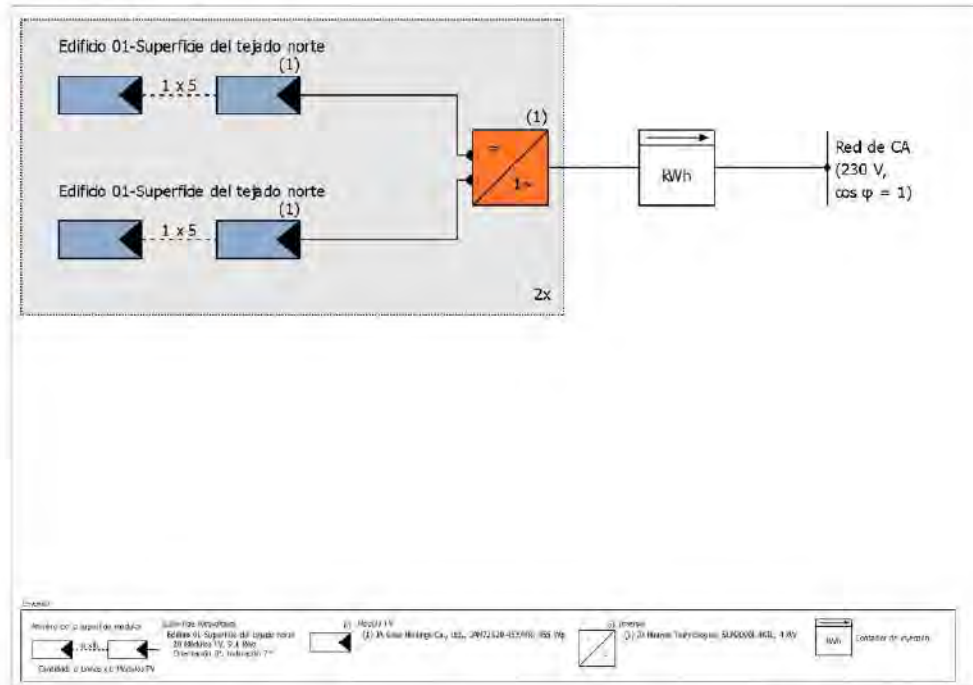


Figura. Diagrama esquemático

El rendimiento

El rendimiento

Energía de generador FV (Red CA)	15,846 kWh
Inyección en la red	16,023 kWh
Limitación en el punto de inyección	0 kWh
Proporción de consumo propio	0.0 %
Fracción de cobertura solar	0.0 %
Rendimiento anual espec.	1,733.92 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	83.4 %
Reducción de rendimiento por sombreado	1.3 %/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	3,740 kg / año

Evaluación económica

Su beneficio

Costes totales de inversión	52,633.29 €/
Rentabilidad del activo	19.29 %
Duración amortización	5.4 Años
Costes de producción de energía	0.34 €/kWh
Balance / Concepto de alimentación	Inyección total en la red

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Disposición de la instalación

Resumen

Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Sistema FV conectado a la red
Puesta en marcha	1/01/2020

Datos climáticos

Ubicación	Estacionamiento N° 02 UDEP, PER (1991 - 2010)
Resolución de los datos	1 min
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Nombre	Edificio 01-Superficie del tejado norte
Módulos FV	20 x JAM72S20-455/MR (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	7 °
Orientación	Norte 0 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	44.4 m ²



Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Línea del horizonte, Planificación 3D

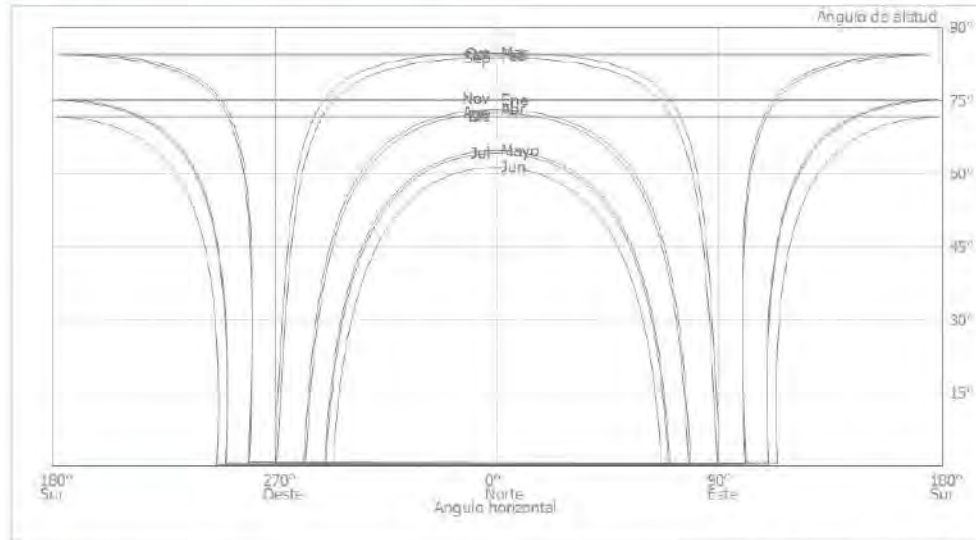


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

Conexión del inversor

Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Edificio 01-Superficie del tejado norte
Inversor 1	
Modelo	SUN2000L-4KTL (v1)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	2
Factor de dimensionamiento	113.8 %
Conexión	MPP 1: 1 x 5 MPP 2: 1 x 5

Red de CA

Red de CA

Número de fases	1
Tensión de red (monofásico)	230 V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	9.1 kWp
Rendimiento anual espec.	1,733.92 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	83.4 %
Reducción de rendimiento por sombreado	1.3 %/Año
Inyección en la red	16,023 kWh/Año
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	15,953 kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	67 kWh/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	3,740 kg / año

Gráfico de flujo de energía

Proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a la red

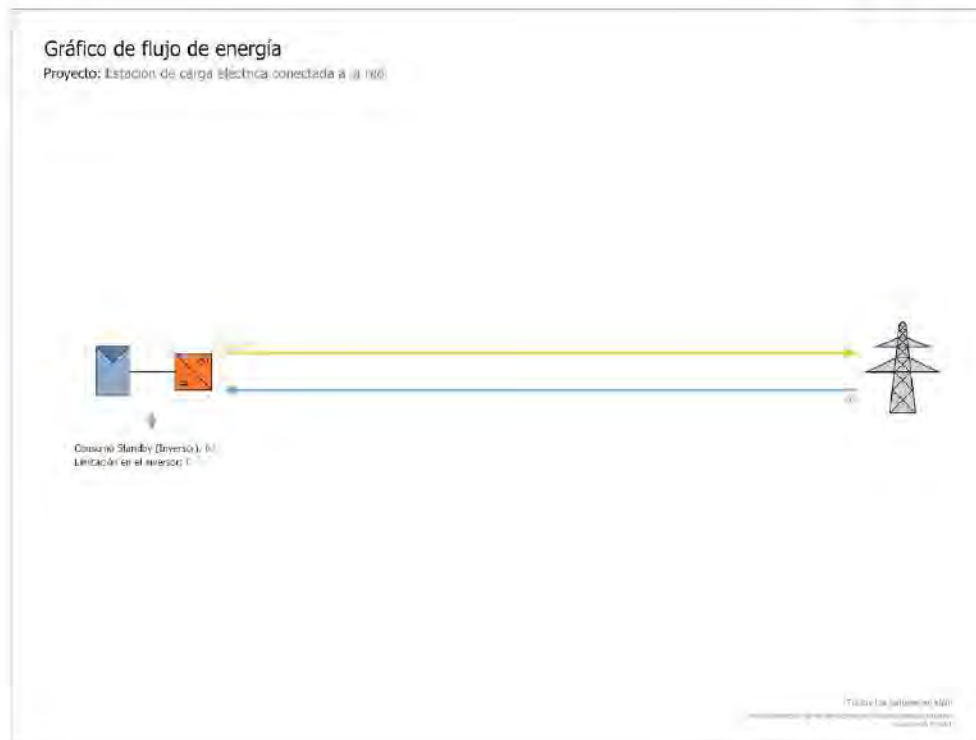


Figura: Gráfico de flujo de energía

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Análisis de rentabilidad

Resumen

Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	15,953 kWh/Año
Potencia generador FV	9.1 kWp
Puesta en marcha de la instalación	1/01/2020
Período de consideración	19 Años
Interés del capital	0 %

Parámetros económicos

Rentabilidad del activo	19.29 %
Cashflow acumulado (caja)	188,906.07 €/
Duración amortización	5.4 Años
Costes de producción de energía	0.34 €/kWh

Resumen de pagos

costes específicos de inversión	5,783.88 €/kWp
Coste de la inversión	52,633.29 €/
Inversiones	52,633.29 €/
Pagos únicos	0.00 €/
Subvenciones	0.00 €/
Costes anuales	2,012.00 €/Año
Otros beneficios y ahorros.	0.00 €/Año

Remuneración y ahorros

Remuneración total en el primer año	11,238.99 €/Año
Tarifa - Instalación sobre edificio	
Validez	1/01/2020 - 31/12/2039
Remuneración spec. por energía inyectada en la red	0.6928 €/kWh
Remuneración por energía inyectada en la red	11,238.99 €/Año
Factor de cambio del precio de la remuneración por inyección a la red	3.60 %/Año

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Flujo de caja

Tabla de flujo de caja

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	-S/ 52,633.29	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
Costes de operación	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00
Costes re. con el consumo	-S/ 1,512.00	-S/ 1,575.20	-S/ 1,641.05	-S/ 1,709.64	-S/ 1,781.10
Remuneración por energía inyectada en la red	S/ 11,238.99	S/ 11,556.73	S/ 11,882.66	S/ 12,216.97	S/ 12,559.84
Flujo de caja anual	-S/ 43,406.30	S/ 9,481.52	S/ 9,741.61	S/ 10,007.33	S/ 10,278.73
Cashflow acumulado (caja)	-S/ 43,406.30	-S/ 33,924.77	-S/ 24,183.16	-S/ 14,175.83	-S/ 3,897.10
	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
Costes de operación	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00
Costes re. con el consumo	-S/ 1,855.55	-S/ 1,933.12	-S/ 2,013.92	-S/ 2,098.10	-S/ 2,185.80
Remuneración por energía inyectada en la red	S/ 12,911.43	S/ 13,271.94	S/ 13,641.55	S/ 14,020.43	S/ 14,408.77
Flujo de caja anual	S/ 10,555.88	S/ 10,838.83	S/ 11,127.63	S/ 11,422.33	S/ 11,722.97
Cashflow acumulado (caja)	S/ 6,658.78	S/ 17,497.61	S/ 28,625.24	S/ 40,047.56	S/ 51,770.53
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversiones	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
Costes de operación	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00
Costes re. con el consumo	-S/ 2,277.17	-S/ 2,372.35	-S/ 2,471.52	-S/ 2,574.83	-S/ 2,682.46
Remuneración por energía inyectada en la red	S/ 14,824.59	S/ 15,266.59	S/ 15,721.08	S/ 16,188.39	S/ 16,668.85
Flujo de caja anual	S/ 12,047.42	S/ 12,394.23	S/ 12,749.56	S/ 13,113.56	S/ 13,486.40
Cashflow acumulado (caja)	S/ 63,817.95	S/ 76,212.19	S/ 88,961.75	S/ 102,075.31	S/ 115,561.71
	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
Costes de operación	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00
Costes re. con el consumo	-S/ 2,794.58	-S/ 2,911.40	-S/ 3,033.09	-S/ 3,159.88	-S/ 3,291.96
Remuneración por energía inyectada en la red	S/ 17,162.80	S/ 17,670.57	S/ 18,192.52	S/ 18,729.00	S/ 19,280.39
Flujo de caja anual	S/ 13,868.21	S/ 14,259.17	S/ 14,659.42	S/ 15,069.13	S/ 15,488.43
Cashflow acumulado (caja)	S/ 129,429.92	S/ 143,689.09	S/ 158,348.52	S/ 173,417.64	S/ 188,906.07

Las tasas de depreciación e inflación se aplican mensualmente durante todo el periodo de observación. Esto ya se realiza en el primer año.

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

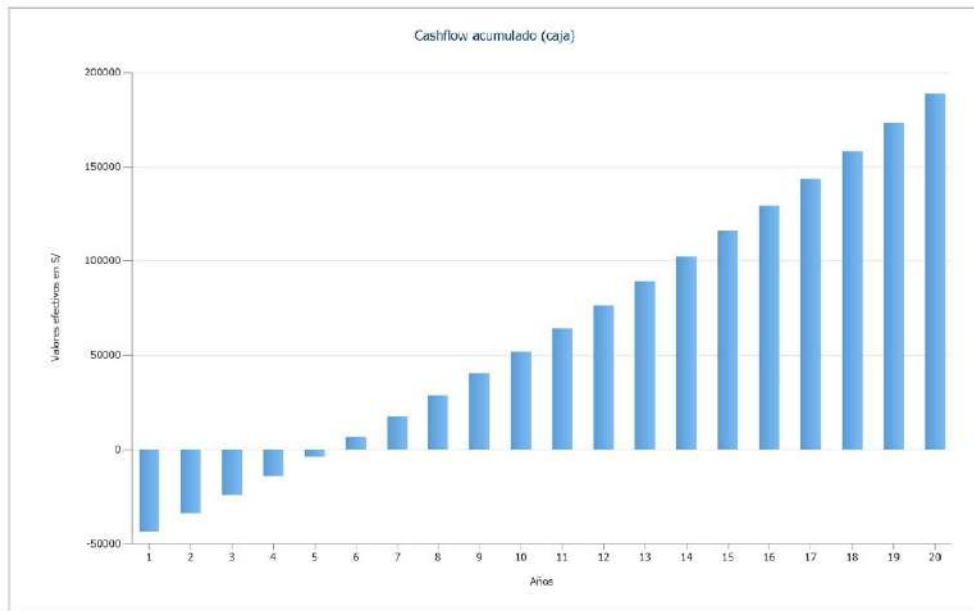


Figura: Cashflow acumulado (caja)

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Planos y listado de piezas

Esquema eléctrico

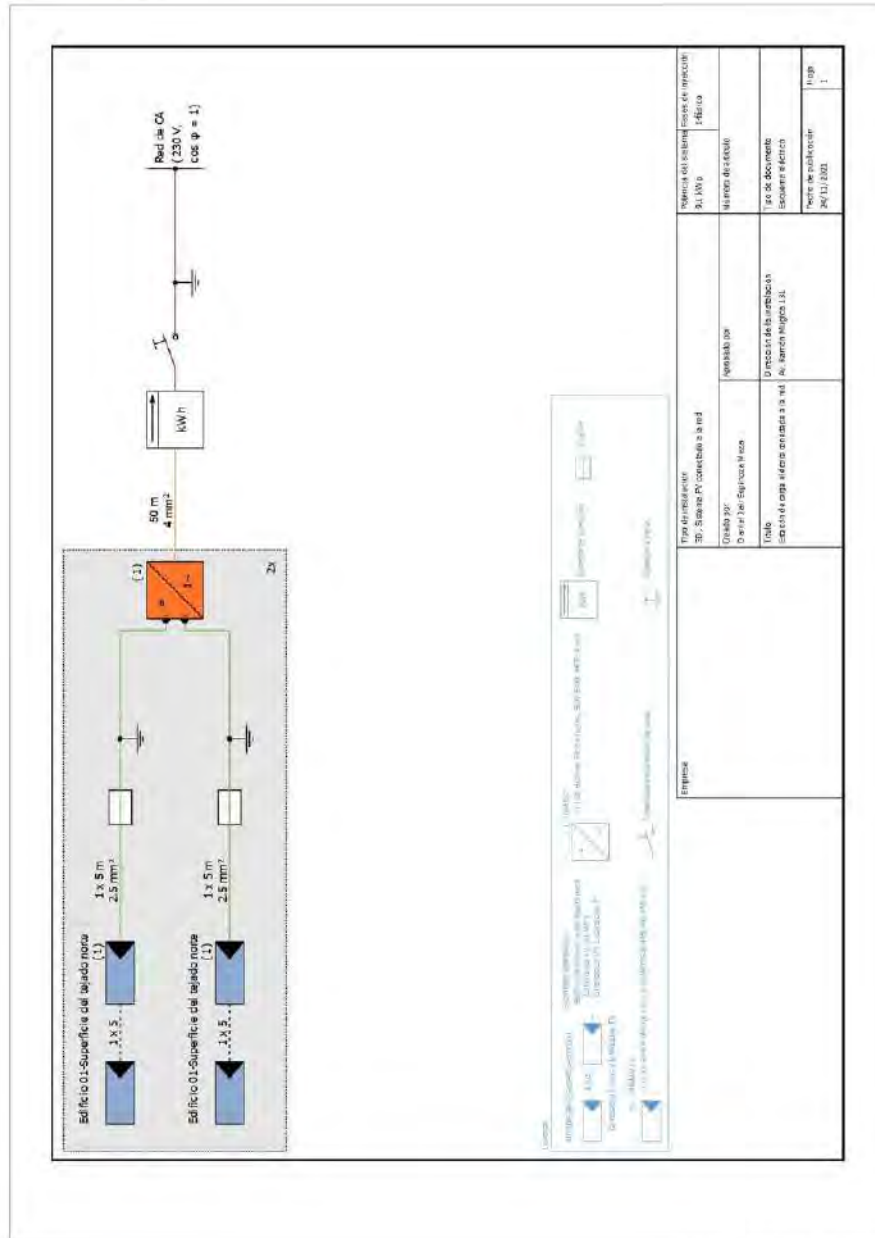
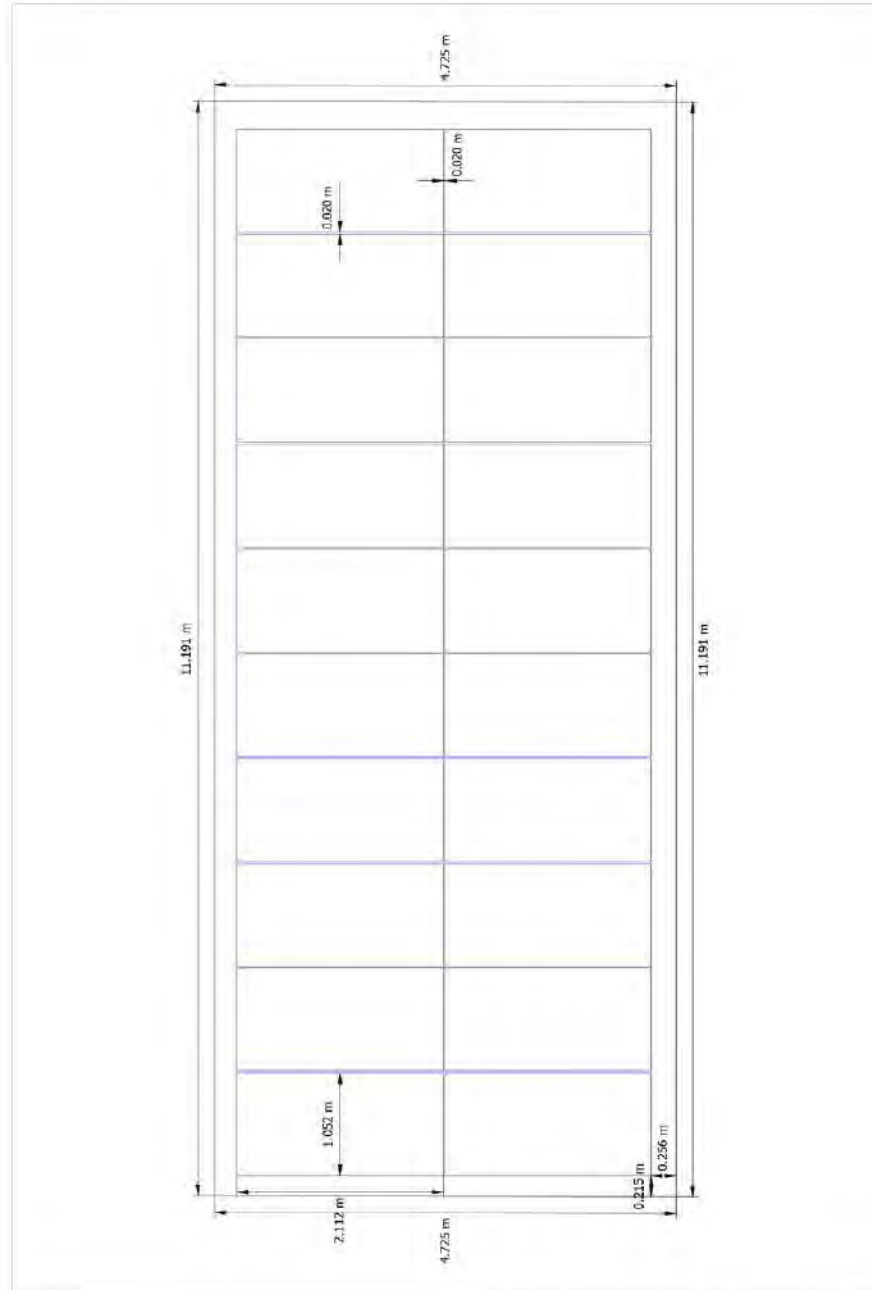


Figura: Esquema eléctrico

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Plan de acotación

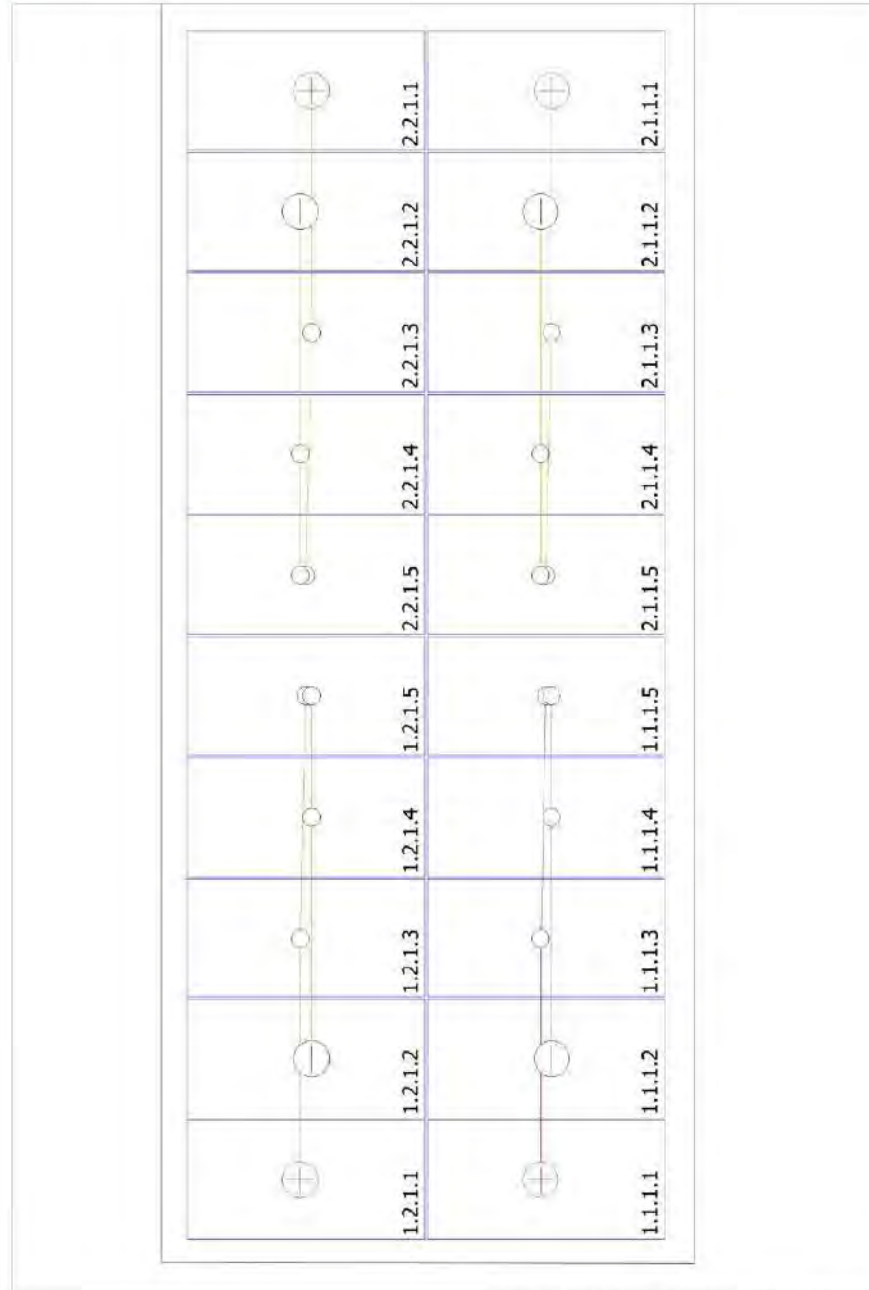


Figura; Estación de carga-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Plano de líneas



Figura; Estación de carga-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Número de oferta: 02

Lista de piezas

Lista de piezas

#	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		J&A Solar Holdings Co., Ltd.	JAM72520-455/MR	20	Pieza
2	Inversor		Huawei Technologies	SUN2000L-4KTL	2	Pieza
3	Cable			Cond. de línea 2.5 mm ² Cobre	20	m
4	Cable			Cables de CA 1-fásico 4 mm ² Cobre	100	m
5	Componentes			Contador de Inyección	1	Pieza
6	Componentes			Interruptor seccionador de carga	1	Pieza
7	Componentes			Fusible	2	Pieza

Apéndice 4. Documentación para el caso 2

Nº de cliente: 01

Nombre del proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a la red

N.º de oferta: 02

24/11/2021

Documentación - 02

Datos del cliente

Empresa	Universidad de Piura
Número de cliente	01
Persona de contacto	Daniel Marcelo-Aldana
Dirección	Av. Ramón Mugica 131
Teléfono	073284500
Fax	
E-mail	

Datos del proyecto

Nombre del proyecto	Estación de carga eléctrica conectada a la red
N.º de oferta	02
Autor	Daniel Jair Espinoza Meza
Dirección	Av. Ramón Mugica 131



Descripción del proyecto:

Estación de carga de medios de transporte eléctrico utilizando energía solar fotovoltaica on-grid sin conexión a un sistema de baterías.

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Vista general del proyecto



Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red

Datos climáticos	Estacionamiento Nº 02 UDEP, PER (1991 - 2010)
Potencia generador FV	9.1 kWp
Superficie generador FV	44.4 m ²
Número de módulos FV	20
Número de inversores	2

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

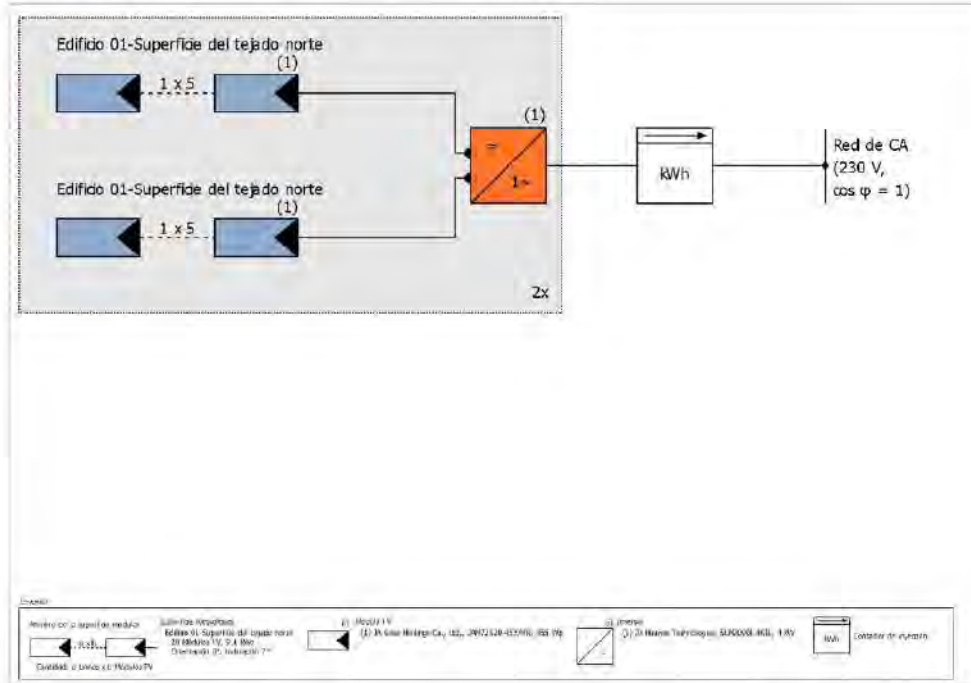


Figura. Diagrama esquemático

El rendimiento

El rendimiento	
Energía de generador FV (Red CA)	15,846 kWh
Inyección en la red	16,023 kWh
Limitación en el punto de inyección	0 kWh
Proporción de consumo propio	0.0 %
Fracción de cobertura solar	0.0 %
Rendimiento anual espec.	1,733.92 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	83.4 %
Reducción de rendimiento por sombreado	1.3 %/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	3,740 kg / año

Evaluación económica

Su beneficio	
Costes totales de inversión	52,633.29 \$/
Rentabilidad del activo	19.29 %
Duración amortización	5.4 Años
Costes de producción de energía	0.34 \$/kWh
Balance / Concepto de alimentación	Inyección total en la red

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Disposición de la instalación

Resumen

Datos del sistema

Tipo de instalación	3D, Sistema FV conectado a la red
Puesta en marcha	1/01/2020

Datos climáticos

Ubicación	Estacionamiento N° 02 UDEP, PER (1991 - 2010)
Resolución de los datos	1 min
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Nombre	Edificio 01-Superficie del tejado norte
Módulos FV	20 x JAM72S20-455/MR (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	7 °
Orientación	Norte 0 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	44.4 m ²



Figura: 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

Degradación de los módulos, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Potencia restante al cabo de 10 años	92 %
Potencia restante al cabo de 25 años	83 %

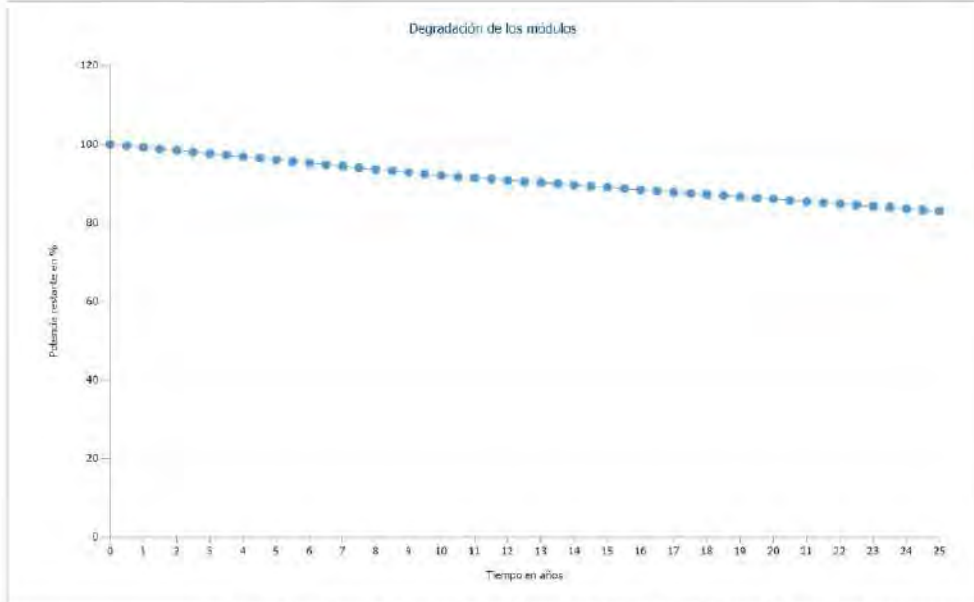


Figura: Degradación de los módulos, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado norte

Línea del horizonte, Planificación 3D

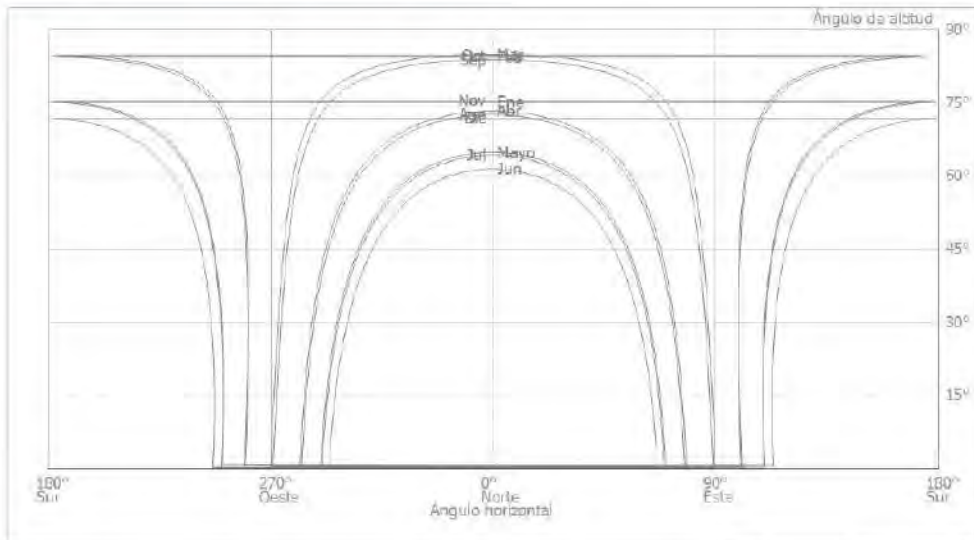


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Conexión del inversor

Conexión 1

Superficie fotovoltaica	Edificio 01-Superficie del tejado norte
Inversor 1	
Modelo	SUN2000L-4KTL (v1)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	2
Factor de dimensionamiento	113.8 %
Conexión	MPP 1: 1 x 5 MPP 2: 1 x 5

Red de CA

Red de CA

Número de fases	1
Tensión de red (monofásico)	230 V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Resultados de simulación

Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	9.1 kWp
Rendimiento anual espec.	1,733.92 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	83.4 %
Reducción de rendimiento por sombreado	1.3 %/Año
Inyección en la red	16,023 kWh/Año
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	15,953 kWh/Año
Consumo Standby (Inversor)	67 kWh/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	3,740 kg / año

Gráfico de flujo de energía

Proyecto: Estación de carga eléctrica conectada a la red

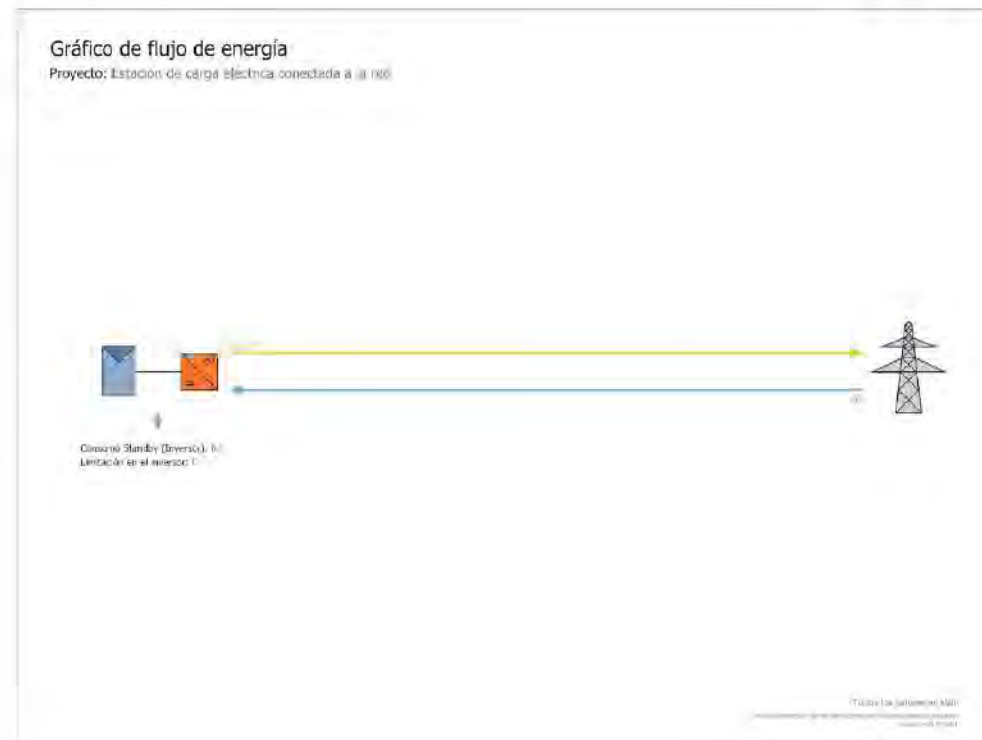


Figura: Gráfico de flujo de energía

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

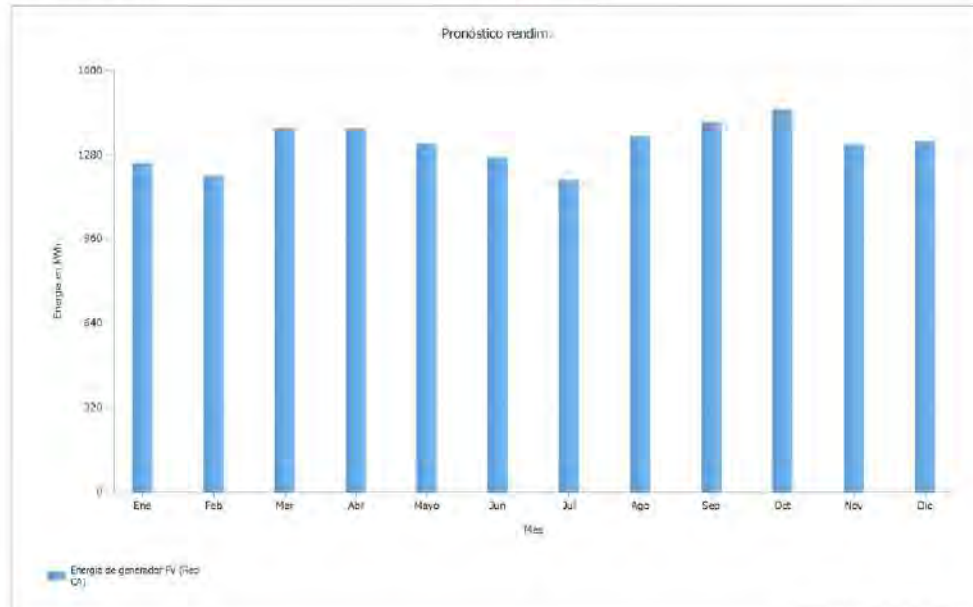


Figura: Pronóstico rendimiento

Resultados por superficie de módulos

Edificio 01-Superficie del tejado norte

Potencia generador FV	9.1 kWp
Superficie generador FV	44.4 m ²
Irradiación global sobre módulo	2079.3 kWh/m ²
Energía de generador FV (Red CA)	15845.8 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1741.3 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	83.7 %

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Balance energético de instalación fotovoltaica

Balance energético de instalación fotovoltaica

Radiación global horizontal	2,123.56 kWh/m ²	
Desviación del espectro estandar	-21.24 kWh/m ²	-1.00 %
Reflexión del suelo (albedo)	1.57 kWh/m ²	0.07 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	3.35 kWh/m ²	0.16 %
Sombreado independiente del módulo	-27.93 kWh/m ²	-1.33 %
Reflexión en la superficie del módulo	-33.81 kWh/m ²	-1.63 %
Irradiación global sobre módulo	2,045.50 kWh/m²	
	2,045.50 kWh/m ²	
	x 44.436 m ²	
	= 90,894.72 kWh	
Irradiación global fotovoltaica	90,894.72 kWh	
Ensuciamiento	0.00 kWh	0.00 %
Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 20.48 %)	-72,280.62 kWh	-79.52 %
Energía fotovoltaica nominal	18,614.09 kWh	
Ensombrecimiento parcial específico del módulo	-2.88 kWh	-0.02 %
Rendimiento con luz débil	-198.87 kWh	-1.07 %
Desviación de la temperatura nominal del módulo	-1,295.23 kWh	-7.03 %
Diodos	-0.31 kWh	0.00 %
Inadecuación (datos del fabricante)	-342.34 kWh	-2.00 %
Inadecuación (Conexión/sombreado)	-0.03 kWh	0.00 %
Cond. de línea	-24.23 kWh	-0.14 %
Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corriente por inversor	16,750.21 kWh	
Potencia de arranque DC no alcanzada	-3.80 kWh	-0.02 %
Regulación por rango de tensión MPP	-0.02 kWh	0.00 %
Regulación por corriente CC máx.	-16.62 kWh	-0.10 %
Regulación por potencia CC máx.	0.00 kWh	0.00 %
Regulación por potencia CA máx. / cos phi	-164.51 kWh	-0.98 %
Adaptación MPP	-8.98 kWh	-0.05 %
Energía FV (DC)	16,556.28 kWh	
Energía en la entrada del inversor	16,556.28 kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-95.31 kWh	-0.58 %
Conversión DC/AC	-259.97 kWh	-1.58 %
Consumo Standby (Inversor)	-67.07 kWh	-0.41 %
Cables de CA	-355.22 kWh	-2.20 %
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera	15,778.71 kWh	
Energía de generador FV (Red CA)	15,845.78 kWh	

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Análisis de rentabilidad

Resumen

Datos del sistema

Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	15,953 kWh/Año
Potencia generador FV	9.1 kWp
Puesta en marcha de la instalación	1/01/2020
Período de consideración	19 Años
Interés del capital	0 %

Parámetros económicos

Rentabilidad del activo	19.29 %
Cashflow acumulado (caja)	188,906.07 S/
Duración amortización	5.4 Años
Costes de producción de energía	0.34 S//kWh

Resumen de pagos

costes específicos de inversión	5,783.88 S//kWp
Coste de la inversión	52,633.29 S/
Inversiones	52,633.29 S/
Pagos únicos	0.00 S/
Subvenciones	0.00 S/
Costes anuales	2,012.00 S//Año
Otros beneficios y ahorros.	0.00 S//Año

Remuneración y ahorros

Remuneración total en el primer año	11,238.99 S//Año
Tarifa - Instalación sobre edificio	
Validez	1/01/2020 - 31/12/2039
Remuneración spec. por energía inyectada en la red	0.6928 S//kWh
Remuneración por energía inyectada en la red	11,238.99 S//Año
Factor de cambio del precio de la remuneración por inyección a la red	3.60 %/Año

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Flujo de caja

Tabla de flujo de caja

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversiones	-S/ 52,633.29	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
Costes de operación	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00
Costes re. con el consumo	-S/ 1,512.00	-S/ 1,575.20	-S/ 1,641.05	-S/ 1,709.64	-S/ 1,781.10
Remuneración por energía inyectada en la red	S/ 11,238.99	S/ 11,556.73	S/ 11,882.66	S/ 12,216.97	S/ 12,559.84
Flujo de caja anual	-S/ 43,406.30	S/ 9,481.52	S/ 9,741.61	S/ 10,007.33	S/ 10,278.73
Cashflow acumulado (caja)	-S/ 43,406.30	-S/ 33,924.77	-S/ 24,183.16	-S/ 14,175.83	-S/ 3,897.10
	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversiones	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
Costes de operación	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00
Costes re. con el consumo	-S/ 1,855.55	-S/ 1,933.12	-S/ 2,013.92	-S/ 2,098.10	-S/ 2,185.80
Remuneración por energía inyectada en la red	S/ 12,911.43	S/ 13,271.94	S/ 13,641.55	S/ 14,020.43	S/ 14,408.77
Flujo de caja anual	S/ 10,555.88	S/ 10,838.83	S/ 11,127.63	S/ 11,422.33	S/ 11,722.97
Cashflow acumulado (caja)	S/ 6,658.78	S/ 17,497.61	S/ 28,625.24	S/ 40,047.56	S/ 51,770.53
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversiones	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
Costes de operación	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00
Costes re. con el consumo	-S/ 2,277.17	-S/ 2,372.35	-S/ 2,471.52	-S/ 2,574.83	-S/ 2,682.46
Remuneración por energía inyectada en la red	S/ 14,824.59	S/ 15,266.59	S/ 15,721.08	S/ 16,188.39	S/ 16,668.85
Flujo de caja anual	S/ 12,047.42	S/ 12,394.23	S/ 12,749.56	S/ 13,113.56	S/ 13,486.40
Cashflow acumulado (caja)	S/ 63,817.95	S/ 76,212.19	S/ 88,961.75	S/ 102,075.31	S/ 115,561.71
	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversiones	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00	S/ 0.00
Costes de operación	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00	-S/ 500.00
Costes re. con el consumo	-S/ 2,794.58	-S/ 2,911.40	-S/ 3,033.09	-S/ 3,159.88	-S/ 3,291.96
Remuneración por energía inyectada en la red	S/ 17,162.80	S/ 17,670.57	S/ 18,192.52	S/ 18,729.00	S/ 19,280.39
Flujo de caja anual	S/ 13,868.21	S/ 14,259.17	S/ 14,659.42	S/ 15,069.13	S/ 15,488.43
Cashflow acumulado (caja)	S/ 129,429.92	S/ 143,689.09	S/ 158,348.52	S/ 173,417.64	S/ 188,906.07

Las tasas de degradación e inflación se aplican mensualmente durante todo el periodo de observación. Esto ya se realiza en el primer año.

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

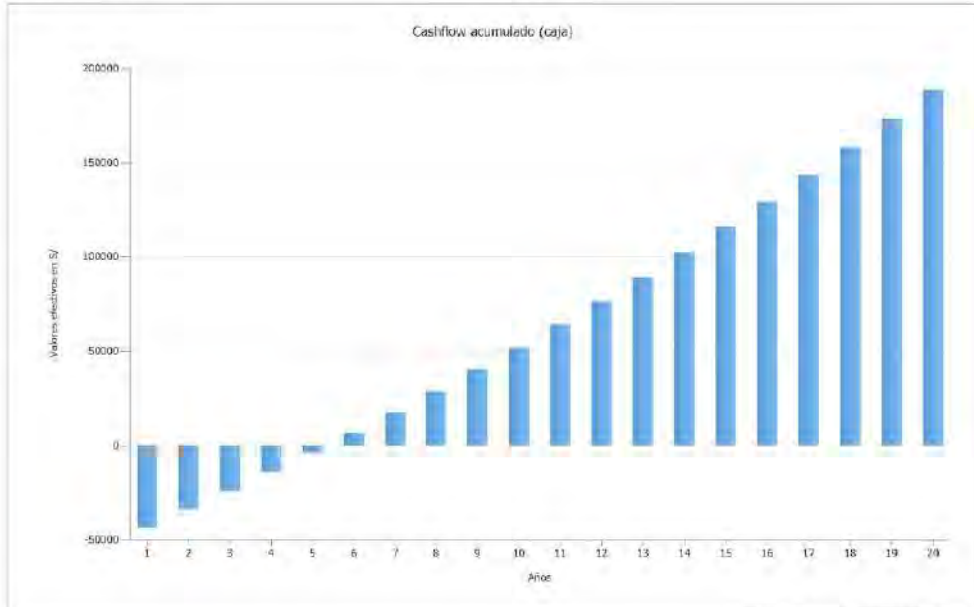


Figura: Cashflow acumulado (caja)

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Hojas

Hoja de datos módulo FV

Módulo FV: JAM72S20-455/MR (v1)

Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Suministr.	SI
Datos eléctricos	
Tipo de célula	Si monocristalino
Sólo apto para transf. inversor	No
Número de células	144
Número de diodos de bypass	3
Módulo de media celda	SI
Datos mecánicos	
Anchura	1052 mm
Alto	2112 mm
Profundidad	35 mm
Ancho del marco	35 mm
Peso	24.7 kg
Caract. U/I- STC	
Tensión en MPP	41.82 V
Corriente en MPP	10.88 A
Potencia nominal	455 W
Eficiencia	20.48 %
Tens. circ. abierto	49.85 V
Corriente de cortocircuito	11.41 A
Factor de forma	79.99 %
Aumento tensión de circuito abierto antes de estabil.	0 %
Características U/I con carga parcial (calculado)	
Fuente de los valores	Estándar (Modelo PV*SOL)
Irradiación	200 W/m ²
Tensión en el MPP con carga parcial	39.53 V
Corriente en el MPP con carga parcial	2.18 A
Tens. circ. abierto con carga parcial	44.87 V
Corriente de cortocircuito con carga parcial	2.28 A
Varios	
Coefficiente de tensión	-136 mV/K
Coef. corriente	5 mA/K
Coefficiente de potencia	-0.35 %/K
Factor corr. angular	98 %
Tensión máxima del sistema	1500 V



Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Hoja de datos inversor

Inversor: SUN2000L-4KTL (v1)

Fabricante	Huawei Technologies
Suministr.	SI
Datos eléctricos	
Potencia nominal DC	4 kW
Potencia nom. CA	4 kW
Potencia DC máx.	5.4 kW
Potencia AC máx.	4.4 kVA
Consumo Standby	10 W
Consumo nocturno	6.7 W
Mín. Potencia introducida	30 W
Corriente máx. de entrada	22 A
Tensión máxima de entrada	600 V
Tensión nominal DC	380 V
Número de fases	1
Número de entradas DC	2
Con transf.	No
Modificación del grado de rend. en caso de desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	0.3 %/100V
Seguidor MPP	
Rango de potencia < 20% de la potencia nominal	99.8 %
Rango de potencia > 20% de la potencia nominal	99.95 %
Número de seguidores MPP	2
Corriente máx. de entrada	11 A
Potencia de entrada máx.	3.2 kW
Tensión MPP mín.	90 V
Tensión MPP máx.	500 V

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

Planos y listado de piezas
 Esquema eléctrico

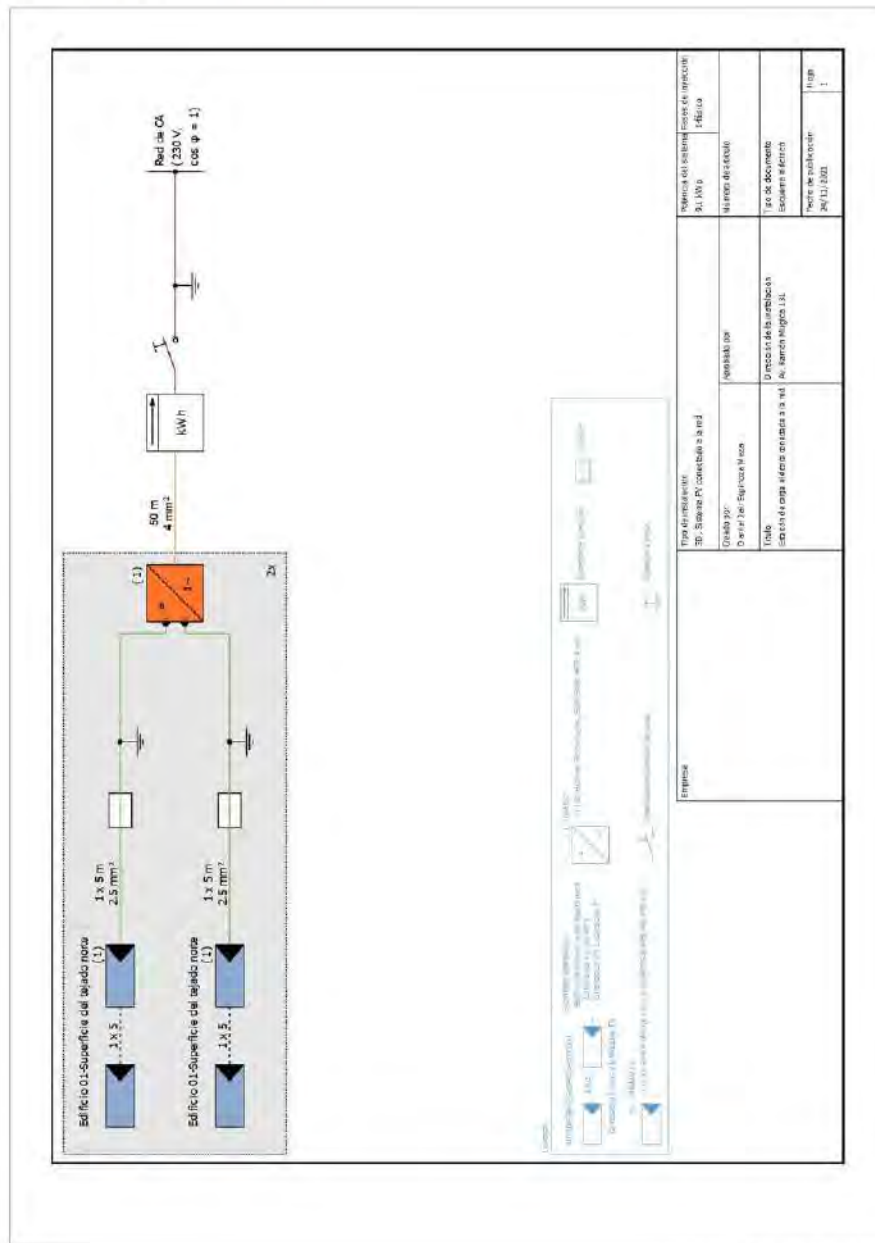


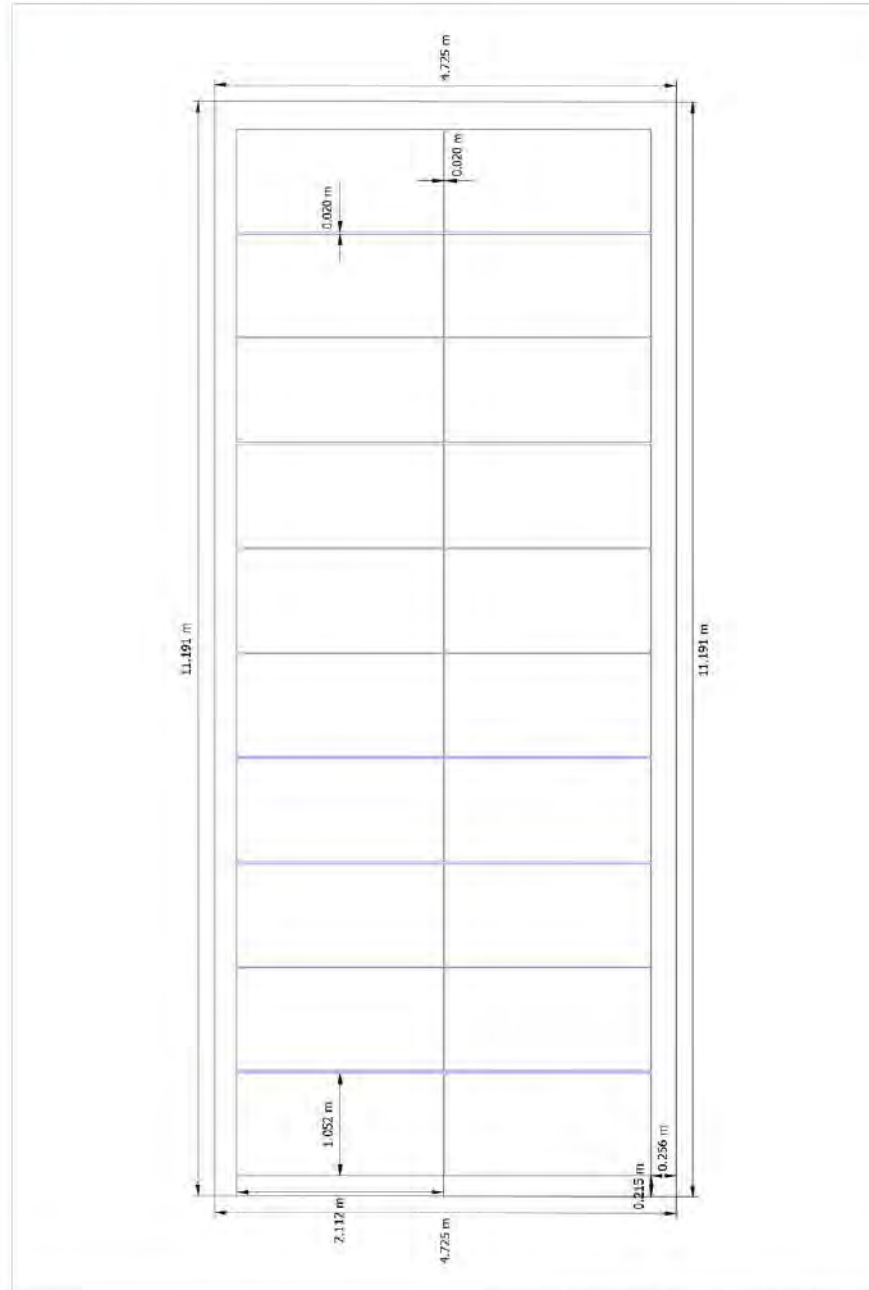
Figura: Esquema eléctrico

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

Plan de acotación



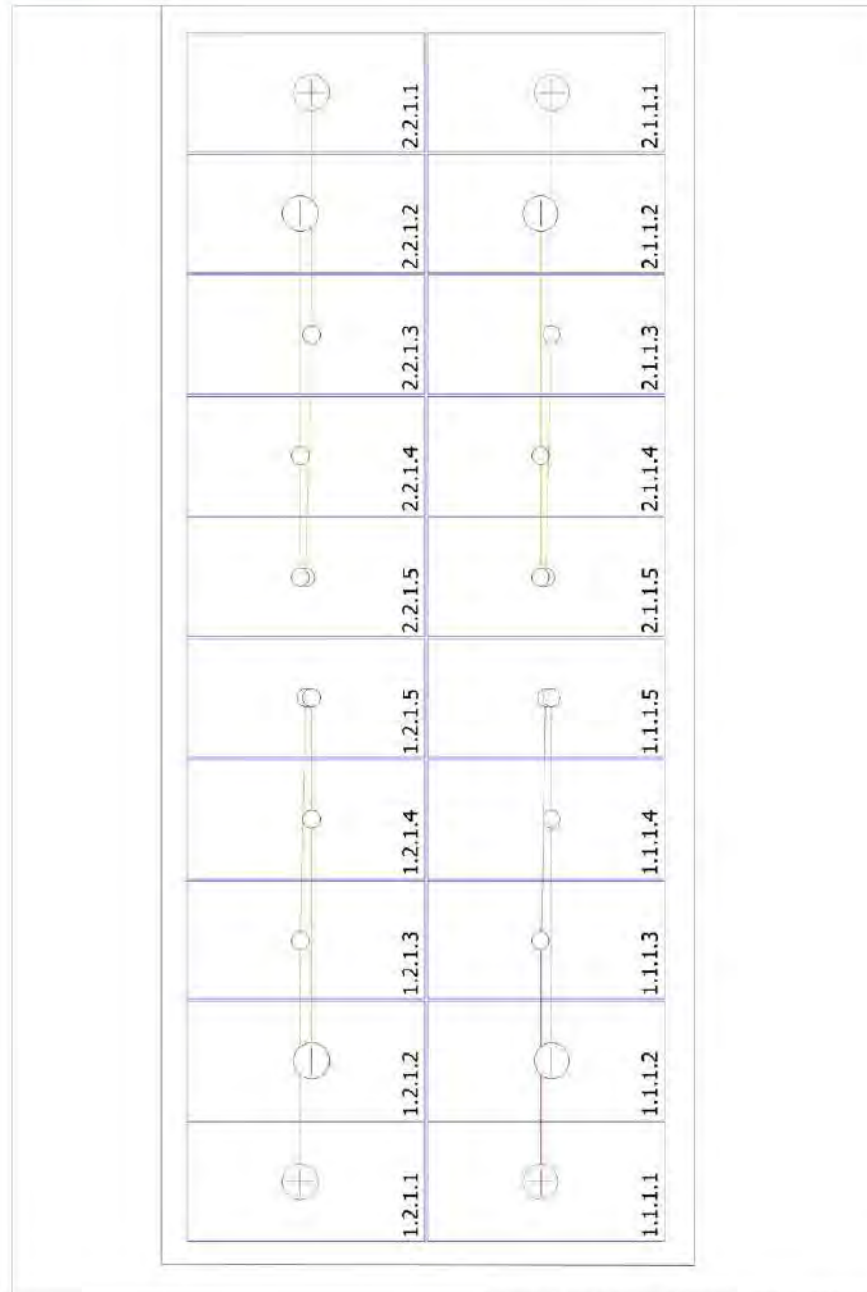
Figura; Estación de carga-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
 Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
 Nº de cliente: 01

Plano de líneas



Figura; Estación de carga-Superficie del tejado norte

Estación de carga eléctrica conectada a la red

Autor: Daniel Jair Espinoza Meza
Número de oferta: 02

Cliente: Universidad de Piura, Daniel Marcelo Aldana
Nº de cliente: 01

Lista de piezas

Lista de piezas

#	Tipo	Número de artículo	Fabricante	Nombre	Cantidad	Unidad
1	Módulo FV		JÁ Solar Holdings Co., Ltd.	JAM72520-455/MR	20	Pieza
2	Inversor		Huawei Technologies	SUN2000L-4KTL	2	Pieza
3	Cable			Cond. de línea 2.5 mm ² Cobre	20	m
4	Cable			Cables de CA 1-fásico 4 mm ² Cobre	100	m
5	Componentes			Contador de inyección	1	Pieza
6	Componentes			Interruptor seccionador de carga	1	Pieza
7	Componentes			Fusible	2	Pieza

Anexos





Anexo A. Especificación técnica del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**

NORMA DGE

**ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL
SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS
COMPONENTES PARA
ELECTRIFICACIÓN RURAL**

Setiembre, 2015

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

INDICE

	Página
1.- OBJETIVO	3
2.- NORMAS DE REFERENCIA	3
3.- CONDICIONES AMBIENTALES	3
4.- COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	3
5.- INFORMACIÓN GENERAL	4
6.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SFV Y SUS COMPONENTES	4
7.- PRUEBAS	18
8.- MANIPULEO Y TRANSPORTE	18
9.- GARANTIA TÉCNICA	19
10.- EMBALAJE	19
11.- INSPECCIÓN Y PRUEBAS EN FÁBRICA	19
12.- INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA	19
ANEXO.- TABLA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

1. OBJETIVO

La presente Especificación Técnica establece las características generales, físicas, de funcionamiento, condiciones extremas de operación y protecciones, que deben cumplir el Sistema Fotovoltaico (SFV) y sus componentes, para su aplicación en instalaciones eléctricas de Electrificación Rural.

2. NORMAS DE REFERENCIA

A continuación se mencionan las principales normas de referencia que han sido consultados para la elaboración de la presente Especificación Técnica:

- IEC-61215. Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación de diseño y aprobación de tipo.
- IEC 61730-1. Requisito de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
- IEC 61730-2. Requisito de seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
- IEEE-Standard 1262. Recommended Practices for Qualification of Photovoltaic (PV) modules, April, 1996.
- ISO 17025. Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración.
- NTP IEC 60529-2010. Grados de Protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
- NTP IEC 62262-2010 Grados de Protección proporcionados por las envolventes de equipos eléctricos contra los impactos mecánicos externos (Código IK).
- IEC 61427-1. Celdas y baterías para almacenamiento de energías renovables – Requerimientos Generales y Métodos de Evaluación. Parte 1. Aplicaciones fotovoltaicas Off-Grid.
- IEC 60896-21. Baterías Estacionarias de Plomo. Parte 21: Baterías reguladas por válvula. Métodos de Ensayo.
- IEC 62257-9-5 Ed. 2. Recomendaciones para pequeños sistemas de energías renovables y Sistemas híbridos para Electrificación rural.
- DIN 40050. Road vehicles: degrees of protection (IP-code).
- Universal Technical Standard for Solar Home Systems. Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.
- Directiva 2004/108/EC (EG) sobre Compatibilidad Electromagnética.
- Código Nacional de Electricidad (Utilización) Enero 2006.
- Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales.

3. CONDICIONES AMBIENTALES

El Sistema Fotovoltaico se instalará en zonas con las siguientes condiciones ambientales:

-	Altitud sobre nivel del mar	:	Hasta 5 000 m
-	Humedad relativa	:	50 a 95%
-	Temperatura ambiente	:	- 15 °C a 40 °C
-	Precipitación pluvial	:	Moderada a intensa
-	Irradiancia solar máxima	:	1 200 W/m ²
-	Velocidad del viento	:	hasta 120 km/h

4. COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Según la configuración, el SFV están compuestos por:

- Un generador fotovoltaico compuesto por uno o más módulos fotovoltaicos.
- Un banco de baterías compuesto por una o más baterías.

NORMA DGE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

- Una Unidad de Control formado por uno o más controladores de carga, un convertidor de tensión (Opcional), un inversor de corriente (únicamente para suministros eléctricos en corriente alterna).
- Lámparas en corriente continua, usualmente tres (3) unidades para suministros en 12 V, en corriente continua.
- Accesorios principales (Soporte y poste del generador fotovoltaico, gabinete de control, racks para batería, sistemas de distribución eléctrica).

5. INFORMACIÓN GENERAL

El Sistema Fotovoltaico se dimensiona a partir de las características climáticas y geográficas del lugar de instalación, además con esta información se deberán obtener las características técnicas de los componentes principales y del sistema de distribución eléctrica.

En general, se recomienda obtener la información climática y geográfica del lugar de instalación, a fin de especificar adecuadamente el SFV, y no sobredimensionarlos. En el caso que se desconozca el lugar de destino final, debe tomarse en cuenta las condiciones extremas del área donde se intervendrá o en el caso extremo usar las siguientes condiciones generales:

- Irradiancia solar mínima mensual anual : 3.5 kWh/m²-día
- Irradiancia solar instantánea máxima anual : 1 200 W/m²
- Humedad relativa : 90 %
- Rango de temperaturas ambiente : -10 °C a 45 °C
- Velocidad máxima del viento : 120 km/h
- Altura sobre nivel del mar : 5 000 m

6. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SFV Y SUS COMPONENTES

Las especificaciones técnicas del SFV y sus componentes se muestran en los siguientes grupos:

- **Generales**, especificaciones relacionadas con características generales, certificaciones, información técnica que deben acompañar a cada componente.
- **Físicas**, especificaciones referidas a las características constructivas, elementos y partes que conforman los componentes.
- **Eléctricas**, especificaciones referidas a las características eléctricas y de funcionamiento.
- **Funcionamiento en condiciones extremas de operación**, especificaciones destinadas a garantizar el funcionamiento de los componentes en eventuales condiciones críticas.
- **Protecciones**, especificaciones destinadas a proteger un componente o más, en casos fortuitos.

A. MÓDULO FOTOVOLTAICO

1. Características generales

- | | | |
|----------|---|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MFV-CG-1 | : | Debe estar certificado de acuerdo a la norma internacional: IEC-61215 "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre, calificación del diseño y aprobación de tipo". |
| MFV-CG-2 | : | Debe estar certificado de acuerdo a la norma internacional: IEC 61730 "Requisitos de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV)", Parte 1: Requisitos de construcción y Parte 2: Requisitos para Ensayos. |
| MFV-CG-3 | : | Debe ser suministrado con los certificados de cumplimiento de las normas internacionales IEC-61215 e IEC-61730. Los certificados deberán: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Consignar el nombre y otros datos de la institución que emite los certificados. ▪ Ser emitidos por una institución diferente del fabricante, que cuente con certificado vigente ISO 17025 el cual debe |

MODELO DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

- adjuntarse.
- Consignar la marca y modelo del módulo fotovoltaico que se certifica.
 - Estar vigentes a la fecha de su presentación.
 - Ser entregados completos y estar legibles.
- MFV-CG-4 : Debe ser suministrado con la documentación del fabricante, que indique el cumplimiento que luego 25 años de operación, su potencia máxima real no ha disminuido por debajo del 80 % de la potencia máxima nominal, ambos en Condiciones Estándar de Medida: 1000 W/m², AM 1.5 y temperatura de célula 25 °C.
- MFV-CG-5 : Deberá entregarse información técnica del fabricante que muestre como mínimo lo siguiente:
- Potencia máxima, tensión y corriente en el punto de máxima potencia, corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto, valores nominales a: i) Condiciones Estándar de Medida: 1 000 W/m², AM 1,5 y temperatura de célula 25 °C y, ii) Condición Normales de Operación: 800 W/m², AM 1,5 y temperatura normal de operación de la celda.
 - Rango de variación de potencia máxima real respecto de la potencia máxima nominal.
 - Curvas de Corriente vs Tensión para 200, 400, 600, 800, y 1 000 W/m² de irradiancia solar para temperatura de célula de 25 °C.
 - Dimensiones: Largo, ancho y alto.
 - Peso.
 - Material de la célula fotovoltaica.
 - Número de células fotovoltaicas.
 - Características físicas del módulo fotovoltaico: cubierta, tipo estructura, tipo de material en la parte posterior y aspectos de instalación.
 - Eficiencia del módulo fotovoltaico.
 - Características de la etiqueta e información que contiene.
 - Características de la caja de conexiones: dimensiones, grado de protección, modo de indicación de polaridad, adosamiento, tamaño de la bornera de conexión, cantidad de diodos en su interior.
 - De ser suministrado con cable instalado en fábrica, se deberá indicar las características técnicas del cable y el tipo de conector a ser utilizado para acoplamiento.
- MFV-CG-6 : Debe contar con etiqueta visible adherida o impresa firmemente sobre su superficie, con la siguiente información:
- Marca, modelo y número de serie.
 - Nombre del fabricante y lugar de fabricación.
 - Potencia máxima, tensión y corriente en el punto de máxima potencia nominal, corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto, todos los valores nominales indicados a Condiciones Estándar de Medida: 1 000 W/m², AM 1.5 y temperatura de célula 25 °C.
- El adquiriente podrá solicitar que se incluya otra información que considere relevante.

2. Características físicas

- MFV-CF-1 : Debe estar compuesto como mínimo por 36 células fotovoltaicas de silicio policristalino o monocristalino.
- MFV-CF-2 : Debe contar con una cubierta de vidrio y estar encapsulado con material Acetato de Vinil Etileno (EVA), tener una estructura rígida en marco de aluminio anodizado con orificios hechos en fábrica para su instalación.
- MFV-CF-3 : La caja de conexión debe estar provista con elementos de fijación de cables para que una vez instalados mantenga el grado de protección exigido.
- MFV-CF-4 : La caja de conexión debe estar firmemente unida a la parte posterior del módulo fotovoltaico, además deberá contar con la señalización de polaridad.
- MFV-CF-5 : Para módulos fotovoltaicos suministrados con cables instalados en fábrica, se deberán utilizar, cuando se requiere el acoplamiento con otros cables, conectores especiales para uso fotovoltaico que permitan una sujeción firme y hermética. Además, el cable instalado en fábrica deberá ser para uso fotovoltaico y el cable a acoplar de semejantes características.
- MFV-CF-6 : No debe presentar los siguientes defectos:
- Células rotas o agrietadas.
 - Células desalineadas.
 - Presencia de elementos extraños en las células Fotovoltaicas.
 - Impurezas en el laminado.
 - Burbujas en el encapsulado.
 - Rotura o daño del vidrio.
 - Rotura o daño de las conexiones eléctricas entre Células.
 - Ilegibilidad o borrado de la etiqueta.
 - Material extraño adherido a la cubierta de vidrio.
 - Superficie posterior dañada.
 - Caja de conexiones rota o desprendida.
 - Presencia de intersticios entre el marco y la placa Fotovoltaica que dañen su estanqueidad.

3. Características eléctricas

- MFV-CE-1 : La potencia máxima nominal del módulo fotovoltaico, debe estar indicada en Condiciones Estándar de Medida (1 000 W/m², AM 1,5 y temperatura de célula 25 °C).
- MFV-CE-2 : La potencia máxima real del módulo fotovoltaico después de 25 años de operación no debe ser inferior al 80 % de su potencia máxima nominal, ambas en Condiciones Estándar de Medida (1 000 W/m², AM 1,5 y temperatura de célula 25 °C).
- MFV-CE-3 : La potencia máxima real del módulo fotovoltaico, al momento de

MEMORÁNDUM DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

		ser suministrado, no podrá ser menor al 5 % ni mayor al 10 % de su potencia máxima nominal (W_p) sin considerar la tolerancia señalada por el fabricante.
MFV-CE-4	:	La tensión real del módulo fotovoltaico, en el punto de máxima potencia en Condiciones Estándar de Medida ($1\ 000\ W/m^2$, AM 1,5 y temperatura de célula $25\ ^\circ C$) no deberá ser menor de 17 V.
MFV-CE-5	:	El adquiriente podrá solicitar que el valor de la eficiencia del módulo fotovoltaico al momento de ser suministrado, sea mayor o igual a 13 % a Condiciones Estándar de Medida ($1\ 000\ W/m^2$, AM 1,5 y temperatura de célula $25\ ^\circ C$).
4. Protecciones		
MFV-P-1	:	El grado de protección de la caja de conexiones debe ser como mínimo IP65.
MFV-P-2	:	Deberá tener como mínimo, dos (02) diodos de "by pass", los cuales deberán estar instalados al interior de su caja de conexiones.
MFV-P-3	:	Deberá tener señalizada la conexión de aterramiento en su marco de aluminio anodizado.

B. CONTROLADOR DE CARGA

1. Características generales

C-CG-1	:	Debe ser del tipo electrónico.
C-CG-2	:	Se debe poder seleccionar y modificar el tipo de batería a conectar, como mínimo, del tipo abierta y del tipo sellada. Esta selección y modificación deberá poder realizarse en el lugar de instalación.
C-CG-3	:	Se debe poder modificar el valor de la tensión de desconexión de las cargas de consumo, sin necesidad de modificar la selección del tipo de batería conectado. Esta modificación deberá poder realizarse inclusive luego de su instalación.
C-CG-4	:	El adquiriente podrá solicitar que el Controlador posea la función de almacenar información básica de operación del Sistema Fotovoltaico en formato exportable y editable de mínimo 30 días y registros por hora, de operación. Se recomienda el registro de la siguiente información básica: <ul style="list-style-type: none"> - Corriente que genera el módulo fotovoltaico. - Corriente hacia la carga de consumo. - Corriente que ingresa a la batería. - Carga eléctrica (Ah) o Energía (Wh) que ingresó a la batería. - Carga eléctrica (Ah) o Energía (Wh) que salió a la carga de consumo.
C-CG-5	:	Deberá contar con etiqueta visible, adherida o impresa firmemente sobre su superficie con la siguiente información: Nombre del fabricante, marca, modelo, número de serie, procedencia, tensión nominal de operación, capacidad en amperes del lado del generador fotovoltaico y, de ser un valor diferente, la capacidad del lado del consumo. El adquiriente podrá solicitar que se incluya otra información que considere relevante.

- C-CG-6 : Deberá entregarse información técnica del fabricante que muestre como mínimo lo siguiente:
- Tipo de controlador electrónico.
 - Instrucciones para seleccionar el tipo de batería a conectar.
 - Instrucciones para modificar la tensión de desconexión de las cargas de consumo.
 - Si es requerida la especificación de almacenamiento de información, se deberá solicitar la descripción del sistema de almacenamiento de datos, parámetros a registrar, tiempos, modo de exportación, programación, descargas entre otros.
 - Características de la etiqueta e información que contiene.
 - Información referida al tiempo de vida.
 - Descripción física: dimensiones, peso, material de la cubierta, descripción de los terminales de conexión, grado de protección.
 - Modo de visualización de parámetros de funcionamiento y alarmas.
 - Corriente nominal (lado generador fotovoltaico y lado cargas de consumo).
 - Tensión nominal de operación.
 - Procesos electrónicos de carga eléctrica.
 - Valores de las tensiones de desconexión y reposición de las cargas de consumo.
 - Valores de la tensión de activación de los procesos electrónicos de carga eléctrica.
 - Información de modificación de las tensiones producto de la variación de la corriente.
 - Valores de caídas de tensión máxima entre terminales.
 - Valor de autoconsumo en cualquier condición de funcionamiento.
 - Factor de corrección de tensión por temperatura, de los procesos electrónicos de carga eléctrica.
 - Información técnica referida al cumplimiento de lo indicado en el Numeral 4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación.
 - Protecciones electrónicas.
- C-CG-7 : Deberá ser suministrado con la documentación emitida por el fabricante que certifique el cumplimiento de la Compatibilidad Electromagnética, según 2004/108/EC (EMC).
- C-CG-8 : La vida útil del controlador no debe ser menor a 10 años en condiciones de operación indicadas por el fabricante.

2. Características físicas

- C-CF-1 : La superficie debe ser de material inoxidable o con tratamiento superficial que retarde el proceso de deterioro por factores climáticos.
- C-CF-2 : Los terminales de conexión deben ser de fácil acceso y deben permitir una sujeción firme de los cables a conectar. Para el caso de los controladores de carga de capacidad hasta 20 A, los terminales

		de conexión deben permitir la sujeción firme de cables de, como mínimo, 6 mm ² , mientras que para el caso de controladores de carga de mayor capacidad, la sección mínima deberá ser determinada por el adquirente, según la corriente máxima considerada.
C-CF-3	:	Los terminales de conexión deben tener indicaciones claras de la posición del componente a conectarse, además de la polaridad correspondiente.
C-CF-4	:	Deberá contar con indicadores visuales o sonoros que proporcionen, como mínimo, la siguiente información de funcionamiento: <ul style="list-style-type: none"> - Entrega de corriente del módulo fotovoltaico (batería en proceso de carga). - Estado de carga de la batería (como mínimo: carga total, carga media o carga baja). - Cargas de consumo desconectadas. - Alarma por pronta desconexión de las cargas de consumo. - Alarma por mal funcionamiento: cortocircuito, sobrecarga, polaridad inversa.
3. Características eléctricas		
C-CE-1	:	La carga eléctrica de la batería deberá realizarse mediante procesos electrónicos, como mínimo, de flotación, carga reforzada y ecualización.
C-CE-2	:	La tensión de desconexión de las cargas de consumo deberá ser determinada por el adquirente, conforme con su demanda eléctrica y las características de la batería, entre otros parámetros de diseño como la autonomía. Se recomienda que este valor no sea menor a 11,40 V.
C-CE-3	:	La tensión de reposición de las cargas de consumo deberá realizarse como mínimo 0,8 V arriba del valor de la tensión de desconexión de las cargas de consumo. El adquirente podrá determinar un valor máximo de reconexión de carga considerando sus parámetros de diseño. Se recomienda que este valor no sea superior a 12,8 V.
C-CE-4	:	El proceso de flotación electrónica deberá realizarse en el rango de 13,7 V y 13,9 V a 25 °C.
C-CE-5	:	Las tensiones no deben modificarse en más de 1 % producto de la variación de la corriente.
C-CE-6	:	Las caídas internas de tensión, entre cualquiera de sus terminales, deben ser como máximo 4 % para cualquier condición de funcionamiento.
C-CE-7	:	El autoconsumo en cualquier condición de funcionamiento no debe exceder el 0,2 % de su capacidad nominal de lado del generador fotovoltaico.
C-CE-8	:	Deberá modificar automáticamente, por efecto de la variación de temperatura ambiente, las tensiones de activación de los procesos

MODULO DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

- electrónicos de flotación, carga reforzada y equalización de la batería. El factor de compensación debe estar entre $-18 \text{ mV/}^\circ\text{C}$ y $-30 \text{ mV/}^\circ\text{C}$.
- C-CE-9 : Los valores de tensión de desconexión y reconexión de las cargas de consumo no deberán modificarse por efectos de la variación de la temperatura ambiente.
- C-CE-10 : No debe producir ruido, interferencias u otras de acuerdo a lo indicado en la directiva 2004/108/EC (EG).
- 4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación**
- C-FCEO-1 : Deberá funcionar en cualquier condición de batería desconectada, con el generador fotovoltaico (generando) y las cargas de consumo encendidas o apagadas, garantizando una tensión de salida a las cargas no mayor de 1,25 veces la tensión nominal del sistema.
- 5. Protecciones**
- C-P-1 : Deberá tener un grado de protección mínimo IP22.
- C-P-2 : Deberá tener, como mínimo, las siguientes protecciones electrónicas:
- Protección al módulo fotovoltaico ante retorno de corriente.
 - Protección a la batería ante sobrecargas y sobre descargas.
 - Protección contra cortocircuitos, lado del módulo fotovoltaico y de la carga de consumo.
 - Protección contra polaridad inversa en cualquier línea: módulo fotovoltaico, batería y carga de consumo.
 - Protección contra sobretensión en la entrada del módulo fotovoltaico.
 - Protección contra funcionamiento sin batería.
 - Protección contra sobretemperatura.
- C. BATERÍA**
- 1. Características generales**
- B-CG-1 : Deberá ser del tipo plomo – ácido. El adquiriente definirá, el o los tipos de batería de plomo – ácido según su requerimiento.
- B-CG-2 : Deberá contar con etiqueta visible adherida o impresa firmemente sobre su superficie con la siguiente información: marca, modelo, procedencia, tensión nominal y capacidad en Ah, indicando el régimen de descarga. El adquiriente podrá solicitar que se incluya otra información que considere relevante.
- B-CG-3 : Deberá entregarse información técnica del fabricante que muestre como mínimo lo siguiente:
- Tipo de batería.
 - Características de la etiqueta e información que contiene.
 - Información del tipo de electrolito, de ser líquido deberá indicarse su densidad.
 - Tipos de terminales, indicación de polaridad y conexionado.
 - Características físicas: Tipos de terminales, dimensiones, características del contenedor, existencia de válvula tipo VRLA para baterías selladas.

		<ul style="list-style-type: none"> • Valores de capacidad de almacenamiento en Amperes-hora a diferentes regímenes de descarga, como mínimo, para C10, C20 y C100. Los valores de capacidad deberán estar indicados hasta una tensión final de 1,75 V/celda y 25°C de temperatura ambiente. • Valor de auto descarga mensual. • Información de auto descarga para diferentes temperaturas, el adquiriente podrá no solicitar esta información. • Gráfico de disminución de capacidad versus el tiempo de almacenamiento. • Gráfico de variación de la capacidad nominal versus temperatura ambiente. • Gráfico del número de ciclos de vida versus profundidad de descarga. • Declaración de cumplimiento que la capacidad real de la batería al momento de ser suministrada, no será menor al 5 % ni mayor al 20 % de su capacidad nominal, a similares condiciones de operación. • Declaración de cumplimiento que al momento de ser suministrada, la batería debe entregar por primera vez (capacidad inicial) como mínimo el 80 % de su capacidad nominal, además de tener como mínimo una tensión en vacío de 12,5 V. • Declaración de cumplimiento que la fabricación de las baterías es de una antigüedad menor a 1 año de la fecha de su suministro. • Declaración de cumplimiento del tiempo de vida solicitado, el que corresponderá cuando la capacidad real de la batería es el 80 % de su capacidad nominal, a iguales condiciones de operación.
B-CG-4	:	El adquiriente deberá solicitar el tiempo de vida de la batería según sus requerimientos, considerando que ésta no podrá ser menor a 900 ciclos para una profundidad de descarga de 50 %, para cualquier tipo de batería plomo – ácido.
2. Características físicas		
B-CF-1	:	La polaridad deberá estar claramente indicada en bajo o alto relieve o impresa adecuadamente, sin riesgo de fácil desprendimiento, mediante el símbolo “+” para el polo positivo y el símbolo “-” para el polo negativo.
B-CF-2	:	Los terminales de la batería deberán permitir la conexión firme y segura de los cables. El adquiriente podrá precisar el tipo y características de los terminales según sus requerimientos.
B-CF-3	:	La conexión de los cables a la batería deberá realizarse con conectores que permitan una sujeción firme y segura, de preferencia suministrados por el fabricante de la batería. El adquiriente podrá precisar el tipo y las características de los conectores, según sus requerimientos.
B-CF-4	:	Si la batería es con electrolito líquido del tipo abierta, al estar en plena carga eléctrica, la densidad del electrolito debe corresponder a: <ul style="list-style-type: none"> - De 1,20 g/cm³ y menos de 1,23 g/cm³, para lugares con temperatura ambiente promedio, superior a 30 ° C. - De 1,23 g/cm³ y menos de 1,26 g/cm³, para lugares con temperatura ambiente promedio, que se encuentren entre 15 ° C y

- 30 °C.
- De 1,26 g/cm³ y 1,28 g/cm³ para lugares con temperaturas ambiente promedio inferiores a 15 °C.
- 3. Características eléctricas**
- B-CE-1 : La capacidad nominal de la batería debe ser solicitada en amperios hora (Ah) para el régimen de descarga C100 o C20, según se requiera, hasta una tensión final de 1,75 V por celda y 25 °C de temperatura ambiente.
- B-CE-2 : La capacidad real de la batería, al momento de ser suministrada, no deberá ser menor del 95 % ni mayor a 120 % de su capacidad nominal.
- B-CE-3 : El valor de auto descarga mensual máximo, deberá ser:
- 6 % en lugares con temperaturas promedio, en el lugar de instalación, superiores a 30 °C.
 - 8 % en lugares con temperaturas promedio, en el lugar de instalación, entre 15 °C y menos de 30 °C.
 - 3 % en lugares con temperaturas promedio, en el lugar de instalación, inferiores a 15 °C.
- B-CE-4 : Al momento de ser suministrada debe entregar por primera vez (capacidad inicial) como mínimo el 80 % de su capacidad nominal, además deberá tener una tensión en vacío mínima de 12,5 V. (considerando batería de 6 celdas).
- B-CE-5 : La batería habrá cumplido su tiempo de vida cuando su capacidad real sea menor al 80 % de su capacidad nominal a un mismo régimen de descarga.
- 4. Protecciones**
- B-P-1 : Se recomienda que el contenedor de la batería sea de un material con retardante al fuego o llama.
- B-P-2 : Si es batería del tipo sellada deberá tener una válvula regulada (VRLA).

D. LÁMPARA EN CC

1. Características generales

- L-CG-1 : Podrá ser del tipo fluorescente compacto o del tipo LED. El adquiriente definirá de acuerdo a sus necesidades el tipo de lámparas a adquirir.
- L-CG-2 : El casquillo deberá ser rosca tipo Edison 27 (E27).
- L-CG-3 : Debe contar con etiqueta visible adherida o impresa firmemente sobre su superficie, con la siguiente información: Marca, modelo, procedencia, tensión nominal, potencia nominal. El adquiriente podrá solicitar que se incluya otra información que considere relevante.
- L-CG-4 : Debe entregarse información técnica del fabricante que muestre como mínimo lo siguiente:
- Tipo de Lámpara.
 - Características de la etiqueta e información que contiene.

		<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de casquillo e indicación de polaridad. • Descripción técnica: Potencia de consumo, tensión de operación y temperaturas de operación. • Descripción física: dimensiones, peso, material exterior del balasto, grado de protección. • Protecciones electrónicas. • Información referida al tiempo de vida.
L-CG-5	:	Debe ser suministrada con la documentación emitida por el fabricante que certifique el cumplimiento de la Compatibilidad Electromagnética, según 2004/108/EC (EG).
2. Características físicas		
L-CF-1	:	La polaridad debe estar claramente identificada sobre la superficie de la lámpara, siendo el cuerpo de la rosca de polaridad negativa y su centro de polaridad positiva.
L-CF-2	:	Su superficie deberá ser de material inoxidable a excepción del casquillo, el cual deberá tener un tratamiento adecuado que retarde el proceso de deterioro por factores climáticos.
3. Características eléctricas		
L-CE-1	:	La lámpara deberá funcionar en el rango de tensiones de 11 V a 15 V para cualquier condición de operación especificada.
L-CE-2	:	No debe producir ningún tipo de ruido, interferencias u otras de acuerdo a lo indicado en la Directiva 2004/108/EC (EG).
L-CE-3	:	El tiempo de vida de la lámpara deberá ser: <ul style="list-style-type: none"> • Para lámparas fluorescentes compactas: Mínimo 10 000 ciclos de encendido y apagado y mínimo 8 000 horas de funcionamiento, además la degradación de sus características eléctricas no debe ser mayor al 5 % luego de haberse efectuado 5 000 ciclos de encendido y apagado. • Para lámparas LED: Mínimo 30 000 horas de funcionamiento.
L-CE-4	:	El rendimiento lumínico de la lámpara deberá ser mínimo 50 lm/W a una tensión de 12 V.
L-CE-5	:	La lámpara tipo LED deberá tener un ángulo de apertura mínimo 120°.
L-CE-6	:	La lámpara deberá ser del tipo luz fría, quedando a criterio del adquirente solicitar del tipo luz cálida.
L-CE-7	:	Se recomienda que la potencia nominal sea como máximo 11W y la potencia luminosa como mínimo 550 lúmenes. Sin embargo el adquirente podrá indicar otros valores de acuerdo con su requerimiento.
4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación		
L-FCFO-1	:	Deberá funcionar sin presentar ninguna deficiencia para la menor y mayor temperatura de la región donde será instalado. Las

		características técnicas de la lámpara en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.
5. Protecciones		
L-P-1	:	Debe estar protegida contra inversión de polaridad.
L-P-2	:	Debe tener un grado de protección mínimo IP 20.

E. INVERSOR CC/CA

1. Características generales

I-CG-1	:	Debe ser de onda senoidal pura.
I-CG-2	:	Debe contar con etiqueta visible, adherida o impresa firmemente sobre su superficie con la siguiente información: nombre del fabricante, marca, modelo, número de serie, procedencia, tensión de entrada, tensión de salida, potencia nominal y frecuencia. El adquiriente podrá solicitar que se incluya otra información que considere relevante.
I-CG-3	:	<p>Debe entregarse información técnica del fabricante que incluya como mínimo lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tipo de Inversor. • Características de la etiqueta e información que contiene. • Información referida al tiempo de vida. • Descripción física: dimensiones, peso, material de la cubierta, descripción de los terminales de conexión, grado de protección. • Modo de visualización de parámetros de funcionamiento y alarmas. • Potencia nominal de operación. • Potencia de Instantánea. • Valor de reconocimiento de cargas de consumo. • Tensión de ingreso y salida. • Frecuencia. • Distorsión armónica total. • Autoconsumo en operación. • Eficiencia. • Tensión al ingreso: de alarma, de desconexión y de reconexión de cargas de consumo. • De ser requerido, instrucciones para la modificación de la tensión de desconexión de las cargas de consumo. • Información técnica referida al cumplimiento de lo indicado en el Numeral 5. Funcionamiento en condiciones extremas de operación • Información técnica referida a la disminución de la potencia de salida respecto a la variación de la altitud y la temperatura del lugar de instalación. • Protecciones electrónicas.
I-CG-4	:	Se debe poder modificar el valor de la tensión de desconexión de las cargas de consumo. El adquiriente podrá no solicitar este requerimiento.
I-CG-5	:	Debe ser suministrado con la documentación emitida por el fabricante que certifique el cumplimiento de la Compatibilidad

		Electromagnética, según 2004/108/EC (EG).
I-CG-6	:	La vida útil no debe ser menor a 10 años en condiciones de operación indicadas por el fabricante.
2. Características físicas		
I-CF-1	:	La superficie del inversor debe ser de material inoxidable o con tratamiento adecuado que evite el proceso de deterioro por factores climáticos.
I-CF-2	:	Las conexiones de ingreso (corriente continua) y de salida (corriente alterna) deberán estar claramente señalizadas e identificadas las polaridades.
I-CF-3	:	Se debe tener acceso a su electrónica para reparaciones.
I-CF-4	:	Deberá contar con un interruptor de encendido y apagado.
I-CF-5	:	Debe contar con indicadores visuales o sonoros que proporcionen como mínimo la siguiente información: <ul style="list-style-type: none"> • Desconexión y reconexión de las cargas de consumo. • Estado de funcionamiento. • Alarma por pronta desconexión de las cargas de consumo.
3. Características eléctricas		
I-CE-1	:	La distorsión armónica total (THD) en tensión del inversor debe ser inferior al 5 % en relación a la tensión fundamental RMS de la forma de onda para cualquier factor de carga.
I-CE-2	:	El autoconsumo del inversor debe ser menor al 3 % de su potencia nominal para cualquier factor de carga.
I-CE-3	:	Debe tener una eficiencia superior al 80 % para factores de carga desde el 15 % de su potencia nominal y para todo el rango de tensiones de entrada.
I-CE-4	:	La tensión de salida en corriente alterna, para cualquier factor de carga, debe ser de 220 V \pm 7,5 %.
I-CE-5	:	La frecuencia, para cualquier factor de carga, debe ser de 60 \pm 1 Hz.
I-CE-6	:	La tensión de desconexión de las cargas de consumo deberá ser determinada por el adquiriente, conforme con su demanda eléctrica, características de la batería, entre otros parámetros de diseño. Se recomienda que este valor no sea menor a 11,40 V.
I-CE-7	:	La tensión de reposición de las cargas de consumo deberá realizarse como mínimo 0,8 V arriba del valor de la tensión de desconexión de las cargas de consumo. El adquiriente podrá determinar un valor máximo de reconexión de carga considerando sus parámetros de diseño.
I-CE-8	:	Deberá tener un sistema de reconocimiento de cargas ajustable cuyo valor deberá estar entre 5 W a 20 W. El adquiriente podrá determinar este valor y su tolerancia, según sus requerimientos.

MEMORIA DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

- I-CE-9 : La potencia instantánea debe ser como mínimo 2 veces su potencia nominal. El adquirente podrá solicitar que la potencia instantánea sea mayor, según sus requerimientos.
- I-CE-10 : No deberá producirse interferencias u otras de acuerdo a lo indicado en la directiva 2004/108/EC (EMC).
- 4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación**
- I-FCEO-1 : Deberá soportar, como mínimo, sobrecargas de 25 %, de su potencia nominal, durante 30 minutos a 25°C.
- 5. Protecciones**
- I-P-1 : Deberá contar con un sistema de protección contra cortocircuito (en el ingreso y salida) y contra sobrecargas, sin que se requiera de un elemento externo para tal función.
- I-P-2 : Deberá estar protegido contra inversiones de polaridad en el lado de corriente continua.
- I-P-3 : Deberá tener un grado de protección mínimo IP 22. El adquirente podrá solicitar un grado de protección mayor, según sus requerimientos.

F. SISTEMA FOTOVOLTAICO

1. Características generales

- SFV-CG-1 : Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios, propios de cada componente, deberán ser de materiales adecuados para su uso en las condiciones climáticas del lugar de instalación. El adquirente podrá precisar el tipo de material de cada accesorio según su requerimiento.
- SFV-CG-2 : Los componentes fotovoltaicos principales deben tener un funcionamiento óptimo y ser apropiados para su uso en las condiciones climáticas y geográficas del lugar de instalación. El adquirente deberá precisar las condiciones climáticas y geográficas del lugar de instalación.
- SFV-CG-3 : Las características de los componentes fotovoltaicos principales deberán ser solicitadas considerando el impacto de los factores climáticos y geográficos del lugar de instalación, por ejemplo:
- Disminución de potencia del módulo fotovoltaico por degradación durante su operación.
 - Impacto de la altitud y temperatura del lugar sobre la operación del controlador, la capacidad de la batería, la operación del inversor (pérdida de potencia) y de las lámparas.
- SFV-CG-4 : Se podrán utilizar controladores de una etapa (referido a aquellos que no tienen conexión para cargas de consumo) únicamente en los casos donde no requiera consumo en corriente continua.
- SFV-CG-5 : Los componentes fotovoltaicos principales deberán ser de primer uso y no deberán tener una antigüedad de fabricación de más de dos (02) años, a excepción de la batería, la cual no deberá tener más de un (01)

MEMORIAL DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

		año de antigüedad.
SFV-CG-6	:	Los componentes fotovoltaicos principales deben ser suministrados con información técnica como manuales, cartillas u otra documentación técnica.
SFV-CG-7	:	El adquirente deberá especificar las características de los cables a utilizar, los cuales deben cumplir la normativa vigente.
SFV-CG-8	:	Los elementos accesorios del Sistema Fotovoltaico no indicados, en el presente documento, serán especificados por el adquirente.
2. Características físicas		
SFV-CF-1	:	Los pernos y tornillos de los componentes principales fotovoltaicos no deben requerir herramientas especiales para su manipuleo, salvo pedido expreso del adquirente.
SFV-CF-2	:	Todos los terminales de los componentes deben estar firmemente sujetos y permitir conexiones seguras y mecánicamente fuertes de los conductores eléctricos que se conecten.
SFV-CF-3	:	El Controlador de Carga, el Inversor de Corriente y sus respectivos elementos de conexión eléctrica deberán estar instalados en un gabinete certificado, fabricado considerando las recomendaciones del fabricante, con grado de protección: <ul style="list-style-type: none"> • Para instalaciones al interior del ambiente, grado de protección mínimo IP 54. • Para instalaciones al exterior del ambiente, grado de protección mínimo IP 65. En el caso que el Controlador de Carga o el Inversor de Corriente cuenten con el grado de protección requerido, no será necesaria su instalación dentro del gabinete certificado, salvo pedido expreso del adquirente.
SFV-CF-4	:	El generador fotovoltaico debe ser instalado con un ángulo de inclinación entre 15 ° y 20 ° con respecto a la horizontal y con orientación Norte, libre de sombras proyectadas.
SFV-CF-5	:	El generador fotovoltaico podrá ser instalado en postes anclados en suelo o en soportes sujetos en la estructura del inmueble de tal forma que tenga un adecuado enfriamiento. El adquirente deberá especificar el tipo de anclaje en suelo o de sujeción de la estructura.
SFV-CF-6	:	La batería debe estar ubicada en una estructura adecuada que le preste seguridad y que evite su manipulación indebida. El adquirente deberá especificar el tipo de estructura y sus características, según sus requerimientos.
SFV-CF-7	:	Se permitirá la interconexión de hasta dos (02) baterías en paralelo, las cuales deberán ser de la misma marca, modelo y capacidad; pudiendo el adquirente solicitar además que sean de la misma fecha de fabricación.
SFV-CF-8	:	El adquirente podrá solicitar que la lámpara sea suministrada con accesorios como: difusor, elementos especiales de sujeción para ambientes altos o protectores para ambientes de alta contaminación.

SFV-CF-9 : Los componentes fotovoltaicos principales deberán ser etiquetados en fábrica de origen.

3. Características eléctricas

SFV-CE-1 : El adquiriente podrá solicitar que la curva de descarga de la batería sea realizada según la IEC 60896-21 o la IEC 61427-1.

SFV-CE-2 : La capacidad de la batería debe permitir un mínimo de 3 días de autonomía, incluido el de diseño, el adquiriente podrá definir el valor según sus requerimientos.

SFV-CE-3 : La capacidad del controlador en el ingreso deberá corresponder como mínimo a 1.25 veces de la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, el adquiriente deberá definir el valor según sus requerimientos.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

SFV-FCEO-1 : Para el diseño del Sistema Fotovoltaico se deberá utilizar el valor de irradiación mensual más bajo del año.

SFV-FCEO-2 : Los postes y soportes del generador fotovoltaico deberán ser diseñados considerando velocidades de viento de hasta 120 km/h.

5. Protecciones

SFV-P-1 : El adquiriente podrá solicitar, que se suministren los elementos de protección eléctrica contra descargas atmosféricas, tales como pararrayos y sistemas de puesta a tierra, según sus requerimientos.

7. PRUEBAS

Pruebas de Aceptación

El adquiriente podrá solicitar la verificación parcial o total, con las siguientes premisas:

- Las pruebas de aceptación deberán ser efectuadas a cada uno de los lotes suministrados, con la participación de un representante del adquiriente;
- El adquiriente podrá aceptar certificados con los reportes de prueba satisfactorios emitidos por una entidad debidamente acreditada en el país de origen.
- Las pruebas a efectuar serán las solicitadas por las normas del acápite 2 y las indicadas en cada componente.
- De realizarse las pruebas locales estas deberán ser realizadas por instituciones nacionales con experiencia probada, la cual debe tener la aceptación del adquiriente.
- El equipamiento de laboratorio a utilizarse en las pruebas deberán tener un certificado de calibración vigente expedido por un organismo de control autorizado.
- Las pruebas deberán ser realizadas por personal capacitado y con experiencia probada.
- El tamaño de la muestra y el nivel de inspección para las pruebas de aceptación será determinado según lo indicado en la Norma Técnica Peruana NTP-ISO 2859-1 2013: Procedimientos de muestreo para inspección por tributos, o su equivalente a la norma ISO 2859-1:2013; para el cual deberá considerarse un Plan de Muestreo Simple para Inspección General, con un Nivel de Calidad Aceptable (AQL) igual a 2,5.
- Los certificados y reportes de prueba deberán ser redactados en idioma español o inglés, según lo requiera el adquiriente. El costo para efectuar estas pruebas estará incluido en el precio cotizado por el Postor.

8. MANIPULEO Y TRANSPORTE

El fabricante preverá las condiciones óptimas de manipuleo y transporte del sistema fotovoltaico, a fin de evitar deterioros durante su traslado desde la fábrica hasta los almacenes del adquiriente.

MEMORANDO DE ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

El almacenamiento y manipuleo en el transporte de los componentes fotovoltaicos deberá realizarse conforme a las recomendaciones de los fabricantes, expresadas en sus catálogos, manuales u otra documentación técnica.

9. GARANTIA TÉCNICA

El sistema fotovoltaico y sus componentes estarán garantizados contra defectos de fabricación, el periodo será determinado por el adquiriente no debiendo ser menor de diez (10) años, además de las condiciones indicadas en el documento correspondiente de las bases y las indicadas en las características técnicas de cada componente.

La conformidad de este acápite deberá presentarse en la oferta técnica.

10. EMBALAJE

Se recomienda que cada sistema fotovoltaico y sus componentes se embalen cuidadosamente, en cajas de madera, provistas de paletas de madera y aseguradas mediante correas elaboradas con bandas de acero inoxidable, a fin de permitir su desplazamiento con un montacargas estándar. Las caras internas de las cajas de embalaje deberán ser cubiertas con papel impermeable para servicio pesado a fin de garantizar un almacenamiento prolongado a la intemperie y en ambiente salino.

Cada caja deberá ser identificada (en idioma español o inglés) con la siguiente información:

- Nombre del adquiriente.
- Nombre del fabricante.
- Nombre y tipo del equipo.
- Cantidad de SFV.
- Masa neta en kg.
- Masa total en kg.

Las marcas serán resistentes a la intemperie y a las condiciones de almacenaje.

Cada sistema fotovoltaico y sus componentes serán suministrados con su respectivo reporte de pruebas de rutina y manual de operación, debidamente certificado por el fabricante y protegido contra el medio ambiente.

11. INSPECCIÓN Y PRUEBAS EN FÁBRICA

La inspección y pruebas en fábrica podrán ser efectuadas en presencia de un representante del adquiriente. Los costos que demanden la inspección y pruebas deberán incluirse en el precio cotizado por el Postor.

12. INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA

El oferente deberá incluir la siguiente información técnica:

- Catálogos del fabricante en los que se indiquen códigos de los suministros, sus dimensiones, esquemas eléctricos, características de operación mecánica y eléctrica y la masa.
- Certificados y reportes de pruebas tipo o de diseño.
- Especificaciones técnicas y detalles del sistema fotovoltaico y sus componentes.
- Planos de diseño de instalación.
- Recomendaciones y experiencias para el buen funcionamiento de los suministros.

Asimismo, toda la información técnica solicitada por cada componente del acápite 6.

El costo de la documentación técnica solicitada estará incluido en el precio de los componentes.

NORMA DGE ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

TABLA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
MÓDULO FOTOVOLTAICO				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	
2	País de procedencia	-	
3	Fecha de fabricación	-	
4	Marca y modelo	-	
5	Potencia pico nominal (a CEM)	Wp	
6	Tensión nominal (a CEM)	V	
7	Tensión máxima admisible del Sistema	V	
8	Tensión en el punto de circuito abierto (a CEM)	V	
9	Tensión en el punto de máxima potencia (a CEM)	V	
10	Corriente de circuito abierto (a CEM)	A	
11	Corriente en el punto de máxima potencia (a CEM)	A	
12	Tolerancia de Potencia	%	
13	Tipo de material de la célula fotovoltaica	-	Monocristalino o Policristalino	
14	Número de células fotovoltaicas	UNIDAD	36 (Mínimo)	
15	Marco estructural			
	- Material	-	Aluminio anodizado	
	- Orificios hechos en fábrica	-	SI	
	- Señalización de conexión de alfilerado en su marco	-	SI	
16	Tipo de encapsulado	-	Acabado de Vinil Etileno (EVA)	
17	Grado de hermeticidad de la caja de conexión con los cables instalados	-	IP65 (mínimo)	
18	Número de diodos de bypass en la caja de conexiones	UNIDAD	02 (Mínimo)	
19	Eficiencia del Módulo fotovoltaico (a CEM)	%	13 (Mínimo)	
20	Fración de pérdida de potencia a los 25 años (a CEM)	%	20 (máximo)	
21	Para módulos con cables preinstalados			
	- Cable de uso fotovoltaico	-	
	- Calibre de Cable	mm ²	
	- Tipos de conectores	-	
22	Certificados			
	- IEC 61215 e IEC 61730	-	SI	
	- ISO 17025 (de la Entidad de los IEC 61215 e IEC 61730)	-	SI	
23	Entrega información técnica solicitada	-	SI	

FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

MEMORÁNDUM DE ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

.....
TABLA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CONTROLADOR DE CARGA				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-
2	País de procedencia	-
3	Fecha de fabricación	-
4	Marca y modelo	-
5	Corriente nominal (lado generador y lado cargas de consumo)	A
6	Tensión nominal	V
7	Tipo de controlador <ul style="list-style-type: none"> - Tecnología - Características - Selector de tipo de batería - Modo de carga, bajo función 	-	Electrónico Programable LVD y LVR Para líquidas y gelificadas Polaridad: actualización y reforzada	
8	Corriente de autoconsumo	mA	(No mayor a 0.2% de la corriente nominal lado Generación)	
9	Grado de protección	-	IP22 (mínimo)	
10	Indicador de polaridad en cada borne de conexión	-	Positivo y negativo	
11	Tipo de indicadores de funcionamiento	-	Visuales o Sonoras	
12	Indicadores para <ul style="list-style-type: none"> - Entrega de corriente del módulo fotovoltaico - Estado de carga de la batería - Alarma por proximidad de desconexión del consumo - Alarma por desconexión del consumo - Alarma por mal funcionamiento (cortocircuito, sobrecarga, polaridad inversa) 	-	SI	
13	Protecciones <ul style="list-style-type: none"> - Al módulo fotovoltaico ante rebote de corriente - A la batería ante sobrecargas - A la batería ante sobre cargas - Contra cortocircuitos - Polaridad inversa en cualquier línea - Contra sobretensión a la entrada del módulo fotovoltaico - Funcionamiento sin batería - Contra sobretemperaturas 	-	SI	
14	Tipo de protección	-	Electrónica	
15	Calibre de conexión de cables	-	(Indicar)	
16	Tensión de desconexión de cargas de consumo (LVD)	V	(No menor a 11.40 V)	
17	Tensión de reconexión de cargas de consumo (LVR)	V	(Mínimo 0.8 mayor a LVD)	
18	Interferencias	-	Ninguna	
19	Valor de sobretensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico	%	±25	
20	Material de la caja del controlador	-	Material inoxidable o con tratamiento superficial	
21	Valor de compensación por temperatura	mV/°C	-18 y -30	
22	Caida de tensión entre terminales	%	4 (máximo)	
23	Tensión de flotación (a 25°C)	V	Entre 13.7 y 13.9	
24	Variación de la Tensión por efecto de la corriente	%	1 (máximo)	
25	Certificaciones	-	De compatibilidad electromagnética	
26	Tiempo de vida útil	años	10	
27	Entrega información técnica solicitada	-	SI	

.....
FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

NOBIA DGE ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

TABLA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

BATERÍA				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	
2	País de procedencia	-	
3	Fecha de fabricación	-	No mayor a 1 año antes del Sumistro	
4	Marca y modelo	-	
5	Tensión nominal	V	
6	Tipo de electrolito	-	
7	Densidad del Electroito (Para baterías con electrolito líquido del tipo abierta)	g/cm ³	
8	Tipo de batería	-	
9	Capacidad nominal (hasta una Tensión final 1.75 V/Celda y 25°C)	Ah	(Indicar si es régimen de descarga C100 o C20)	
10	Autodescarga máxima en un mes	%	
11	Indicaciones de polaridad	-	SI	
12	Tipo de conectores apropiados para conexión firme con cable	-	
13	Material de los bornes de conexión	-	
14	Material del contenedor de la batería	-	
15	Vida útil (el 50 % de PD)	Ciclos	900 (mínimo)	
16	Entrega información técnica solicitada	-	SI	

FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

NORMA DGE ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

TABLA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

LÁMPARA				
Nº	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OFERTADO
1	Fabricante	-	
2	País de procedencia	-	
3	Fecha de fabricación	-	
4	Marca y modelo	-	
5	Tensión nominal	V	12	
6	Rango de tensiones de funcionamiento	-	Entre 11 V y 15 V	
7	Tipo de lámpara	-	
8	Tipo de rosca del casquillo	-	E27	
9	Rendimiento luminoso	Lúmenes/W	50 (mínimo a 12 V)	
10	Potencia luminosa	Lúmenes	550 (mínimo)	
11	Potencia de consumo	W	11 (máximo)	
12	Tipo de luz	-	
13	Ángulo de Apertura (para LED)	-	120 (mínimo)	
14	Vida útil			
	- Ciclos On-Off	Ciclos	10 000 (mínimo para LFC)	
	- Horas de funcionamiento	horas	(mínimo : 8 000 para LFC / 30 000 para LED)	
15	Protección	-	Contra polaridad invertida	
16	Grado de protección	-	IP20 (mínimo)	
17	Materiales de la lámpara	-	De material Inoxidable	
18	Certificaciones	-	De compatibilidad Electromagnética	
19	Entrega información técnica solicitada	-	SI	

FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

NORMA DGE ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

TABLA DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

INVERSOR DE CORRIENTE				
N°	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR REQUERIDO	VALOR OPERADO
1	Fabricante	-	-----	
2	País de procedencia	-	-----	
3	Fecha de fabricación	-	-----	
4	Marca y modelo	-	-----	
5	Tensión nominal de ingreso	V	-----	
6	Tensión de salida	V	220±7,5%	
7	Distorsión Armónica Total (THD)	%	(inferior a 5%)	
8	Potencia nominal	VA	(indicar)	
9	Potencia instantánea	VA	(mínimo 2 veces el valor de la Potencia Nominal)	
10	Frecuencia de salida	Hz	60±1 Hz	
11	Autconsumo	W	(máximo 3% Potencia Nominal)	
12	Grado de protección	-	IP22 (mínimo)	
13	Indicador de polaridad en cada borne de conexión	-	Positivo y negativo	
14	Tipo de indicadores de funcionamiento	-	Visuales o Sonoros (indicar)	
15	Indicadores para:			
	- Modo de Funcionamiento (Stand By, En Operación, En para)	-	SI	
	- Alarma por proximidad de desconexión del consumo	-	SI	
	- Alarma por desconexión del consumo	-	SI	
16	Protecciones:			
	- Sobrecarga	-	SI	
	- Corto Circuito	-	SI	
	- Inversión de polaridad	-	SI	
17	Tipo de protección	-	Electrónica	
18	Condiciones Especiales	-	Soportar sobrecargas del 25% de su Potencia Nominal por 30 minutos a 25°C.	
19	Tensión de desconexión de cargas de consumo (LVD)	V	(no menor a 1,4)	
20	Tensión de reposición de cargas de consumo (LVR)	V	(Mínimo 0,8 mayor a LVD)	
21	Reconocimiento de cargas ajustable	-	(entre 5 W a 20 W)	
22	Material de la cubierta del inversor	-	Material inoxidable o con tratamiento superficial	
23	Certificaciones	-	De compatibilidad electromagnética	
24	Tiempo de vida útil	años	10 (mínimo)	
25	Entrega información técnica solicitada	-	SI	

FIRMA Y SELLO DEL FABRICANTE

I-4541-2015



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Resolución *Directoral* N° 203-2015-MEM/DGE

Lima, 04 SET. 2015

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 11° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, publicada el 1° de junio de 2006, establece que los Sistemas Eléctricos Rurales deberán contar con normas específicas de diseño y construcción, para lo cual la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas emitirá las correspondientes normas de diseño y construcción a propuesta de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), las mismas que deberán ser actualizadas permanentemente;

Que, mediante Resolución Directoral N° 003-2007-EM/DGE, publicada el 21 de febrero del 2007, se aprobó el Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para la Electrificación Rural", la cual es necesario actualizarla de acuerdo a los cambios tecnológicos de sus principales componentes fotovoltaicos, considerando el mejor uso de los recursos y sin afectar los aspectos de seguridad eléctrica;

Que, resulta necesario aprobarse, en reemplazo del Reglamento descrito en el considerando que antecede, la nueva Norma DGE "Especificación Técnica para Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural", constituyendo una alternativa más de energía renovable a ser utilizada en proyectos de Electrificación Rural, la cual será de cumplimiento obligatorio para los proyectos que se desarrollan en el marco de la Ley General de Electrificación Rural;

De conformidad con lo establecido en el inciso u) del artículo 64° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 031-2007-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Deróguese la Resolución Directoral N° 003-2007-EM/DGE que aprobó el Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para la Electrificación Rural".

Artículo 2°.- Aprobar la Norma DGE "Especificación Técnica para Sistema Fotovoltaico y sus componentes para Electrificación Rural", que forma parte de la presente Resolución y que será publicada en la página web del MEM al día siguiente de publicarse la presente Resolución.



Artículo 3º.- La presente Resolución Directoral entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.



Ing. JAVIER MURO ROSADO
Director General
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

Anexo B. Especificaciones técnica y ensayos de los componentes de los sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500Wp



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Resolución *Directoral* No. 030-2005 EM/DGE

Lima, 22 de Marzo de 2005

CONSIDERANDO:

Que, en el Artículo 1° de la Ley N° 27744, Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera, se declara de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de las zonas comprendidas en la mencionada norma legal;

Que, en el Artículo 10° de la misma Ley se señala que el Ministerio de Energía y Minas, a través de sus órganos de línea, queda encargado de fomentar el aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables, procurando adoptar y desarrollar nuevas tecnologías para la utilización de estos recursos en la ejecución del Programa de Electrificación Rural;

Que, en el Artículo 11° de la misma Ley se señala que la Electrificación Rural deberá contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales;

Que, el Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos Hasta 500 Wp, originalmente propuesta por la Dirección Ejecutiva de Proyectos, ha sido actualizada y adecuada a las necesidades técnicas y legales para la ampliación de la frontera eléctrica;

Que, en aplicación de lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 162-2001-EM/SG, el proyecto de la presente Resolución Directoral fue prepublicado en la página Web del Ministerio de Energía y Minas;

De conformidad con lo establecido en el Artículo 37° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 025-2003-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar el Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp", cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución, la cual es de cumplimiento obligatorio para los proyectos que se desarrollan en el marco de la Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera.



Artículo 2°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano".

Regístrese, comuníquese y publíquese.



Aguiñaga

Ing. JORGE AGUINAGA DÍAZ
DIRECTOR GENERAL
DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**

REGLAMENTO TÉCNICO

**“ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y
ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”**

2005, febrero

REGLAMENTO TÉCNICO "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp"

ÍNDICE

	Página
1.- Objetivo	04
2.- Alcances	04
3.- Aplicaciones	04
4.- Componentes de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	04
5.- Requisitos de los componentes de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	05
5.1 Objetivo	05
5.2 Definiciones	06
5.3 Información General	07
5.4 Información para el dimensionamiento	07
5.5 Requisitos del Sistema	07
5.5.1 Obligatorios	07
5.5.2 Recomendados	07
5.5.3 Sugeridos	08
5.6 Requisitos del Generador Fotovoltaico	08
5.6.1 Obligatorios	08
5.6.2 Recomendados	08
5.6.3 Sugeridos	08
5.7 Requisitos de la Estructura Soporte	08
5.7.1 Obligatorios	08
5.7.2 Recomendados	08
5.7.3 Sugeridos	09
5.8 Requisitos de la Batería	09
5.8.1 Obligatorios	09
5.8.2 Recomendados	10
5.8.3 Sugeridos	11
5.9 Requisitos del Regulador de Carga	11
5.9.1 Obligatorios	11
5.9.2 Recomendados	13
5.9.3 Sugeridos	14
5.10 Requisitos de las Luminarias	14
5.10.1 Obligatorios	14
5.10.2 Recomendados	15

REGLAMENTO TÉCNICO "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp"

5.10.3 Sugeridos	15
5.11 Requisitos del Cableado	16
5.11.1 Obligatorios	16
5.11.2 Recomendados	16
5.11.3 Sugeridos	17
5.12 Requisitos de la Instalación	17
5.12.1 Obligatorios	17
5.12.2 Recomendados	18
5.12.3 Sugeridos	18
6.- Ensayos de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	18
6.1 Prueba de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos	18
6.1.1 Recepción	18
6.1.2 Medidas del Generador Fotovoltaico	19
6.1.3 Autonomía	20
6.1.3.1 Instrumentación	20
6.1.4 Caída de Tensión en el Cableado	20
6.1.4.1 Instrumentación	21
6.2 Evaluación de los Módulos Fotovoltaicos	21
6.2.1 Nomenclatura y Definiciones	21
6.2.2 Condiciones Generales de Medida	22
6.2.3 Recepción	23
6.2.4 Medida de las Condiciones de Operación	23
6.2.5 Caracterización de los Parámetros Eléctricos Principales	25
6.2.5.1 Ecuaciones para el Cálculo del Factor de Forma	27
6.2.5.2 Descripción del Método	27
6.2.5.3 Instrumentación	28
6.3 Evaluación de la Batería Solar	29
6.3.1 Recepción	29
6.3.2 Nivel de carga Inicial	30
6.3.2.1 Instrumentación	30
6.3.3 Capacidad Estabilizada y Ciclado, Umbrales de Regulación de la Tensión	30
6.3.3.1 Instrumentación	31
6.3.4 Gaseo	31
6.3.4.1 Instrumentación	32
6.4 Evaluación de los Reguladores de Carga	32

**REGLAMENTO TÉCNICO "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp"**

6.4.1 Recepción	32
6.4.2 Autoconsumo	33
6.4.2.1 Instrumentación	33
6.4.3 Caídas Internas de Tensión	33
6.4.3.1 Instrumentación	34
6.4.4 Umbrales de Regulación de Tensión	34
6.4.4.1 Instrumentación	35
6.4.5 Protecciones	35
6.4.5.1 Instrumentación	36
6.4.6 Resistencia frente a Corriente Máxima	36
6.4.6.1 Instrumentación	37
6.5 Evaluación de las Luminarias	37
6.5.1 Recepción	37
6.5.2 Protecciones	38
6.5.2.1 Instrumentación	38
6.5.3 Durabilidad	39
6.5.3.1 Instrumentación	39
6.5.4 Condiciones Extremas	39
6.5.4.1 Instrumentación	39
6.5.5 Luminosidad	40
6.5.5.1 Instrumentación	40
6.6 Evaluación de la Eficiencia del Sistema	40

ANEXO Formularios de registro y resultados de ensayos

REGLAMENTO TÉCNICO “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS HASTA 500 Wp”

1 OBJETIVO

El presente Reglamento establece los procedimientos para la especificación de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos (SFD), o sistemas fotovoltaicos autónomos, así como para los ensayos que verifiquen el cumplimiento de las especificaciones mencionadas.

2 ALCANCES

Este Reglamento establece: Especificaciones técnicas de los componentes, ensayos de laboratorio y controles de calidad *in-situ* de los SFD de potencias no mayores a 500 Wp¹, que se utilizarán en los proyectos de electrificación rural que ejecute el Estado.

3 APLICACIONES

Se empleará como referencia de calidad en las especificaciones de las compras que realicen las diferentes entidades del gobierno, donantes e inversionistas. Además intenta ser de utilidad para fabricantes e instaladores como guía para el diseño de los SFD.

Los SFD son requeridos para la electrificación en zonas rurales de viviendas, postas médicas, centros comunales y escuelas; se emplean generalmente para atender demandas de energía en corriente continua (CC). Es posible también que los SFD provean energía eléctrica en corriente alterna (CA), utilizando convertidores CC/CA, también llamados onduladores o inversores, por razones de costo y confiabilidad los sistemas en CA se usan en sistemas de potencias mayores a 200 Wp. Esto es así, por ejemplo, cuando los SFD están orientados a satisfacer mercados emergentes con alto poder adquisitivo.

4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS

Los SFD generalmente responden a un esquema común que comprende los siguientes componentes:

- Un generador fotovoltaico compuesto por uno o más módulos fotovoltaicos, los cuales están interconectados para conformar una unidad generadora de corriente continua, CC.
- Una estructura de soporte mecánica para el generador fotovoltaico.
- Una batería de plomo-ácido compuesta de varias celdas, cada uno de 2 V de tensión nominal.
- Un regulador de carga para prevenir excesivas descargas o sobrecargas de la batería.

¹ Wp (Watts pico): Es la potencia máxima que entrega un panel fotovoltaico a 1 000 W/m² de irradiancia y 25 °C de temperatura en las células solares.

- Las cargas (lámparas, radio, etc.).
- El cableado (cables, interruptores y cajas de conexión).

Esta clasificación de componentes es útil a efectos de presentación, y puede ser también utilizada de un modo más general. Por ejemplo, el término *batería* puede usarse para referirse no solamente a la batería en sí misma, sino también para referirse al contenedor de la batería, los conectores, etc.

En el apartado 5 del presente Reglamento, se trata los requisitos de los componentes de los SFD, y en el apartado 6 los procedimientos de Ensayo.

5 REQUISITOS DE LOS COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS

5.1 OBJETIVO

Esta sección establece los requisitos de los componentes de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos, SFD, destinados a proveer energía eléctrica para alimentar pequeñas cargas, principalmente iluminación, radiocasetes y televisión blanco y negro.

Este Reglamento es aplicable a las características técnicas de los SFD en sí mismos, es decir, al generador fotovoltaico, la batería, el regulador de carga y el cableado, así como a las luminarias. No es aplicable a otras cargas eléctricas.

Este Reglamento es aplicable sólo a los SFD que utilizan baterías de plomo-ácido y operan en 12 V CC.

Los requisitos especificados en este Reglamento están clasificados de acuerdo a su ámbito de aplicación: sistemas, componentes e instalación; y a su nivel de exigencia que ha sido clasificado en tres categorías diferentes: Obligatorios, Recomendados y Sugeridos.

Requisitos *obligatorios* (**C**), son aquellos que pueden afectar directamente a la seguridad o a la confiabilidad. Su falta de cumplimiento puede acarrear daños personales o fallos del SFD, y por lo tanto constituyen un núcleo mínimo de requisitos que deben ser satisfechos en cualquier lugar y situación.

Requisitos *recomendados* (**R**) son aquellos que normalmente conducen a optimizar los sistemas. La mayoría son de aplicación Universal y de su cumplimiento se derivan incrementos en los costes. Sin embargo, como las consideraciones económicas pueden depender de las condiciones locales, su aplicación debe ser analizada en cada caso particular.

Requisitos *sugeridos* (**S**) Son aquellos que contribuyen a la calidad y robustez de la instalación. Ahora bien, cualquier juicio sobre la bondad de una instalación es esencialmente subjetivo, por lo que la aplicación de los requisitos sugeridos aquí debe ser analizada en cada caso.

NOTA: Los símbolos **C**, **R** y **S** se utilizan en este documento para especificar el carácter de obligatorio, recomendado o sugerido de cada especificación, de acuerdo con las definiciones precedentes.

Cada especificación va acompañada de una referencia en clave, compuesta por dos letras y un número (por ejemplo CB6), la primera letra indica el nivel de exigencia (ejemplo: C = obligatorio), la segunda letra indica el ámbito de aplicación (ejemplo: B = batería) de acuerdo a la tabla siguiente.

REGLAMENTO TÉCNICO "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp"

El número es únicamente un identificador que se usa como referencia,

Primera Letra	Segunda letra
Obligatorio (C)	<u>S</u> istema
R ecomendado	<u>G</u> enerador fotovoltaico
<u>S</u> ugerido	Est <u>U</u> ctura Soporte
	B ateria
	<u>R</u> egulador de carga
	Cableado (W)
	<u>L</u> uminarias
	<u>I</u> nstalación

5.2 DEFINICIONES

SFD	Sistema Fotovoltaico Doméstico.
C_A	Capacidad del Generador fotovoltaico.
C_B	Capacidad nominal de la batería en 20 horas (A.h).
C_U	Capacidad útil de la batería.
DOA	Días de autonomía.
$G_a(0)$	Valor medio mensual de la irradiación global diaria sobre superficie horizontal.
$G_a(\beta)$	Valor medio mensual de la irradiación global diaria sobre superficie inclinada un ángulo β y orientada hacia el ecuador.
F_S	Coefficiente de seguridad.
I_{MG}	Corriente del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia y en condiciones estándar de medida (1000 W/m ² de irradiancia y 25 °C de temperatura en las células solares).
LLP	Probabilidad de pérdida de carga.
NOC(50 %)	Número de ciclos de vida de la batería cuando se la descarga a una profundidad de descarga del 50 %.
N_{CS}	Número de células en serie del módulo.
PD _{MAX}	Profundidad de descarga máxima de la batería.
Q_M	Cantidad de corriente consumida diariamente.
T_{MAX}	Temperatura ambiente máxima.
V_{MG}	Tensión del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida.
V_{NOM}	Tensión nominal de la instalación (en SFD es, típicamente, de 12 V).

5.3 INFORMACIÓN GENERAL

Las condiciones climáticas pueden afectar al comportamiento y durabilidad de los SFD. Si no se proponen otras condiciones particulares, deben utilizarse las siguientes:

- Humedad relativa: 80 %
- Rango de temperaturas ambiente: -5 °C a 45 °C
- Velocidad máxima del viento: 120 km/h

5.4 INFORMACIÓN PARA EL DIMENSIONAMIENTO

Para configurar el sistema es necesario conocer:

- Cantidad x Potencia (W) de las lámparas fluorescentes
- Cantidad x Potencia (W) de las lámparas incandescentes
- Cantidad x Potencia de los enchufes (W)

Los datos necesarios para el diseño son:

- Consumo diario de corriente $Q_M = \text{_____ A.h/día}$
- Inclinación del generador fotovoltaico $\beta = \text{_____}^\circ$
- Irradiación sobre el generador fotovoltaico $G_d(\beta) = \text{_____ kW.h/m}^2$
- Temperatura ambiente máxima $T_{MAX} = \text{_____}^\circ\text{C}$

5.5 REQUISITOS DEL SISTEMA

5.5.1 Obligatorios

- CS1** Tanto la batería como el regulador de carga deben estar protegidos contra sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito por medio de fusibles, diodos, etc. Se debe proteger tanto a la línea del generador fotovoltaico como a la línea de las cargas.
- CS2** Los módulos fotovoltaicos, baterías, reguladores de carga y balastos, deberán estar debidamente etiquetados.

5.5.2 Recomendados

- RS1** El valor de diseño del consumo energético diario debe estar comprendido en el rango de 120 a 160 W.h/día.
- RS2** El tamaño del generador fotovoltaico debe asegurar que la energía producida durante el peor mes pueda, como mínimo, igualar a la demandada por la carga.
- RS3** La capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir entre 3 y 5 días de autonomía.

- RS4** En los casos en que se provea seguimiento manual, la correspondiente ganancia de energía colectada no debe ser considerada a efectos del dimensionamiento.
- RS5** La tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, a una temperatura ambiente igual a la máxima anual del lugar y a una irradiancia de 800 W/m^2 , $V_{\text{MAX}}(T_{\text{MAX}})$ debe estar comprendida en el rango de 14,5 a 15 V.
- RS6** Los fusibles utilizados en la protección del cableado del generador y de la línea de carga deben ser de amplia distribución en el mercado.

5.5.3 Sugeridos

Ninguno.

5.6 REQUISITOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

5.6.1 Obligatorios

- CG1** Módulos fotovoltaicos certificados de acuerdo con la norma internacional IEC-61215 "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo" o equivalente.

5.6.2 Recomendados

- RG1** Módulos fotovoltaicos con un mínimo de:
 - 33 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la sierra.
 - 36 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la costa o amazonia.

5.6.3 Sugeridos

Ninguno.

5.7 REQUISITOS DE LA ESTRUCTURA SOPORTE

5.7.1 Obligatorios

- CU1** Las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir, como mínimo, 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables.
- CU2** En el caso de módulos fotovoltaicos con marco, su fijación a los soportes sólo puede realizarse mediante elementos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.) de acero inoxidable.
- CU3** En caso de que se utilicen sistemas de seguimiento manual (2 a 3 posiciones por día moviéndose de Este a Oeste), todos sus componentes deberán satisfacer los requisitos especificados anteriormente para las estructuras de soporte.

5.7.2 Recomendados

- RU1** Las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h , como mínimo.

- RU2** El ángulo de inclinación debe optimizar la captación de energía solar durante el peor mes, es decir, el mes con la peor relación entre los valores diarios de la irradiación y el consumo, ambos en media mensual. Generalmente puede suponerse que la demanda de los usuarios es constante, lo que lleva a la fórmula:

$$\text{Inclinación } (\circ) = \text{MAX} \{ |\Phi| + 10^\circ \}$$

donde Φ es la latitud del lugar de instalación.

- RU3** Estructuras de soporte estáticas son generalmente preferibles a las de seguimiento.

5.7.3 Sugeridos

- SU1** Es preferible montar los módulos fotovoltaicos sobre pedestales o paredes, que hacerlo sobre los tejados.

5.8 REQUISITOS DE LA BATERÍA

5.8.1 Obligatorios

- CB1** El espesor de cada placa debe exceder los 2 mm.
- CB2** La cantidad de electrolito debe exceder $1,15 \text{ dm}^3/\text{celda}$ y por cada 100 A.h de capacidad nominal en 20 horas.
- CB3** La capacidad nominal de la batería en 20 horas expresada en A.h (medida a 20°C y hasta que la tensión de una celda llegue a 1,8 V/celda) no debe exceder CR veces la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico (medida en las denominadas condiciones estándar: irradiancia igual a $1\,000 \text{ W/m}^2$ y temperatura de célula igual a 25°C). En la tabla siguiente se dan los valores de CR propuestos para cada tipo de batería.

Tipo de Batería	CR Obligatorio
Tubular	20
SLI ² :	
- Clásica	40
- Modificada	40
- Bajo mantenimiento	40

- CB4** La máxima profundidad de descarga, PD_{MAX} , (referida a la capacidad nominal de la batería en 20 horas) no debe exceder los valores propuestos en la siguiente tabla:

² SLI: Start, Light, Ignition (baterías para automóviles).

REGLAMENTO TÉCNICO "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp"

Tipo de Batería	$PD_{MAX}(\%)$ Obligatorio
Tubular	80
SLI	
- Clásica	50
- Modificada	60
- Bajo mantenimiento	30

- CB5** Deben hacerse las provisiones necesarias para asegurar que la capacidad inicial de las baterías puestas en operación no difiera en más del 95 % del valor nominal.
- CB6** La autodescarga de las baterías a 25 °C, no debe exceder el 6 % de su capacidad nominal por mes.
- CB7** La vida de la batería (es decir, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal) a 20 °C, debe exceder un cierto número de ciclos, *NOC*, cuando se descarga hasta una profundidad del 50 %. En la Tabla siguiente se dan los valores de *NOC* para cada tipo de batería.

Tipo de Batería	<i>NOC</i> Obligatorio
Tubular	600
SLI	
- Clásica	200
- Modificada	200
- Bajo mantenimiento	300

- CB8** La densidad del electrolito a 20 °C, hasta 1 000 m.s.n.m., para una batería del tipo SLI abierta, no debe exceder los siguientes valores:
- 1,24 g/cm³ en regiones con clima cálido.
- 1,26 g/cm³ en regiones con clima templado.
- 1,28 g/cm³ en regiones con clima frío.

5.8.2 Recomendados

- RB1** Los separadores deben ser de polietileno microporoso.
- RB2** La capacidad útil de la batería, C_U , (la capacidad nominal en 20 horas, como se definió anteriormente, multiplicada por la máxima profundidad de descarga) deberá permitir entre tres y cinco días de autonomía.
- RB3** En la Tabla siguiente se dan los valores recomendados de *NOC* para cada tipo de batería.

REGLAMENTO TÉCNICO "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp"

Tipo de Bateria	NOC Recomendado
Tubular	720
SLI	
- Clásica	240
- Modificada	240
- Bajo mantenimiento	360

RB4 En la tabla siguiente se dan los valores de CR recomendados para cada tipo de batería.

Tipo de Bateria	CR Recomendado
Tubular	15
SLI:	
- Clásica	30
- Modificada	35
- Bajo mantenimiento	30

RB5 La máxima profundidad de descarga, PD_{MAX} , (referida a la capacidad nominal de la batería en 20 horas) no debe exceder los valores propuestos en la siguiente tabla:

Tipo de Bateria	$PD_{MAX}(\%)$ Recomendado
Tubular	70
SLI:	
- Clásica	30
- Modificada	40
- Bajo mantenimiento	20

5.8.3 Sugeridos

SB1 La densidad del electrolito no debe exceder $1,25 \text{ g/cm}^3$.

SB2 La corriente de gaseo, normalizada para una batería de 100 A.h, debe ser inferior a 50 mA, a 2,23 V/celda y 20 °C.

5.9 REQUISITOS DEL REGULADOR DE CARGA

5.9.1 Obligatorios

CR1 Debe haber protección contra descargas profundas.

CR2 La "tensión de desconexión de carga" debe corresponder al valor máximo de la profundidad de descarga, precisamente para una corriente de descarga,

expresada en amperes, igual al consumo diario, expresado en amperes-hora, dividido por 5.

- CR3** Las tensiones de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de $\pm 0,5\%$ (± 10 mV/celda, o ± 60 mV/batería de 12 V) y permanecer constantes en todo el rango de posible variación de la temperatura ambiente.
- CR4** La "tensión de fin de carga" debe estar en el rango de 2,3 V a 2,4 V/celda, a 25 °C.
- CR5** En los Reguladores encendido-apagado ("on-off"), la "tensión de reposición" debe estar en el rango de 2,15 V a 2,2 V/celda, a 25 °C.
- CR6** La "tensión de fin de carga" y la "tensión de reposición" mencionados más arriba deben corregirse por temperatura a razón de -4 mV/°C/celda a -5 mV/°C/celda. Esta especificación debe ser C solamente si se espera que la variación de la temperatura ambiente interior en la cercanía del Regulador a lo largo del año, sea mayor a ± 10 °C. En caso contrario el circuito de compensación de temperatura no es realmente necesario.
- CR7** Las tensiones de "fin de carga" y de "reposición" deben tener una precisión del 0,5 % (± 10 mV/celda, o ± 60 mV para 12 V batería).
- CR8** Si se utilizan relés electromecánicos, la reposición de la carga debe retardarse entre 1 y 5 minutos.
- CR9** Todos los terminales del regulador deben poder acomodar fácilmente cables de, al menos, 4 mm² de sección.
- CR10** Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del generador, deben ser inferiores al 4 % de la tensión nominal ($\approx 0,5$ V para 12 V), en las peores condiciones de operación, es decir, con todas las cargas apagadas y con la máxima corriente procedente del generador fotovoltaico.
- CR11** Las caídas internas de tensión del regulador, entre los terminales de la batería y los del consumo, deben ser inferiores al 4 % de la tensión nominal ($\approx 0,5$ V para 12 V) en las peores condiciones de operación, es decir, con todas las cargas encendidas y sin corriente alguna procedente del generador fotovoltaico.
- CR12** Se debe evitar la sobrecarga de las baterías SLI de "bajo mantenimiento".
- CR13** Deben proveerse protecciones contra corrientes inversas, en las líneas del módulo y de la batería.
- CR14** El regulador de carga debe ser capaz de resistir cualquier situación posible de operación "sin batería", cuando el generador fotovoltaico opera en condiciones estándar de medida, y con cualquier condición de carga permitida.
- CR15** El regulador de carga debe también proteger a las cargas en cualquier situación posible de operación "sin batería", como fue definida anteriormente, limitando la tensión de salida a un máximo de 1,3 veces el valor nominal. (También se permite la total interrupción de la alimentación a las cargas).

- CR16** El regulador de carga debe resistir sin daño la siguiente condición de operación: temperatura ambiente 45 °C, corriente de carga 25 % superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en las condiciones estándar de medida, y corriente de descarga 25 % superior a la correspondiente a todas las cargas encendidas y la tensión nominal de operación.
- CR17** Las cajas de los reguladores de carga deben como mínimo proveer protección IP 32, según las normas IEC 60529 "Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)" o DIN 40050 "Road vehicles; degrees of protection (IP-code); protection against foreign objects; water and contact; electrical equipment".
- CR18** El regulador de carga no debe producir interferencias en las radiofrecuencias en ninguna condición de operación.
- CR19** El consumo energético parásito diario del regulador de carga en condiciones normales de operación (es decir, generador fotovoltaico y cargas conectadas y pulsador, si existe, no presionado), no debe exceder del 3 % del consumo diario previsto en el diseño.
- CR20** Cuando las cargas puedan ser utilizadas sin restricciones, porque el estado de carga de la batería es suficientemente elevado, se indicará con una señal de color verde.
- CR21** Cuando las cargas hayan sido desconectadas de la batería, porque el estado de carga es excesivamente bajo, se indicará con una señal de color rojo.
- CR22** En el caso de reguladores PWM³, la tensión de "fin de carga" debe estar en el rango de 2,3 V/celda a 2,35 V/celda, a 25 °C .
- CR23** La vida útil del regulador no debe ser menor a 4 años.

5.9.2 Recomendados

- RR1** La "tensión de reconexión de carga" debe ser 0,17 V/celda (o 1 V para 12 V) superior a la "tensión de desconexión de carga".
- RR2** Deben incluirse elementos de señalización y alarma previos a la desconexión.
- RR3** La "tensión de alarma" (estado de carga baja) debe ser 0,2 V (para sistemas de 12 V) superior a la tensión de desconexión del consumo.
- RR4** La desconexión de la carga debe retardarse entre 3 y 30 segundos desde que se alcanza la "tensión de desconexión de carga".
- RR5** La "tensión de fin de carga" debe corresponder a un factor de recarga entre 0,95 y 1, cuando la carga se realiza precisamente a una corriente constante igual a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, en condiciones estándar de medida.
- RR6** El regulador de carga debe permitir la carga de la batería desde el generador fotovoltaico con cualquier tensión mayor que 1,5 V/celda.
- RR7** Las cajas de los reguladores de carga deben proveer protección IP 54, de acuerdo con las normas IEC 60529 "Degrees of protection provided by

³ Pulse Width Modulated.

enclosures (IP Code)" o DIN 40050 "Road vehicles; degrees of protection (IP-code); protection against foreign objects; water and contact; electrical equipment".

- RR8** El regulador de carga debe estar protegido contra polaridad inversa tanto en la línea del generador como en la de la batería. Pueden utilizarse combinaciones diodos-fusibles u otra solución.
- RR9** El regulador de carga debe estar protegido contra sobretensiones por medio de un supresor de sobretensiones de 1 000 W o mayor, instalado entre ambos polos (+ y -) de la entrada correspondiente al generador fotovoltaico.
- RR10** El regulador de carga debe estar protegido contra sobretensiones por medio de un supresor de sobretensiones de 1 000 W o mayor, instalado entre ambos polos (+ y -) de la salida correspondiente a las cargas.
- RR11** El consumo energético parásito diario del regulador de carga en condiciones normales de operación (es decir, generador fotovoltaico y cargas conectadas y pulsador, si existe, no presionado), no debe exceder del 1 % del consumo diario previsto en el diseño.
- RR12** La situación de riesgo de que se interrumpa el suministro de electricidad a las cargas, porque el estado de carga de la batería ha descendido hasta el nivel de alarma, se indicará con una señal de color amarillo.
- RR13** La vida útil del regulador no debe ser menor a 10 años.

5.9.3 Sugeridos

- SR1** El regulador de carga puede incluir una línea independiente para el sensor de tensión de la batería.
- SR2** Las sobrecargas controladas deben efectuarse a una tensión constante de 2,5 V/celda. Las sobrecargas deben efectuarse después de cada descarga profunda y/o a cada intervalo de 14 días. La sobrecarga debe durar entre 1 h y 5 h.
- SR3** Debe ser posible la interrupción manual de la sobrecarga.
- SR4** Los umbrales superior e inferior de la sobrecarga controlada deben ser, respectivamente, 2,5 V/celda y 2,25 V/celda.
- SR5** La inhibición manual de la protección contra descargas profundas no está permitida.
- SR6** Se permite la activación manual de las señales de estado de carga.
- SR7** El usuario puede ser alertado de que el estado de carga de la batería alcanzó el nivel de alarma mediante una desconexión automática de las cargas, que pueda ser repuesta manualmente.

5.10 REQUISITOS PARA LAS LUMINARIAS

5.10.1 Obligatorios.

- CL1** Los balastos deben asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de tensiones de - 15 % a + 25 % de la tensión nominal (10,3 V a 15 V para baterías de 12 V).

- CL2** Los balastos deben asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de temperaturas ambientes de $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- CL3** Los balastos deben estar protegidos contra daños cuando:
 - La lámpara se extrae durante la operación, y cuando los balastos operan sin lámpara.
 - La lámpara no enciende.
 - La tensión de alimentación se aplica con polaridad inversa.
 - Se cortocircuita la salida del balasto electrónico.
- CL4** Los balastos no deben producir interferencias en las radiofrecuencias.
- CL5** La potencia CC mínima requerida en la entrada del balasto será el 90 % del valor nominal de la lámpara, en todo el rango de tensiones de operación (-15% a $+25\%$ del valor nominal).
- CL6** El rendimiento luminoso del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 35 lum/W.
- CL7** La luminaria deberá resistir un mínimo de 5 000 ciclos de conexión y desconexión (encendido y apagado). Cada ciclo consistirá en periodos de 60 segundos en la posición ON y 150 segundos en la posición OFF, a la potencia (tensión) nominal de la lámpara.
- CL8** Los electrodos de los balastos nunca pueden estar conectados a los elementos de fijación (regletas, etc.) de las luminarias.
- CL9** Los difusores de las lámparas, reflectores, cubiertas, etc. (si existen) deben ser a prueba de insectos.
- CL10** Todos los tubos fluorescentes deben estar disponibles localmente.
- CL11** Los difusores, reflectores, cubiertas, etc. (si existen) deben poder desmontarse fácilmente por el usuario, para el reemplazo de las lámparas o para limpieza.

5.10.2 Recomendados.

- RL1** El consumo de los balastos cuando operan sin lámpara debe ser menor que el 10 % de su consumo nominal.
- RL2** El rendimiento luminoso del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 50 lum/W.
- RL3** La luminaria deberá resistir un mínimo de 10 000 ciclos de conexión y desconexión (encendido y apagado). Cada ciclo consistirá en periodos de 60 segundos en la posición ON y 150 segundos en la posición OFF, a la potencia (tensión) nominal de la lámpara.
- RL4** El uso simultáneo de luminarias fluorescentes e incandescentes de baja potencia ($<2\text{ W}$) debe estar permitido, siempre que no se supere el consumo de diseño.

5.10.3 Sugeridos

- SL1** La eficiencia luminica puede incrementarse agregando reflectores a la luminaria.

- SL2** El rendimiento lumínico del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 60 lum/W.

5.11 REQUISITOS DEL CABLEADO

5.11.1 Obligatorio

- CW1** Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3 % entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1 % entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5 % entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.
- CW2** Todos los cables deben respetar un código de colores y/o estar debidamente etiquetados.
- CW3** Las secciones mínimas de los cables en cada una de las líneas serán las siguientes:
- ⇒ del generador fotovoltaico al regulador de carga: 2,5 mm²
 - ⇒ del regulador de carga a las baterías: 4 mm²
- CW4** Los cables expuestos a la intemperie deberán cumplir la norma internacional IEC 60811 "Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos" o la Norma Técnica Peruana respectiva.
- CW5** Todos los terminales de los cables deben permitir una conexión segura y mecánicamente fuerte. Deben tener una resistencia interna pequeña, que no permita caídas de tensión superiores al 0,5 % de la tensión nominal. Esta condición es aplicable a cada terminal en las condiciones de máxima corriente.
- CW6** Los terminales de los cables no deben favorecer la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.
- CW7** Los extremos de los cables de sección ≥ 4 mm² deben estar dotados con terminales específicos y de cobre. Los extremos de los cables de sección $\leq 2,5$ mm² podrán retorcerse y estañarse para lograr una conexión adecuada.
- CW8** Los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 al 80 % de la capacidad nominal del fusible (I_{nom}).
- CW9** Las combinaciones enchufe/tomacorriente deben tener protecciones contra la inversión de la polaridad de la tensión suministrada a los aparatos eléctricos.

5.11.2 Recomendados

- RW1** Los fusibles deben instalarse preferentemente en las líneas de polaridad positiva.
- RW2** Los interruptores deben ser especialmente aptos para CC.
- RW3** Si se permite el uso de interruptores para CA, la corriente nominal en CA debe exceder como mínimo en 200 % la corriente máxima a ser interrumpida en CC.

5.11.3 Sugeridos

Ninguno.

5.12 REQUISITOS DE LA INSTALACIÓN

5.12.1 Obligatorios

- CI1 La batería debe estar ubicada en un espacio bien ventilado y seguro de manera que este protegida contra intentos de hurto.
- CI2 Deben tomarse precauciones para evitar el cortocircuito accidental de los terminales de la batería.
- CI3 El generador fotovoltaico debe estar totalmente libre de sombras durante por lo menos 8 horas diarias, centradas al mediodía, y a lo largo de todo el año.
- CI4 Todos los materiales necesarios para la instalación (tornillos, conectores, etc.) deben estar incluidos en el suministro de los SFDs.
- CI5 El diseño de las estructuras de soporte debe facilitar la limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión.
- CI6 El montaje de las estructuras de soporte debe preservar su resistencia a la fatiga, corrosión y efectos del viento.
- CI7 Si se permite el montaje en los tejados, deberá haber una separación de, por lo menos, 5 cm entre los módulos y el tejado o cubierta para permitir la circulación de aire.
- CI8 Si se permite el montaje en los tejados, las estructuras de soporte no deberán fijarse a las tejas o a las chapas, sino a las vigas del tejado u otro elemento de la estructura de la vivienda.
- CI9 Los reguladores de carga y las luminarias deben suministrarse con elementos de soporte y fijación adecuados para su montaje (la instalación debe ser relativamente simple).
- CI10 El diseño de luminarias y reguladores de carga debe permitir el acceso con cierta facilidad a los fusibles y terminales de cables.
- CI11 La necesidad de herramientas debe minimizarse, (evitando tuercas de diferente tamaño / distintos tamaños de tornillos, etc.).
- CI12 Si están montados en la superficie, los cables deben graparse a las paredes, a intervalos adecuados, asegurando su posición vertical y/o horizontal, nunca oblicuamente. De no ser así, deben embutirse en las paredes y recubrirse con yeso o similar.
- CI13 Los cables deben asegurarse a las estructuras de soporte o a las paredes, para evitar esfuerzos mecánicos sobre otros elementos de la instalación eléctrica (cajas de conexión, balastos, interruptores, etc.).
- CI14 No se permite la conexión en paralelo de más de dos baterías.
- CI15 No se permite la conexión en paralelo de baterías diferentes.
- CI16 No se permite la conexión en paralelo de baterías nuevas y viejas.

5.12.2 Recomendados

- RI1** La batería debe instalarse en un lugar de acceso restringido. (Nota: el acceso debería estar restringido por ejemplo mediante el uso de una puerta con cerradura).
- RI2** Los cables deben mantenerse fuera del alcance de los niños.
- RI3** En general, los cables deben disponerse horizontalmente o verticalmente, nunca oblicuamente.

5.12.3 Sugeridos

Ninguno.

6 ENSAYOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS

En esta sección se establecen los procedimientos para verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas elaboradas en base al apartado 5 de esta norma, para expedir el certificado correspondiente. Estos ensayos permiten analizar el funcionamiento del equipo y, en consecuencia, estudiar posibles modificaciones o mejoras.

De acuerdo con la clasificación establecida en el apartado 5, existen cinco procedimientos de prueba bien diferenciados, que corresponden respectivamente a cada uno de los componentes: módulos, baterías, reguladores de carga y lámparas que integran una instalación fotovoltaica y, por último, a la evaluación del funcionamiento del sistema, con lo que también se incluyen los efectos del cableado, conectores o el ajuste del conjunto regulador de carga-batería.

6.1 PRUEBA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMÉSTICOS

El objetivo de esta prueba es verificar el sistema fotovoltaico domiciliario de forma global. Las medidas que aquí se recogen analizan la interacción entre todos los componentes del generador y permiten determinar la conformidad del diseño.

6.1.1 Recepción

Para poder realizar la prueba en su integridad se requiere que el SFD suministrado incluya:

- módulos
- batería
- regulador de batería
- elementos accesorios (cables, tomacorrientes, cajas de conexión e interruptores)
- esquema eléctrico de la instalación

y que se especifique:

- Demanda diaria de energía prevista, $L(W.h)$
- Irradiación solar diaria sobre los módulos, promediada en el mes de más bajo valor de irradiación, $G_{dm}(\beta)$
- Sección de los cables y longitudes máximas en cada una de las líneas.

La figura 1 representa el esquema eléctrico de un Sistema fotovoltaico domiciliario, con los símbolos que se utilizarán en el presente reglamento:

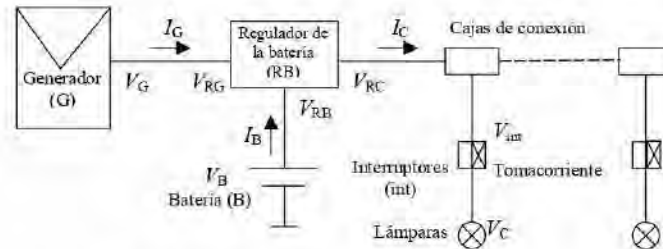


Figura 1: Esquema eléctrico de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos.

Procedimiento 0: Inspección visual

Este procedimiento tiene como objetivo comprobar que el SFD reúne los siguientes requisitos y verificaciones:

- Existencia de elementos de protección contra sobrecorriente y cortocircuito tanto en el cableado del generador como en la línea de carga (Apartado CS1).
- Etiquetado (Apartado CS2).
- Fusibles de protección de amplia distribución en el mercado (Apartado RS6).
- Mínima sección del cable: (Apartado CW3):
 - 2,5 mm² del módulo fotovoltaico al regulador de batería
 - 4,0 mm² del regulador de batería a la batería.
- Cables de intemperie (Apartado CW4).
- Protección de los tomacorrientes contra polaridad inversa (Apartado CW9).
- Codificación o etiquetado de los cables (Apartado CW2).
- Interruptores adaptados a CC (Apartado RW2).

6.1.2 Medidas del Generador Fotovoltaico

Estas medidas tienen como finalidad comprobar el correcto dimensionado del generador fotovoltaico en relación con la demanda diaria de energía eléctrica considerada y el emplazamiento del SFD.

Procedimiento 1: Promedio de Producción Diaria de Energía

Se calcula la energía producida diariamente por el generador fotovoltaico durante el peor mes, E_G , usando la siguiente fórmula:

$$E_G(\text{W.h}) = I_{GM}^* (\text{A}) V_N (\text{V}) G_{\text{dia}}(\beta) (\text{W.h/m}^2) / 1000 (\text{W/m}^2)$$

donde I_{GM}^* es la corriente en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida, V_N la tensión nominal, que en los casos en los que no hay convertidor CC/CC (también denominado seguidor del punto de máxima potencia) coincide con la tensión nominal de la batería, y $G_{\text{dia}}(\beta)$ el promedio de irradiación solar diaria durante el mes con menor radiación solar en el plano de captación, β , del generador fotovoltaico.

Se corrige, entonces, el consumo diario de energía, L (W.h), con un factor de seguridad F_S^4 y, finalmente, se calcula la relación entre energía generada y consumo diario:

$$C_A = \frac{E_G}{F_S \times L}$$

El criterio de aceptación establece que C_A tiene que ser mayor que 1.

6.1.3 Autonomía

El objetivo de esta prueba es comprobar la autonomía de la batería, mediante el cálculo del número de días durante los que el sistema podría entregar la energía demandada por las cargas sin que hubiese generación y hasta que el regulador de batería desconectase la línea de carga.

Procedimiento 2: Autonomía

Tras la carga completa de la batería, después de 24 horas a 14,4 V, se procede a su descarga, con el panel fotovoltaico desconectado, mediante una carga equivalente a la demanda diaria prevista distribuida en 16 horas, para ello se incluirá una resistencia adecuada en la línea de carga. La energía extraída, Q (A.h), se determinará midiendo la corriente I_C y el tiempo de descarga hasta que el regulador de batería desconecte la línea de consumo por baja tensión de ésta. La energía descargada es $Q \times V_S$ (W.h). El número de días de autonomía, N_{AUT} , se determina relacionando esta energía con el consumo diario de energía prefijado. El criterio de aceptación de esta prueba requiere que $3 < N_{AUT}(\text{días}) < 5$.

6.1.3.1 Instrumentación

Resistencia calibrada y multímetro.

6.1.4 Caída de Tensión en el Cableado

Mediante esta prueba, se miden las caídas de tensión desde el panel fotovoltaico hasta las cargas, que están asociadas a la sección de los conductores, cajas de conexión, interruptores, tomacorrientes y a la longitud de las líneas.

Procedimiento 3: Línea del Generador

Con una tensión de la batería V_B cercana a su valor nominal, se simula una corriente de panel $I_G = 3$ A mediante una fuente de alimentación que actúa como generador fotovoltaico⁵. La medida de V_G y V_{RG} se realiza con un voltímetro. El criterio de aceptación de la prueba es que la caída de tensión debe estar por debajo del 3 % del valor nominal, 360 mV en un sistema de 12 V (apartado CW1).

⁴ F_S es el factor de seguridad que considera los efectos producidos por el polvo, la variación de la eficiencia fotovoltaica con el espectro solar, etc. Un valor típico de F_S es 1,1.

⁵ Estos valores se refieren al sistema fotovoltaico doméstico más habitual (módulo de 50 Wp, batería de 12 V). Se puede generalizar considerando un valor de I_G igual a la corriente en el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico (condiciones estándar) al mismo tiempo que la condición del 3% se aplica para cualquier valor de la tensión nominal de la batería.

Procedimiento 4: Línea de la Batería

Con una tensión de batería V_B cercana a su valor nominal y las cargas desconectadas, se simula una corriente de panel $I_G = 3 \text{ A}$ con una fuente de alimentación que actúa como generador fotovoltaico. La medida de V_{RB} y V_B se realiza con un voltímetro. El criterio de aceptación de la prueba es que la caída de tensión debe estar por debajo del 1 % del valor nominal, 120 mV en un sistema de 12 V (apartado CW1).

Procedimiento 5: Línea de Carga

Con una tensión de batería V_B cercana a su valor nominal y un estado de carga, SOC , inferior al 100 %, se conectan todas las cargas (reales o simuladas mediante resistencias equivalentes), incluyendo los aparatos conectados a los tomacorrientes, si los hubiese. La medida de V_{RC} y V_C se realizará con un voltímetro. El criterio de aceptación de la prueba es que la caída de tensión debe estar por debajo del 5 % del valor nominal, 600 mV en un sistema de 12 V (apartado CW1).

6.1.4.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, multímetro y resistencias.

6.2 EVALUACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

6.2.1 Nomenclatura y Definiciones

Símbolo	Unidad	Parámetro
β_T	$V \cdot ^\circ C^{-1}$	Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto
ϕ	$^\circ$	Latitud local
$D(0)$	$W \cdot m^{-2}$	Irradiancia solar difusa que incide sobre una superficie horizontal
FF	---	Factor de forma de un módulo fotovoltaico
FF_{id}	---	Factor de forma ideal de un módulo fotovoltaico
G	$W \cdot m^{-2}$	Irradiancia solar global que incide sobre la superficie de un módulo fotovoltaico
$G(0)$	$W \cdot m^{-2}$	Irradiancia solar global que incide sobre una superficie horizontal
I	A	Corriente suministrada por un módulo fotovoltaico
I_M	A	Corriente suministrada por un módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia
I_{SC}	A	Corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico
$I_{SC,SG}$	A	Corriente de cortocircuito del módulo sensor de irradiancia
I_{est}	A	Corriente medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para la primera estimación de R_S
I_{ref}	A	Corriente medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para el cálculo de R_S
N_S	---	Número de células conectadas en serie en un módulo fotovoltaico
R_S	Ω	Resistencia serie de un módulo fotovoltaico (modelo de 1 exponencial)
$R_{S,est}$	Ω	Primera estimación del parámetro R_S
r_s	---	Resistencia serie normalizada de una célula solar
T_C	$^\circ C$	Temperatura de operación de las células de un módulo fotovoltaico
V	V	Tensión de trabajo de un módulo fotovoltaico
V_M	V	Tensión de trabajo de un módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia
V_{OC}	V	Tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico

REGLAMENTO TÉCNICO "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp"

Símbolo	Unidad	Parámetro
V_{oc}	V	Tensión de circuito abierto normalizada de una célula solar
V_{OCST}	V	Tensión de circuito abierto del módulo sensor de temperatura de célula
V_{est}	V	Tensión medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para la primera estimación de R_s
V_{sel}	V	Tensión medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para el cálculo de R_s
$V_T(T_C)$	V	Potencial termodinámico a la temperatura T_C
w_s	m.s ⁻¹	Velocidad del viento
P_M	W	Potencia máxima suministrada por un módulo fotovoltaico

NOTA: La aparición de alguno de los parámetros anteriores junto con el superíndice "*" denota su referencia a las Condiciones Estándar de Medida (CEM).

6.2.2 Condiciones Generales de Medida

De entre las siguientes condiciones, algunas son necesarias para la caracterización en exterior⁽⁶⁾ de un módulo fotovoltaico, siendo las restantes las recomendadas específicamente para el método propuesto.

- Irradiancia:
 - Irradiancia global incidente sobre la superficie del módulo, $G > 600 \text{ W.m}^{-2}$.
 - Fracción difusa de la irradiancia global incidente sobre una superficie horizontal característica de un día despejado, $D(0)/G(0) < 0.2$ ⁽⁷⁾.
- Velocidad del viento, $1 \leq w_s \text{ (m.s}^{-1}\text{)} \leq 8$ (viento moderado).
- Módulos fotovoltaicos (módulo a medir, módulo sensor de irradiancia y módulo sensor de temperatura de célula):
 - Posición coplanar, sin obstáculos que dificulten la disipación térmica.
 - Orientación: hacia el ecuador.
 - Inclinación adecuada para que la irradiancia incida con un ángulo inferior a 40° , medido respecto de la normal a la superficie de los módulos. Por ejemplo, el ángulo cenital solar a mediodía o, en términos generales, un ángulo de inclinación igual a $|\phi|$ (latitud local) en otoño-invierno, e igual a $\text{MAX}\{|\phi| - 20^\circ, 0\}$ en primavera-verano.
 - Limpieza previa con agua, jabón y paños suaves. Secado.
 - Exposición previa al sol durante al menos una hora, para asegurar que los módulos se encuentran en estado de equilibrio térmico.
- Medidas (V , I) para la caracterización del Factor de forma (Procedimiento 5):
 - Realizadas en un intervalo de 2 horas, centrado en el mediodía solar.
 - La duración total de la medida de los puntos (V , I) y sus correspondientes condiciones de operación (irradiancia global incidente G y temperatura de células T_C) debe ser inferior a 5 minutos, para evitar grandes variaciones en las condiciones antedichas. (Por el mismo motivo, no deberían efectuarse medidas en días nublados o con fuertes vientos).

⁽⁶⁾ Esto es, en condiciones reales de operación (irradiancia y temperatura), por contraposición a la caracterización en interior, realizada con simuladores solares.

⁽⁷⁾ Esta condición se cumple por lo general en días despejados (sin nubes). En otras condiciones atmosféricas, por ejemplo en días con nubes de partículas en suspensión (i.e., alta turbiedad atmosférica), se requeriría del uso de un piranómetro medidor de irradiancia difusa para verificar la viabilidad de las mediciones.

6.2.3 Recepción

Una vez recibido el módulo fotovoltaico se registran sus características físicas y la información facilitada por el fabricante en los formularios correspondientes (Ver Anexo II).

Procedimiento 0: Inspección Visual

El módulo fotovoltaico sometido a ensayo se inspeccionará previamente para detectar posibles defectos visibles. La **Tabla 1** enumera los diferentes aspectos a evaluar, así como los defectos que aconsejan rechazar el módulo fotovoltaico.

DEFECTO	CRITERIOS DE RECHAZO
Células rotas o agrietadas	Rotura o fractura que suponga la separación de más del 10 % del área de la célula
Células desalineadas	Células en contacto físico
Cara frontal de las células	Restos notables de la metalización
Impurezas en el laminado	Cobertura de más del 1 % del área de la célula
Burbujas en el encapsulado	Establecen comunicación entre las células y el marco o el borde del módulo
Vidrio frontal	Rotura
Cinta de conexión	Rotura
Etiquetas (incluido número de serie)	Ilegibilidad o borrado del texto
Módulo sucio	Manchas de silicona o encapsulante
Tedlar	Dañado o perforado
Caja de conexión	Rota o desprendida (total o parcialmente)

Tabla 1.
Defectos que aconsejan el rechazo de un módulo fotovoltaico, detectables por inspección visual.

6.2.4 Medida de las Condiciones de Operación

La caracterización experimental de los principales parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico referidos a las Condiciones Estándar de Medida (CEM) requiere del conocimiento de las condiciones de operación (G y T_c) presentes durante las medidas. Para ello se utilizarán 2 módulos sensores de Silicio cristalino previamente calibrados por un Laboratorio de Referencia, y los procedimientos 1 y 2 descritos a continuación.

Procedimiento 1: Medida de la Irradiancia Solar Global Incidente

Este método se basa en la relación lineal existente entre la corriente de cortocircuito y la irradiancia solar global incidente en un módulo fotovoltaico, de la que resulta la siguiente expresión:

$$G (\text{W m}^{-2}) = 1000 \cdot \frac{I_{SC,SG}}{I_{SC,SG}^*} \quad (1)$$

donde el subíndice "SG" se refiere al módulo sensor de irradiancia.

Esta fórmula denota una ligera sobreestimación, al no considerar efectos de segundo orden (influencia de la temperatura de las células). No obstante, su uso para la extrapolación de las medidas de corriente permite la cancelación de dicho error.

De acuerdo con la figura 2 y la ecuación (1), la tensión medida en una resistencia calibrada (resistencia de precisión o "shunt") permitirá el cálculo del valor de la irradiancia. Nótese que sólo se precisa la calibración del módulo sensor de irradiancia en su parámetro I_{SC} .

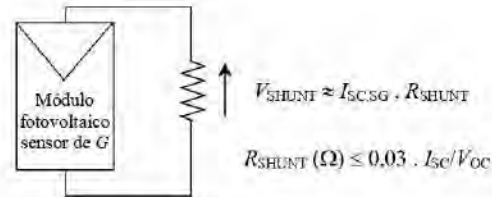


Figura 2: Montaje experimental para la medida de la irradiancia global incidente.

Procedimiento 2: Medida de la Temperatura de las Células

Este método se basa en la relación lineal existente entre la tensión de circuito abierto y la temperatura de las células en un módulo fotovoltaico, que, ignorando efectos de segundo orden (influencia de la irradiancia), conduce a la siguiente expresión:

$$T_C (^{\circ}\text{C}) = \frac{1}{N_{S,ST} \cdot \beta_T} \cdot (V_{OC,ST} - V_{OC,ST}^*) + 25^{\circ}\text{C} \quad (2)$$

donde $\beta_T = 2,3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ y $N_{S,ST}$ es el número de células conectadas en serie en el módulo sensor de temperatura de célula.

Esta expresión implica una ligera sobreestimación que disminuye rápidamente a medida que aumenta la irradiancia. Sin embargo, al igual que en el caso de la medida de irradiancia, el uso de esta expresión para la extrapolación de medidas de tensión permite que los errores se cancelen. La figura 3 muestra el montaje requerido para el uso de este procedimiento. Nótese que sólo se precisa la calibración del módulo sensor de temperatura de célula en su parámetro V_{OC}^* .

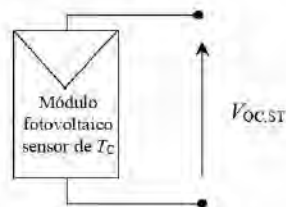


Figura 3: Montaje experimental para la medida de la temperatura de las células.

6.2.5 Caracterización de los Parámetros Eléctricos Principales

Los procedimientos descritos a continuación conducen al cálculo de la potencia máxima entregada por el módulo fotovoltaico referida a las Condiciones Estándar de Medida (CEM), a través de la caracterización individual de sus parámetros eléctricos principales:

$$P_M^* = I_{SC}^* \cdot V_{OC}^* \cdot FF^* \quad (3)$$

Procedimiento 3: Caracterización de la Corriente de Cortocircuito

Se procede a la medida, durante un día completo, de los valores I_{SC} del módulo sometido a ensayo, junto con los valores de irradiancia según se describe en el Procedimiento 1. Cada valor de I_{SC} debe ser extrapolado a las CEM utilizando la siguiente expresión:

$$I_{SC}^* \Big|_i = I_{SC} \cdot \frac{1000}{G \text{ (W.m}^2\text{)} \Big|_i} = I_{SC} \cdot \frac{I_{SC3G}^*}{I_{SC3G} \Big|_i} \quad (4)$$

donde "i" denota cada una de las medidas individuales realizadas.

Las medidas deben realizarse en un intervalo mínimo de 4 horas centrado en el mediodía solar, y con una periodicidad de 10 minutos. El parámetro I_{SC}^* es el valor medio de las extrapolaciones individuales:

$$I_{SC}^* = \frac{\sum_{i=1}^N I_{SC}^* \Big|_i}{N} \quad (5)$$

siendo "N" el número de medidas realizadas.

Procedimiento 4: Caracterización de la Tensión de Circuito Abierto

Se procede a la medida, durante un día completo, de los valores V_{OC} del módulo sometido a ensayo, junto con los valores de temperatura de célula según se describe en el Procedimiento 2. Cada valor de V_{OC} debe ser individualmente extrapolado a las CEM mediante la siguiente expresión:

$$V_{OC}^* \Big|_i = V_{OC} \cdot \frac{N_S}{N_{S,S}} \cdot (V_{OC,S} - V_{OC,S}^*) \Big|_i \quad (6)$$

donde "i" denota cada una de las medidas individuales realizadas.

Las medidas deben realizarse en un intervalo mínimo de 4 horas centrado en el mediodía solar, y con una periodicidad de 10 minutos. El parámetro V_{OC}^* es el valor medio de las extrapolaciones individuales:

$$V_{OC}^* = \frac{\sum_{i=1}^N V_{OC}^* \Big|_i}{N} \quad (7)$$

siendo "N" el número de medidas realizadas.

Procedimiento 5: Caracterización del Factor de Forma

Este procedimiento permite calcular el Factor de forma del módulo ensayado a partir de una medida realizada en un entorno próximo ($\pm 5\%$) al punto de máxima

potencia. Dicha medida se obtiene mediante un método iterativo basado en el modelo de 1 exponencial que permite describir la curva I-V en la región de interés (véase figura 4).

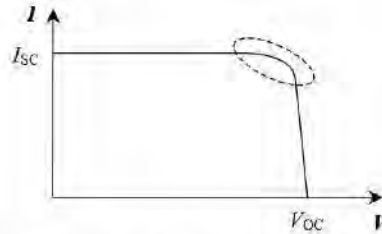


Figura 4: Representación gráfica de la región a explorar para la caracterización del Factor de forma.

6.2.5.1 Ecuaciones para el cálculo del Factor de Forma

Se proponen las siguientes expresiones para la determinación práctica del Factor de forma de un módulo fotovoltaico:

$$FF = FF_0 \cdot (1 - r_s) \quad (8)$$

donde FF_0 es el factor de forma ideal (sin efectos resistivos):

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0,72)}{v_{oc} + 1} \quad (9)$$

v_{oc} es la tensión de circuito abierto normalizada de las células solares (promedio):

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{N_s \cdot V_t(T_c)} \quad (10)$$

$V_t(T_c)$ es el potencial termodinámico a la temperatura T_c .

r_s es la resistencia serie normalizada de las células solares (promedio):

$$r_s = R_s \cdot \frac{I_{sc}}{V_{oc}} \quad (11)$$

La resistencia serie del módulo fotovoltaico, considerada independiente de las condiciones de operación, puede calcularse mediante la expresión siguiente que, como puede observarse, requiere del conocimiento de 3 puntos de su curva I-V (cortocircuito, circuito abierto y un tercer punto (V^*, I^*) , lo más próximo posible al de máxima potencia):

$$R_s = R_s^* = \frac{\left[N_s \cdot V_t(25^\circ C) \cdot \ln \left(1 - \frac{I^*}{I_{sc}^*} \right) + V_{oc}^* - V^* \right]}{I^*} \quad (12)$$

siendo $V_t(25^\circ C) = 25,68 \text{ mV}$.

Por otra parte, los parámetros v_{oc} y r_s permiten calcular la tensión en el punto de máxima potencia V_M :

$$V_M = V_{OC} \cdot \left[1 - \frac{b}{v_{oc}} \cdot \ln a - r_s \cdot (1 - a^{-b}) \right] \quad (13)$$

siendo a y b dos parámetros intermedios:

$$a = v_{oc} + 1 - 2v_{oc}r_s \quad (14); \quad b = \frac{a}{1+a} \quad (15)$$

Todas estas ecuaciones podrán ser utilizadas en cualquier condición de operación, siempre que se cumpla que $v_{oc} > 1,5$ y $r_s < 0,4$, lo que sucede, para las condiciones habituales de operación, en la mayoría de las células solares de Silicio cristalino.

6.2.5.2 Descripción del Método

En todo momento, la medida de las condiciones de operación (irradiancia y temperatura de la célula) se realizará siguiendo los Procedimientos 1 y 2, respectivamente. Asimismo, se adoptarán los siguientes criterios para la extrapolación de los puntos medidos (V, I) a las CEM:

— Las medidas de corriente se extrapolan como corriente de cortocircuito:

$$I^* = I \cdot \frac{I_{SC,SG}^*}{I_{SC,SG}} \quad (16)$$

— Las medidas de la tensión se extrapolan como tensión de circuito abierto:

$$V^* = V - \frac{N_S}{N_{S,ST}} \cdot (V_{OC,ST} - V_{OC,ST}^*) \quad (17)$$

El punto (V, I) que, extrapolado a las CEM, permite junto con los valores de I_{SC}^* y V_{OC}^* obtenidos previamente (Procedimientos 3 y 4) calcular el Factor de forma se hallará mediante un método iterativo. Los pasos a seguir son los siguientes:

Paso 1 Se medirá el parámetro V_{OC} del módulo sometido a ensayo, y se calculará el valor de la tensión de trabajo a medir en la primera iteración, $V_{est,0} = 0,8 \times V_{OC}$.
Resultado: $V_{est,0}$

Paso 2 Utilizando el montaje indicado en la Figura 5 se medirá, haciendo los ajustes necesarios con el potenciómetro, un punto de trabajo del módulo fotovoltaico lo más próximo posible al calculado en el paso anterior. Simultáneamente, se medirán las condiciones de operación (G y T_c).
Resultado: ($V_{est} \approx V_{est,0}$, I_{est})

Paso 3 Se extrapolará el punto medido en el paso anterior a las CEM, utilizando las ecuaciones (16) y (17).
Resultado: (V_{est}^* , I_{est}^*)

Paso 4 Se realizará una primera estimación del parámetro RS^* , mediante la ecuación (12), los resultados del paso anterior y los valores de I_{SC}^* y V_{OC}^* previamente calculados (Procedimientos 3 y 4).

Resultado: $R_{S,est}^*$

Paso 5 Se realizará una estimación del parámetro V_M^* ($V_{M,est}^*$) utilizando el resultado del paso anterior, así como los valores de I_{SC}^* y V_{OC}^* previamente calculados. Para ello se emplearán las ecuaciones (10), (11), (13)–(15). Este resultado se tomará como referencia para la segunda iteración.

Resultado: $V_{sel,0} = V_{M,est}^*$

Paso 6 Se medirá la temperatura de célula T_C . A continuación se realizará la extrapolación inversa de $V_{sel,0}^*$, desde las CEM hasta las condiciones de operación dadas por la T_C medida, utilizando para ello la expresión (17) del modo adecuado.

Resultado: $V_{sel,0}$

Paso 7 Seguidamente se medirá, haciendo los ajustes necesarios con el potenciómetro, un punto de trabajo del módulo fotovoltaico lo más próximo posible al calculado en el paso anterior, simultáneamente con las condiciones de operación (G y T_C).

Resultado: ($V_{sel} \approx V_{sel,0}$, I_{sel})

Paso 8 Se extrapolará el punto medido en el paso anterior a las CEM, utilizando las ecuaciones (16) y (17).

Resultado: (V_{sel}^* , I_{sel}^*)

Paso 9 Se realizará el cálculo final del parámetro R_S^* , mediante la ecuación (12), los resultados del paso anterior y los valores de I_{SC}^* y V_{OC}^* previamente calculados.

Resultado: $R_S^* = R_{S,sel}^*$

Paso 10 Finalmente, se calculará el parámetro FF^* , haciendo uso de las ecuaciones (8)–(11) y los valores de I_{SC}^* , V_{OC}^* y R_S^* previamente calculados.

Resultado: FF^*

6.2.5.3 Instrumentación

La figura 5 muestra un esquema de la instrumentación y el montaje a emplear.

La instrumentación consta de los siguientes elementos:

- Voltímetro, para realizar las medidas de tensión del módulo fotovoltaico.
- Amperímetro para la medida de la corriente del módulo o, alternativamente una combinación de resistencia calibrada ("shunt") + voltímetro.
- Batería, para fijar las tensiones de trabajo en el módulo fotovoltaico. En caso de un módulo convencional (entre 32 y 36 células en serie), se utilizará una batería de 12 V. Para otros tipos de módulos (por ejemplo equipos basados en conexiones de 12 células en serie), podrán usarse combinaciones de celdas de batería de 2 V (la batería podría incluso omitirse, sustituyéndola por un potenciómetro de la potencia adecuada para disipar la potencia generada por el módulo).
- Potenciómetro (resistor variable), destinado a proporcionar un ajuste más preciso de las tensiones de operación del módulo fotovoltaico. Conviene notar que este

- ajuste, dadas las limitaciones inherentes al potenciómetro, no siempre será de todo lo preciso que cabría esperarse. Este componente deberá ser capaz de disipar la máxima potencia del módulo fotovoltaico sometido a ensayo.
- Módulo sensor de irradiancia: módulo calibrado según el parámetro I_{SC}^* .
 - Módulo sensor de la temperatura de la célula: módulo calibrado según el parámetro V_{OC} .

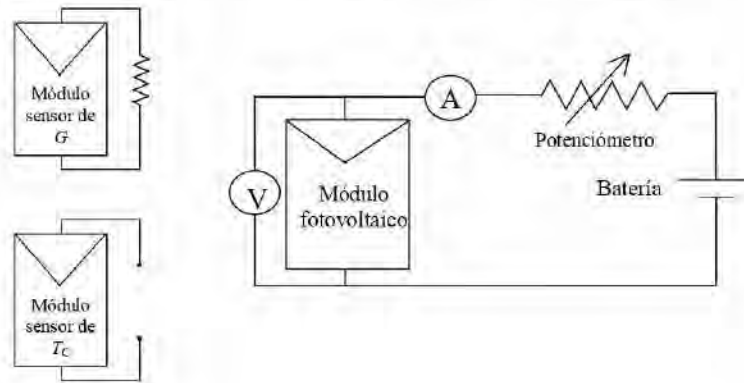


Figura 5: Instrumentación y montaje experimental para la caracterización del Factor de forma.

Procedimiento 6: Caracterización de la Potencia Máxima

Los resultados de los procedimientos 3, 4 y 5 servirán para calcular la potencia máxima entregada por el módulo en las condiciones estándar de medida, utilizando la expresión (3). La incertidumbre estimada de este resultado es $\pm 5\%$.

6.3 EVALUACIÓN DE LA BATERÍA SOLAR

6.3.1 Recepción

En la figura 6 se muestran los parámetros a medir y los símbolos que se utilizan en el presente reglamento.

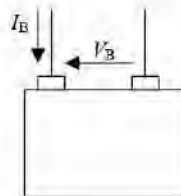


Figura 6: Esquema de la batería

Procedimiento 0: Inspección Visual

El objetivo de este procedimiento es definir las principales características técnicas de la batería.

Tipo:

- Tubular
- SLI (Start – Light – Ignition)
 - Clásica
 - Modificada
 - De bajo mantenimiento

Estado de recepción:

- Cargada en seco
- Rellena de electrolito

En el primer caso, la batería habría de rellenarse con electrolito de densidad no superior a 1,25 g/cm³ (apartado SB1).

Los siguientes requisitos se verifican bien directamente o a través de la información técnica suministrada:

- El grosor de cada placa debe ser superior a 2 mm (apartado CB1).
- La cantidad de electrolito supera los 1,15 litros por 100 A.h de 20 horas de capacidad nominal y por célula (apartado CB2).
- La batería se suministra debidamente etiquetada (apartado CS2).

6.3.2 Nivel de Carga Inicial

Esta prueba tiene como objetivo la comprobación de las condiciones iniciales de la batería mediante la medida de su nivel de carga (energía acumulada) una vez recibida y antes de la recarga. El ensayo se inicia tras el relleno de la batería (en su caso) con el electrolito adecuado, dejando un tiempo en reposo superior a 1 hora.

Procedimiento 1: Nivel de Carga Inicial

Se descarga la batería hasta que la tensión entre terminales alcanza los 10,8 V, con un régimen de descarga de I_{50} (corriente tal que la descarga completa dura 20 horas), aproximadamente. La descarga se efectúa a través de una carga (consumo) con la adecuada resistencia óhmica (por ejemplo una lámpara) para obtener la corriente deseada. Durante el proceso se registran valores de tensión en terminales de batería y de corriente en la resistencia calibrada. A partir de los valores de corriente se calcula la cantidad de energía suministrada a la carga en A.h (apartado CB5). El criterio de aprobación establece un valor mínimo del 95 % de la capacidad nominal. Las baterías que presenten un nivel de carga inicial bajo, necesitan una recarga completa previa a su instalación, hecho que debe aparecer claramente indicado en la información técnica suministrada por el fabricante.

6.3.2.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, lámpara, resistencia calibrada y multímetro.

6.3.3 Capacidad Estabilizada y Ciclado, Umbrales de Regulación de la Tensión

Esta prueba tiene como finalidad la obtención de la capacidad de almacenamiento real de la batería, tras un cierto número de ciclos de carga y descarga, para compararlos con los datos suministrados por el fabricante. Al mismo tiempo, en esta prueba se determina la evolución de la tensión de batería con su estado de carga, a una determinada corriente, básico para fijar los umbrales de regulación del regulador de carga asociado a la batería.

Procedimiento 2: Capacidad Estabilizada

Tras la primera descarga, la batería se recarga completamente, con una fuente de alimentación como generador, a 14,4 V durante un periodo superior a 24 horas, hasta que la corriente de entrada permanece constante durante al menos 1 hora. Se asegura así la total formación de los electrodos.

A continuación se alterna ciclos de descarga y carga, con un régimen de corriente de I_{20} , aproximadamente, registrando valores de tensión de batería V_B y de corriente I_B . Los intervalos de tiempo de medida serán de 60 segundos si se utiliza un sistema de adquisición de datos, y de 10 a 15 minutos si la medida se realiza de forma manual. Mediante este procedimiento se obtiene la capacidad real de la batería y la evolución de la tensión con el estado de carga (apartados CB3, CB5 y RB2).

Las correcciones de la capacidad para los distintos regímenes de descarga cumplen la siguiente fórmula⁸:

$$C_n = C_{10} \cdot \frac{1,67}{1 + 0,67 \left(\frac{I_n}{I_{10}} \right)^{0,9}} \cdot (1 + 0,005 \Delta T)$$

de donde $C_{100}/C_{20} \approx 1,235$.

Dividiendo C_{20} entre I_{OSC} se obtiene el valor del parámetro CR, que relaciona el tamaño de la batería con la corriente del generador fotovoltaico. Los requisitos para CR dependen del tipo de batería, de manera que se asegure una corriente de carga adecuada.

Procedimiento 3: Umbrales de Regulación de Tensión

Con las curvas de carga y descarga obtenidas en el procedimiento 2, se determinan los puntos de referencia para regulación y las alarmas, de los que debería constar el regulador de batería asociado (apartados RR5, CR2, CB4, RR1 y RR3).

6.3.3.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, lámpara, resistencia calibrada y multímetro.

6.3.4 Gaseo

El objetivo de esta prueba es determinar la corriente de gaseo de la batería en función de la tensión y la temperatura. Proporciona información sobre su comportamiento en el rango de tensiones elevadas, así como sobre las pérdidas de agua, no cuantificadas en este documento. Ambos aspectos poseen una gran influencia en las tareas de mantenimiento de la batería y en su ciclo de vida.

Procedimiento 4: Corriente de Gaseo de la Batería

Se recarga la batería a 14,4 V durante un periodo superior a 24 horas para asegurar la carga completa. A continuación se fijan valores de tensión de flotación en la batería entre 13,2 V y 15,5 V, midiendo la corriente de entrada I_B para cada valor de tensión después de al menos 10 minutos de espera. Al mismo tiempo se registra el valor de temperatura ambiente. Los criterios de aprobación establecen una corriente de gaseo,

⁸ J.B. Copetti, E. Lorenzo y F.Chenlo: "General Battery Model for PV System Simulation". *Progress in Photovoltaics*, Vol. 1, pp. 283-292, 1993.

normalizada para una capacidad de batería de 100 A.h, inferior a 50 mA, a 2,23 V/célula y 20 °C.

El fenómeno de gaseo cumple la fórmula de Tafel:

$$I_{go}(mA/100Ah) = I_{go} \cdot \exp[C_U \cdot (V_{celda} - 2.23) + C_T \cdot (T - 20)]$$

donde los parámetros I_{go} , C_U y C_T se obtienen a partir del ajuste de los resultados experimentales.

6.3.4.1 Instrumentación

Fuente de alimentación y multímetro.

6.4 EVALUACIÓN DE LOS REGULADORES DE CARGA

6.4.1 Recepción

La figura 7 muestra un esquema eléctrico del regulador de carga, así como los símbolos utilizados en el presente reglamento.

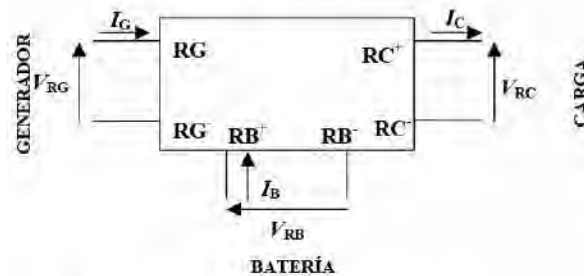


Figura 7: Esquema eléctrico del regulador de carga.

Procedimiento 0: Inspección Visual

Este procedimiento permite determinar las principales características del regulador de batería suministrado:

- Tipo: Paralelo, Serie
- Control: encendido-apagado ("On-Off"), PWM, dos estados.
- Dispositivo de conexión: Relé electromecánico, dispositivo de estado sólido

Se comprueba el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Todos los terminales del regulador de carga tienen capacidad para conectarse con cables de, al menos, 4 mm² de sección (apartado CR9).
- Se incluyen sistemas de alarma (apartados RR2, RR12, CR20 y CR21).
- Se incluye de un sensor de tensión de batería independiente (apartado SR1).
- Existe un dispositivo manual de desconexión o reconexión (apartado SR3).
- El regulador de carga está correctamente etiquetados (apartado CS2).
- Los fusibles de protección son de tipo estándar (fusibles de automóvil, por ejemplo).

6.4.2 Autoconsumo

Mediante esta prueba se determinan las pérdidas de corriente debidas al autoconsumo del propio regulador de carga. Su influencia sobre el consumo total de energía del sistema se debe a su funcionamiento continuo durante las 24 horas del día. El criterio de aprobación establece un autoconsumo de energía del regulador de carga diario (24 horas) inferior al 3 % del consumo diario de energía estimada para el sistema (apartado CR19). Sin embargo, son recomendables los valores inferiores al 1 % (apartado RR11).

Procedimiento 1: Generador Fotovoltaico y Cargas en Posición Apagado ("OFF")

Se conecta una fuente de alimentación, que actúa como batería, a los terminales de batería del regulador de carga con un amperímetro conectado en serie. Se fijan valores de tensión entre 5 V y 16 V en intervalos de 1 V, registrando V_{RB} e I_B para cada uno de ellos.

Procedimiento 2: Generador Fotovoltaico y Cargas en Posición Encendido ("ON")

Se conecta la batería al regulador de carga, después la fuente de alimentación como si fuese un generador fotovoltaico de 50 W ($I_G \approx 3A$) y a continuación una lámpara de 50 W a la línea de consumo, incluyendo una resistencia calibrada en cada línea. La medida de V_{RB} , I_G , I_B y I_C , da como resultado la corriente de autoconsumo como $I_C - I_B - I_C$ cuando $I_G > I_C$ ó $I_G + I_B - I_C$ cuando $I_G < I_C$.

Procedimiento 3: Generador Fotovoltaico en Posición Apagado ("OFF"), Cargas en Posición Encendido ("ON")

Se conecta la batería al regulador de batería, para después conectar una lámpara de 50 W a la línea de carga, incluyendo una resistencia calibrada en cada línea. Se obtiene la corriente de autoconsumo como $I_B - I_C$ al medir V_{RB} , I_B y I_C .

6.4.2.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, tres resistencias calibradas, multímetro, batería y lámpara de 50 W.

6.4.3 Caídas Internas de Tensión

El objetivo de esta prueba es determinar las caídas de tensión que se producen dentro del regulador de batería bajo diferentes condiciones de operación. Su importancia no reside únicamente en la pérdida de energía como tal, sino también en su influencia sobre el punto de trabajo del generador fotovoltaico y sobre la tensión de alimentación de los equipos de consumo.

Procedimiento 4: Línea Generador-Batería

Se conecta una batería parcialmente descargada ($SOC < 80\%$) y una fuente de alimentación, que actúa como generador fotovoltaico, al regulador de carga, con la línea de consumo desconectada e incluyendo una resistencia calibrada en cada línea. Se suministra una corriente de generador I_G entre 0 e I_{max} amperes, en al menos 5 intervalos, midiendo para cada corriente los siguientes parámetros: V_{RG} , V_{RB} , V_{RG}^{+RB} , V_{RG}^{-RB} , I_G , I_B . Los criterios de aprobación establecen como límite máximo

caídas internas de tensión de 0,480 V entre terminales de generador y batería del regulador, en un sistema de 12 V (apartado CR10), sometido a la máxima corriente.

Procedimiento 5: Línea de Carga de Batería

Se conecta al regulador una batería cargada ($SOC > 80 \%$) y un número de lámparas tal que se pueden extraer varias corrientes entre 0 e I_{max} amperes, con el generador fotovoltaico en posición apagado ("OFF"). Se incluye una resistencia calibrada en la línea de batería y en la de consumo. Conectando cada vez una potencia de consumo mayor se varía la corriente de consumo I_C de 0 a I_{max} amperes, con al menos 5 intervalos, registrando en cada punto los siguientes parámetros: V_{RB} , V_{RC} , $V_{RB}^{+RC^{+}}$, $V_{RB}^{-RC^{-}}$, I_B , I_C . Los criterios de aprobación establecen como límite máximo caídas internas de tensión de 0,480 V entre terminales de batería y consumo del regulador, en un sistema de 12 V (apartado CR11), sometido a la máxima corriente.

6.4.3.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, batería descargada ($SOC < 80 \%$), batería cargada ($SOC > 80 \%$), dos resistencias calibradas, multímetro y lámparas.

6.4.4 Umbrales de Regulación de Tensión

El objetivo de esta prueba es determinar los umbrales de regulación del regulador de carga sometido a distintas temperaturas. La función principal de los reguladores de carga es la protección contra la sobrecarga y la sobredescarga de la batería, por lo que un ajuste apropiado de acuerdo con el tipo de batería, contribuye a prolongar su tiempo de vida.

Procedimiento 6: Protección Contra Sobrecarga

Se conecta una batería cargada al regulador, con una resistencia variable intermedia en serie. Se conecta también al regulador una fuente de alimentación, que actúa como generador fotovoltaico. Para una corriente de generador no superior a 1 A se varía el valor de la resistencia, modificando de esta forma el valor de la tensión en terminales (de batería) del regulador. Se detecta el umbral de regulación (fin de carga) de la línea de generador, registrando el valor de tensión V_{RB} . En reguladores tipo encendido-apagado ("On-Off"), una vez interrumpida la carga de la batería ($I_B = 0$), la tensión desciende hasta que se detecta de nuevo la reconexión del generador. Se registra el valor de tensión V_{RB} en ese momento. El criterio de aceptación depende, en esta prueba, del conjunto batería-regulador de batería seleccionado para el SFD (apartados CR4, CR5, RR5 y SR4).

Esta evaluación debe realizarse bajo diferentes temperaturas (apartado CR6) que oscilan entre los -5 °C y los 45 °C. Para valores inferiores a la temperatura ambiente se usan las cámaras de un frigorífico doméstico (refrigerador y congelador). Para valores superiores, se emplea un horno adecuado. Este método no es tan común como el uso del refrigerador, pudiendo emplearse otros procedimientos para alcanzar altas temperaturas.

Procedimiento 7: Protección Contra Sobredescarga

Se conecta una fuente de alimentación en los terminales de batería del regulador, con una resistencia variable intermedia, en serie, fijando una tensión de 12 V. Además, se conecta una lámpara de baja potencia en los terminales correspondientes del regulador. Al variar el valor de la resistencia disminuye la tensión en el regulador,

V_{RB} , hasta que se produce el apagado de la lámpara. Se registra la tensión V_{RB} justo antes del apagado, siendo este el umbral de desconexión del consumo. Después de esta desconexión del consumo la tensión se vuelve a incrementar ($I_B=0$) hasta alcanzar el umbral de reconexión, instante en el que se enciende de nuevo la lámpara, debiendo registrar el valor de V_{RB} en el momento previo al encendido. Los criterios de aprobación de esta prueba dependen del equipo batería-regulador de batería seleccionado para el SFD (apartados CB4, CR2 y RR1).

Esta evaluación debe realizarse bajo diferentes temperaturas (apartado CR3) que oscilan entre los -5 °C y los 50 °C. Para valores inferiores a la temperatura ambiente se usan las cámaras de un frigorífico doméstico (refrigerador y congelador). Para valores superiores, se emplea un horno adecuado. Este método no es tan común como el uso del refrigerador, pudiendo emplearse otros procedimientos para alcanzar altas temperaturas.

6.4.4.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, resistencia variable, multímetro, batería completamente cargada, lámpara de baja potencia, frigorífico y horno domésticos.

La identificación de cualquier tipo de señal de alarma, bien sea acústica o luminosa, queda también recogida en esta evaluación (apartados CR20, CR21, RR3 y RR12).

6.4.5 Protecciones

Mediante esta evaluación se determina si el regulador de batería incluye mecanismos de protección que eviten daños a las personas o al propio regulador de batería en situaciones especiales que, por otra parte, son comunes durante su operación en los SFD. En todos los ensayos debe incluirse un fusible en la línea de batería ($I > 20$ A).

Procedimiento 8: Condición "Sin Batería"

Después de conectar la batería, la fuente de alimentación y las lámparas al regulador, se desconecta la batería con el generador y la carga encendidos para medir la tensión en los terminales de consumo del regulador, V_{RC} . Tras conectarla nuevamente, se comprueba la correcta operación del regulador (apartado CR14). Verificar que las lámparas no han sufrido daños (apartado CR15) y registrar el valor medido y cualquier anomalía que se aprecie.

Procedimiento 9: Polaridad Inversa en la Línea del Generador

Con la batería y generador conectados al regulador, invertir la polaridad del generador durante 1 minuto para detectar la aparición de anomalías. Volver a conectar la línea del generador con la polaridad correcta y verificar la correcta operación del regulador (apartado RR8).

Procedimiento 10: Polaridad Inversa en la Línea de la Batería

Conectar la batería al regulador con la polaridad invertida durante 1 minuto, para detectar la aparición de anomalías. Volver a conectar la línea de la batería con la polaridad correcta y verificar la correcta operación del regulador de carga (apartado RR8).

Procedimiento 11: Sobrecorriente

Aumentar 1,25 veces el valor de la corriente máxima específica en las líneas de carga o en el generador. Verifique las funciones de protección y la correcta operación del regulador de batería al aplicar la corriente nominal (apartado CS1).

El dispositivo podría no incluir este sistema de protección, en cuyo caso, aparecerán recomendaciones sobre métodos de protección externa para el generador y líneas de carga en la información.

Procedimiento 12: Cortocircuito

El regulador de carga se cortocircuita en el generador o en la línea de consumo. Comprobar su correcta operación tras reestablecer las condiciones normales (apartado CS1).

El dispositivo podría no incluir este sistema de protección, en cuyo caso, aparecerán recomendaciones sobre métodos de protección externa para el generador y líneas de carga en la información.

Procedimiento 13: Sobretensión

Comprobar la existencia de un dispositivo de protección contra sobretensión en las líneas de generador (apartado RR9) y de carga (apartado RR10) del regulador.

Procedimiento 14: Pérdidas de Corriente Inversa

Conectar la fuente de alimentación a los terminales de batería del regulador y fijar 12 V. Conectar entonces una resistencia de más de 10 Ω entre los terminales positivo y negativo del generador del regulador de batería. Comprobar si circula corriente (apartado CR13).

Procedimiento 15: Grado de Protección (IP)

Inspección visual de la caja del regulador de batería (apartados CR17 y RR7).

6.4.5.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, multímetro, batería, lámparas y resistencia $R > 10 \Omega$.

6.4.6 Resistencia Frente a Corriente Máxima

El objetivo de esta prueba es la verificación de la resistencia del regulador de batería bajo condiciones de alta corriente en el generador y en las líneas de carga. Los límites máximos vendrán fijados bien por las especificaciones del fabricante, bien por las características del SFD.

Procedimiento 16: Máxima Corriente (Caso 1)

Después de conectar batería, fuente de alimentación (como generador) y lámparas al regulador, se aumenta la corriente hasta 1,25 veces el valor de la corriente máxima especificada del regulador, en las líneas de consumo y de generador, durante 30 minutos y a 45 °C. Se verifica a continuación la correcta operación del regulador.

La corriente se aumenta progresivamente hasta alcanzar el valor especificado para determinar la corriente real que el dispositivo puede resistir sin sufrir daños.

Procedimiento 17: Máxima Corriente (Caso 2)

Después de conectar batería, fuente de alimentación (como generador) y lámparas al regulador, se aumenta la corriente hasta 1,25 veces el valor de la corriente máxima del generador (I_{sc}), en la línea del generador, o 1,25 veces la máxima corriente de consumo del SFD a la línea de consumo, durante 30 minutos y a 45 °C. Se verifica a continuación la correcta operación del regulador (apartado CR16).

La corriente se aumenta progresivamente hasta alcanzar su valor máximo para determinar la corriente real que el dispositivo puede resistir sin sufrir daños.

6.4.6.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, batería, lámparas, multímetro y horno doméstico.

6.5 EVALUACIÓN DE LAS LUMINARIAS

6.5.1 Recepción

Se recibirán cinco luminarias idénticas, de las cuales una se destinará a las pruebas de protección, otra para las pruebas de luminosidad y las otras tres para el proceso de envejecimiento. Presentamos en la figura 8 el esquema eléctrico de la luminaria.

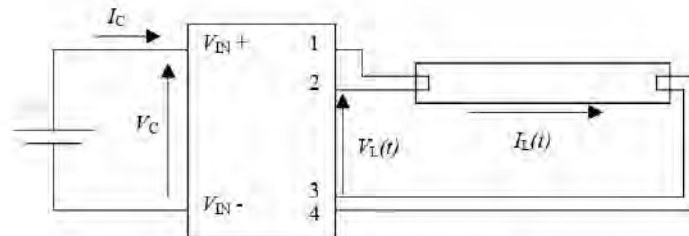


Figura 8: Esquema eléctrico de la luminaria.

Procedimiento 0: Inspección Visual

Mediante esta evaluación se comprueba si la luminaria suministrada por el fabricante cumple con los siguientes requisitos en el momento de su recepción:

- Ninguna de las partes activas del balasto está en contacto con los accesorios de alumbrado (apartado CL8).
- Lentes de la lámpara, rejillas de cobertura, etc. (si existen) a prueba de insectos (apartado CL9).
- Lentes de la lámpara, rejillas de cobertura, etc. (si existen) serán fácilmente extraíbles para cambiar los tubos o para su limpieza (apartado CL11).
- El tubo fluorescente será de tipo estándar (apartado CL10).
- Se valorará positivamente la inclusión de un reflector en la lámpara (apartado SL1).
- Las luminarias se suministrarán debidamente etiquetadas (apartado CS2).

6.5.2 Protecciones

Este examen tiene como finalidad determinar si la luminaria está dotada de los mecanismos de protección capaces de evitar daños a las personas o a la misma luminaria en situaciones comunes durante su operación en un SFD.

Procedimiento 1: Operación sin Tubo (Caso 1)

Polarícese el balasto a 12 V sin tubo durante 2 minutos mientras se registran la corriente suministrada I_C y las anomalías producidas por el balasto (alta temperatura, zumbido, etc). Después se cambia el tubo para comprobar si la luminaria funciona correctamente (apartado CL3). Se valorará positivamente un consumo del balasto inferior al 10 % de su potencia nominal (apartado RL1).

Procedimiento 2: Operación sin Tubo (Caso 2)

Se polariza el balasto a 12 V con tubo. Mientras el balasto está en funcionamiento, se retira el tubo durante 2 minutos para registrar de este modo la corriente suministrada I_C y las anomalías producidas por el balasto (alta temperatura, zumbido, etc.). Tras este periodo, se vuelve a colocar el tubo para comprobar si la luminaria funciona correctamente (apartado CL3).

Procedimiento 3: Operación con un Tubo Deteriorado

Se polariza el balasto a 12 V con un tubo deteriorado (o provocando un arco eléctrico mediante el cortocircuito de los contactos de la lámpara) durante 2 minutos, para registrar de este modo la corriente suministrada I_C y las anomalías producidas por el balasto (alta temperatura, zumbido, etc.). Tras este periodo, se coloca un tubo nuevo para comprobar que la luminaria funciona correctamente (apartado CL3).

Procedimiento 4: Inversión de la Polaridad

Se invierte la polaridad de la luminaria a 12 V durante 2 minutos, para registrar en este intervalo la corriente suministrada I_C y las anomalías producidas por el balasto. Después, se polariza correctamente y se verifica el buen funcionamiento de la luminaria (apartado CL3).

Procedimiento 5: Salida de Cortocircuito

Se polariza el balasto a 12 V sin tubo, y con su salida cortocircuitada durante 2 minutos, mientras se registran la corriente suministrada I_C y las anomalías producidas por el balasto. Después se vuelve a colocar el tubo y se verifica el buen funcionamiento de la luminaria (apartado CL3).

Procedimiento 6: Interferencias en la Frecuencia de Radio

Se polariza la luminaria a 12 V para comprobar si se registran interferencias en un aparato de radio portátil que se irá colocando a diferentes distancias (1, 2 y 3 m) (apartado CL4). A continuación se conecta un aparato de radio a la misma fuente de alimentación que la luminaria. De este modo se comprueban las interferencias radiadas y las transmitidas a través del cable.

6.5.2.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, Multímetro, Radio.

6.5.3 Durabilidad

El objetivo de esta prueba es la comprobación del tiempo de vida de las luminarias cuando se conectan y desconectan imitando la operación real del SFD, y consecuentemente, la comprobación de la frecuencia de mantenimiento debida al cambio de tubos, o a la rotura total del balasto.

Procedimiento 7: Resistencia al Ciclado

Se someten tres unidades de la luminaria a pruebas de ciclado consistentes en 60 minutos de conexión y 150 segundos de desconexión, con una tensión V_C de 12 V y a temperatura ambiente (aproximadamente 20 °C). Se registran las incidencias (emnegrecimiento de los electrodos, parpadeos, rotura de la luminaria), y se toman fotografías con el tubo conectado, cada 500 ciclos aproximadamente, para observar así la evolución de la luminaria. La resistencia al ciclado será considerada alta cuando las tres luminarias alcancen los 5 000 ciclos sin sufrir daños.

Procedimiento 8: Potencia de Entrada

Se polariza la luminaria a 12 V y tras una hora de operación se registra la corriente suministrada I_C para calcular la potencia real de entrada. El resultado del test se considerará "positivo" cuando la potencia de entrada sea al menos el 90 % de la potencia nominal.

6.5.3.1 Instrumentación

Multímetro, Fuente de alimentación, Cámara, Temporizador, Repetidor y Contador (éste último es opcional).

6.5.4 Condiciones Extremas

El objetivo de esta prueba es comprobar el comportamiento básico de la luminaria al someterla a condiciones atmosféricas severas. Esta prueba tiene un sentido especial cuando se conoce el lugar (y obviamente sus condiciones climáticas específicas) donde se ubicará.

Procedimiento 9: Altas Temperaturas

Se conecta la luminaria durante una hora, a una temperatura ambiente de 50 °C y con una tensión de 12 V. El resultado del test se considerará "positivo" cuando la luminaria opere normalmente y no se destruya.

Procedimiento 10: Bajas Temperaturas

Se polariza la luminaria con una tensión que variará entre 10,5 a 15 V, a una temperatura ambiente entre -20 °C y 10 °C. La polarización se realiza en distintas fases en las que se incrementa la tensión en 0,5 V (la lámpara debe apagarse durante 4 minutos en cada fase). Se comprobará que la luminaria se enciende correctamente.

6.5.4.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, Multímetro, Frigorífico, Horna.

6.5.5 Luminosidad

El objetivo de esta prueba es determinar, por una parte, el rendimiento luminoso de la lámpara y, por otra parte, si el flujo luminoso es suficiente de acuerdo con apartado correspondiente.

Procedimiento 14: Comportamiento Luminoso

La luminaria se introduce dentro de una caja negra (tras 1 000 ciclos de encendido y apagado de degradación), a una altura de aproximadamente 1,4 metros, y se polariza con una tensión de 12 V. Después de una hora de operación, se registra la máxima densidad del flujo luminoso en el fondo de la caja mediante un luxómetro. El cálculo del flujo luminoso de la luminaria se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Flujo luminoso (lm)} = F_a \cdot \text{densidad}$$

donde el valor de F_a se indica en la **Tabla II**, donde h es la altura en cm para diferentes potencias de tubos fluorescentes, y donde *densidad* es el valor máximo de la densidad del flujo luminoso (lux) medido.

$h(\text{cm})$	F_a (8 W)	F_a (13 W)	F_a (15 W)	F_a (18 W)	F_a (20 W)	F_a (10 W)
135	18,1126	18,3921	18,2758	18,5103	18,5103	18,1491
136	18,3803	18,6598	18,5435	18,7780	18,7780	18,4168
137	18,6500	18,9295	18,8132	19,0478	19,0478	18,6864
138	18,9216	19,2012	19,0848	19,3195	19,3195	18,9581
139	19,1952	19,4748	19,3585	19,5931	19,5931	19,2317
140	19,4708	19,7505	19,6341	19,8688	19,8688	19,5073
141	19,7484	20,0281	19,9116	20,1464	20,1464	19,7848
142	20,0279	20,3076	20,1912	20,4260	20,4260	20,0644
143	20,3094	20,5892	20,4727	20,7076	20,7076	20,3459
144	20,5929	20,8727	20,7562	20,9911	20,9911	20,6294
145	20,8784	21,1582	21,0417	21,2767	21,2767	20,9149

Tabla II.
Valores de F_a para diferentes potencias de tubos fluorescentes.

El resultado de esta prueba se considera "positivo" cuando el rendimiento luminoso sea de al menos 35 lm/W. Se valorarán los valores de rendimiento luminoso entre 50 lm/W o incluso 60 lm/W.

6.5.5.1 Instrumentación

Fuente de alimentación, Multímetro, Caja negra y Luxómetro.

6.6 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA

La eficiencia del sistema, debe medirse contrastando lo que consumen las cargas, contra la energía solar que recibe el captador del sistema (módulo o panel fotovoltaico). La eficiencia nominal, considerando la radiación estándar (1 000 Wh/m².día), y la eficiencia operacional considerando la energía solar medida durante el ensayo.

REGLAMENTO TÉCNICO "ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ENSAYOS DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HASTA 500 Wp"

Con relación a la eficiencia operacional, se debe considerar la influencia de la batería, y se determinará midiendo la energía solar requerida para cargar la batería durante cuatro horas desde el umbral de desconexión y con las cargas desconectadas; midiendo luego la energía realmente consumida por las cargas hasta el umbral de desconexión y con el módulo desconectado, para ello se puede seguir el procedimiento siguiente:

- a) Desconectar el módulo, y conectar la carga hasta que el regulador corte la corriente.
- b) Desconectar la carga y conectar el módulo por un período de 4 horas, midiendo la energía solar que se recibe durante el período.
- c) Desconectar el módulo y conectar la carga, midiendo el tiempo que transcurre hasta que el regulador corte la corriente.
- d) Determinar la eficiencia operacional como la relación entre la energía consumida por las cargas y la energía solar recibida por el módulo durante las cuatro horas de ensayo.

La eficiencia nominal no requiere incluir el comportamiento de la batería, y se determina en forma similar pero considerando la energía nominal que recibiría el módulo durante las cuatro horas a una radiación solar de $1\ 000\ \text{W.h/m}^2$.

Anexo C. Norma técnica de edificación EM080 instalación con energía solar

N.T.E. EM.080 INSTALACIONES CON ENERGIA SOLAR

**NORMA TECNICA DE EDIFICACION
EM080 INSTALACIONES CON ENERGIA
SOLAR**

INDICE

1. **GENERALIDADES**
2. **OBJETO**
3. **CAMPO DE APLICACIÓN**
4. **REFERENCIAS NORMATIVAS**
5. **GLOSARIO**
6. **CONSIDERACIONES GENERALES EN LA EDIFICACIÓN PARA INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR.**
 - 6.1 **SISTEMAS FOTOTÉRMICOS**
 - 6.2 **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

1. GENERALIDADES

En el aprovechamiento de la energía solar está contemplada la adopción de nuevas tecnologías para optimizar su uso.

La transformación para obtener el calentamiento de agua o de ambientes así como suministro eléctrico son formas de economizar energía y contribuir a disminuir la contaminación ambiental.

2. OBJETO

El presente Proyecto de Actualización establece las mínimas condiciones técnicas que se deben incluir en el diseño y construcción de una vivienda en las que se incluya el aprovechamiento de energía solar.

3. CAMPO DE APLICACIÓN

La presente norma de aplicación obligatoria a nivel nacional describe las especificaciones técnicas y los procedimientos constructivos básicos que deben cumplir las viviendas que incluyan sistemas solares fotovoltaicos y fototérmicos (para el calentamiento del agua).

Se recomienda a aquellos que realicen acuerdos basándose en ella, que analicen la conveniencia de usar las ediciones recientes de las normas citadas en las referencias normativas.

4. REFERENCIAS NORMATIVAS.

Norma Técnica de Edificación IS.010 Instalaciones sanitarias para edificaciones.

Norma Técnica Peruana NTP 399.482 2007: Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar. Procedimiento para su instalación eficiente.

Norma Técnica Peruana NTP 399.404 2006: Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar. Fundamentos para su dimensionamiento eficiente.

Norma Técnica Peruana NTP 399.403 2006: Sistemas Fotovoltaicos hasta 500 Wp. Especificaciones Técnicas y Método para la Calificación Energética.

Norma Técnica Peruana NTP 399.400 2001: Colectores Solares. Método de ensayo para determinar la eficiencia de los colectores solares

Resolución Ministerial R.M. N° 037-2006-MEM/DM Código Nacional de Electricidad

Resolución Directoral N° 003-2007-EM/DGE: Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.

Resolución Ministerial R.M. N° 091-2002-EM/VME Norma DGE Terminología en Electricidad y Símbolos Gráficos en Electricidad.

5. GLOSARIO

Arreglo fotovoltaico: Conjunto de paneles fotovoltaicos interconectados en serie o en paralelo, de acuerdo a las características de la corriente eléctrica requerida por las cargas a satisfacer.

Batería: Es el dispositivo que permite el almacenamiento de energía eléctrica, mediante la transformación reversible de energía eléctrica en energía química.

Colector solar: Es un dispositivo diseñado para absorber la radiación solar y transformarla en calor. Los colectores solares planos tienen una superficie absorbente plana.

Controlador de carga: Dispositivo eléctrico-mecánico o electrónico cuya función principal es proteger a la batería de eventuales sobrecargas o descargas más allá de los límites sugeridos por el fabricante.

Edificación solar pasiva: Aquella en la que la propia edificación se ha diseñado y construido para que pueda satisfacer por sí misma las necesidades de calefacción y refrigeración.

Inversor de corriente: Dispositivo electrónico que permite convertir la corriente continua en alterna para satisfacer los requerimientos de funcionamiento de cargas que requieren corriente alterna para su funcionamiento.

Panel fotovoltaico o módulo fotovoltaico: Conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí en serie o en paralelo con el fin de generar cantidades de corriente y voltaje requeridos por una carga determinada.

Radiación solar: Energía emitida por el sol que incide en la superficie terrestre.

Tablero: Dispositivo electromecánico concebido para facilitar la interconexión eléctrica controlador-circuitos de carga, proteger al controlador de sobrecargas por cortocircuito en el uso; administrar mejor el uso de la energía; facilitar modificaciones en los circuitos de suministro eléctrico a las cargas.

Tanque de almacenamiento: Para un sistema fototérmico es el depósito que permite conservar el agua caliente hasta su utilización.

Torta de barro: Término usado generalmente para designar a la cobertura o techo liviano compuesto de vigas y viguetas de madera, cañas y un recubrimiento final de barro.

6. CONSIDERACIONES GENERALES EN LA EDIFICACIÓN PARA INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR.

6.1 SISTEMAS FOTOTÉRMICOS

En este punto se muestra específicamente las mínimas condiciones técnicas que en la construcción de una vivienda se deben prever para la instalación y mantenimiento de termas solares.

6.1.1 LUGAR DE UBICACIÓN

- Las termas solares se pueden disponer en terrazas, techos, patios, o cualquier área donde se pueda instalar una estructura adecuada que sirva de apoyo y soporte de la terma solar a instalar teniendo en cuenta que no deben existir elementos que obstaculicen la incidencia de los rayos solares sobre el área colectora o que puedan interferir en su buen funcionamiento (vegetación, nieve, tierra, construcciones cercanas, cables aéreos, etc.) y así reduzcan su rendimiento térmico.
- Debe preverse mediante cálculos que la carga de la terma solar no afecte la resistencia del lugar de ubicación sobre el que se disponga.
- Su ubicación no debe conllevar ningún riesgo para la salud de las personas por lo que se tiene que dejar libre las rutas de escape en caso de emergencias.
- Según las dimensiones de la terma solar, deben dejarse las circulaciones y espacios adecuados para el correcto traslado, mantenimiento y limpieza de todos los elementos que la componen.

N.T.E. EM.080 INSTALACIONES CON ENERGIA SOLAR

- Deben ubicarse próximas a los suministros de agua fría y/o caliente así como al sistema de desagüe (este caso se utiliza en el momento de la limpieza del colector).
- Para una alta confiabilidad se recomienda el uso de termas que tengan la opción de funcionamiento alterno (electricidad, gas u otros). Por lo tanto deben ubicarse próximas a un punto de salida de gas, eléctrica u otros.
- Los colectores y soportes, deben instalarse de tal modo que el agua que fluya sobre su superficie, no dañe la edificación ni cause erosión prematura de los techos.

6.1.2 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

- Los colectores solares planos deben estar orientados hacia el norte y mantener un ángulo de inclinación equivalente a la latitud del lugar de instalación mas 10 grados.

6.1.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

- La estructura de soporte de los colectores y del tanque de almacenamiento deben ser fijados a elementos estructurales del techo o de la superficie donde se instalen, mediante el uso de piezas de fijación de tamaño adecuado.
- La estructura de soporte debe estar orientado hacia el norte y mantener un ángulo de inclinación equivalente a la latitud del lugar de instalación mas 10 grados.
- Los soportes deben proveer un adecuado paso y sujeción de la tubería.
- Cuando se requiera el paso de algún componente del sistema fototermico a través de partes estructurales de la edificación, las modificaciones deben cumplir con lo previsto en el Reglamento Nacional de Edificaciones. Esta recomendación tiene por objeto prevenir el eventual efecto debilitador del paso de tuberías, canales, ductos con conductores eléctricos y otros equipamientos mecánicos sobre partes estructurales, superando las cargas admisibles.

6.1.4 SUPERFICIE Y PESO

- El tanque para almacenamiento de agua de la terma solar debe instalarse de modo que no exceda los límites de carga del diseño estructural del piso u otros elementos de soporte y se montará en posición vertical u horizontal, de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
Para el cálculo de la capacidad del tanque para almacenamiento se seguirá lo indicado en la norma la norma IS.010 Instalaciones sanitarias para edificaciones.

6.1.5 PROTECCIONES Y ELEMENTOS DE SEGURIDAD

Las instalaciones y conexiones de agua fría o caliente (excepción de las conexiones entre colector y tanque) deberán seguir lo estipulado en las normas señaladas en III.3 Instalaciones sanitarias del Reglamento Nacional de Edificaciones.

- Las instalaciones y conexiones de electricidad o gas deberán seguir lo estipulado en las normas EM010 Instalaciones eléctricas interiores y EM040 Instalaciones de gas, incluidas en el Reglamento Nacional de Edificaciones.
- Se recomienda que el acabado de la superficie o techo donde se instale el tanque de almacenamiento debe tener una protección o acabado final que resista de manera óptima las filtraciones de agua en caso de rotura del tanque.
- Las partes metálicas de los componentes sometidos a la acción de la electricidad, con los que pueda darse el contacto humano, se deberán conectar a un sistema eléctrico de puesta a tierra según Código Nacional de Electricidad – Utilización.

6.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**6.2.1 DATOS TÉCNICOS**

En las siguientes tablas se muestran las características técnicas mínimas de los módulos fotovoltaicos que deberán ser proporcionados por el proveedor.

Características Físicas	Unidades
Altura	milímetros (mm)
Ancho	milímetros (mm)
Espesor	milímetros (mm)
Peso	kilogramos (kg)

Características Eléctricas	Unidades
Potencia pico (P _{máx})	watt (W)
Corriente cortocircuito (I _{sc})	ampere (A)
Tensión circuito abierto (V _{oc})	volt (V)
Corriente máxima potencia (I _{max})	ampere (A)
Tensión máxima potencia (V _{max})	volt (V)

6.2.2 LUGAR DE UBICACIÓN.

- Los paneles o módulos fotovoltaicos se pueden instalar en terrazas, tejados, patios, ventanas, balcones, paredes, cornisas, postes, etc. teniendo muy en cuenta que no deben existir obstáculos que les puedan dar sombra (como vegetación, nieve, tierra, elementos constructivos, otras edificaciones cercanas, otros módulos, etc.) al menos durante las horas centrales del día.
- Si se permite el montaje en los tejados, considere una separación adecuada entre los módulos y el tejado ó cubierta para permitir la circulación del aire.
- Los paneles deben ser montados de tal manera que tengan un fácil acceso a los servicios de limpieza, mantenimiento así como los espacios mínimos para una buena circulación de los usuarios. Esto también se aplica a la batería y al controlador.
- Los paneles no deben colocarse cerca de fuentes contaminantes como chimeneas industriales de combustión, carreteras polvorientas, etc. así como de elementos de almacenamiento de agua para evitar el deterioro del panel fotovoltaico.
- De preferencia los paneles deben ubicarse cerca de los lugares donde se ubicaran la unidad de control, la batería y el uso final, para evitar cables largos que elevan el costo y originan pérdidas de disipación.
- La unidad de control y batería de almacenamiento deben instalarse dentro de un espacio que pueda soportar las inclemencias del clima, los golpes, etc. y que tenga suficiente ventilación natural. Evitar los lugares expuestos directamente a la luz del sol.
- Si la batería de almacenamiento tiene electrolito líquido debe ubicarse en un ambiente aislado que evite el contacto de los gases emanados con los componentes electrónicos.
- Deben tomarse precauciones para evitar el cortocircuito accidental de los terminales de la batería.
- La instalación de los cables debe cumplir con lo estipulado en el Código Nacional de Electricidad.
- Los cables deben asegurarse a las estructuras de soporte o a las paredes, para evitar esfuerzos mecánicos sobre otros elementos de la instalación eléctrica (cajas de conexión, balastos, interruptores, etc.).
- Así mismo, su ubicación no debe conllevar ningún riesgo para la seguridad y la salud de las personas por lo que se tiene que dejar libre las rutas de escape en caso de emergencias.

6.2.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

N.T.E. EM.080 INSTALACIONES CON ENERGIA SOLAR

- La orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos debe analizarse de tal modo que reciba una óptima radiación solar para el abastecimiento eléctrico de la vivienda de acuerdo con los usos y necesidades.
- Los paneles fotovoltaicos estacionarios deben estar orientados hacia el norte y mantener un ángulo de inclinación equivalente a la latitud del lugar de instalación mas 10 grados.

6.2.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE.

- Si el montaje se hace sobre la cobertura o tejado, las estructuras de soporte no deberán fijarse a las tejas o a las calaminas, sino a las vigas u otro elemento de la estructura de la vivienda.
- La estructura del techo o marco de soporte así como el anclaje de los paneles deben ser lo suficientemente fuertes para soportar las cargas extras como las del viento (especialmente en áreas donde se dan ventiscas o tormentas). Como el panel es rectangular, la mínima fuerza de palanca ejercida por el viento se tiene cuando el lado más largo es paralelo a la superficie de montaje (suelo o techo).
- En caso de utilizarse estructuras metálicas, éstas deberán pintarse con un esmalte anticorrosivo no contaminante para proteger la integridad del panel fotovoltaico. Si se quiere utilizar ángulos de acero galvanizados y no vive cerca del mar (aire salino) puede usar ferretería de acero. En todos los casos se deberán sellar adecuadamente las perforaciones hechas en las azoteas para no perjudicar la impermeabilización del mismo.
- Si ubica una estructura de soporte sobre el techo, considere una separación adecuada entre los paneles y el techo, para facilitar su ventilación. Esta recomendación es muy importante si el techo es metálico. Para techos que no son planos, el ángulo de inclinación del soporte debe incluir el del techo. Si vive en la montaña y nieva considerablemente, el sostén debe tener una altura superior al máximo previsto para la acumulación de nieve, para evitar el sombreado de las células. En estos lugares, coloque el lado más corto del panel fotovoltaico paralelo al suelo, a fin de que la nieve resbale al calentarse el mismo.
- Debe tomarse en cuenta que el cálculo y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permita las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los paneles fotovoltaicos.
- El diseño de las estructuras de soporte debe facilitar la limpieza de los módulos fotovoltaicos y la inspección de las cajas de conexión.

6.2.5 SUPERFICIE Y PESO

- Superficie
La superficie que se requiere para una instalación con paneles fotovoltaicos depende de la irradiación solar del lugar, de la potencia y energía que se requiere suministrar así como de las características técnicas del módulo fotovoltaico.
Para cálculos preliminares de diseño arquitectónico se puede considerar que para cada kWp de paneles fotovoltaicos se requiere una superficie aproximada de 10 m².
- Peso
El peso del panel fotovoltaico varía de acuerdo a la superficie que ocupa. Se puede considerar un aproximado de 15 kg/m².
Por otro lado la estructura de soporte del panel fotovoltaico varía de acuerdo al material empleado (hierro, aluminio, madera, etc.), a la forma de anclaje, etc.
Hay que prever la resistencia de la superficie que la soporta como techos de torta de barro, concreto, paja, etc.

6.2.6 PROTECCIONES Y ELEMENTOS DE SEGURIDAD ELECTRICA.

- La instalación fotovoltaica incorporará los elementos y las características necesarias para garantizar en todo momento la calidad y la seguridad del suministro eléctrico (frente contactos directos e indirectos, cortocircuitos,

N.T.E. EM.080 INSTALACIONES CON ENERGIA SOLAR

sobrecargas, etc.) de modo que cumplan las directivas del Código Nacional de Electricidad.

- La Toma a Tierra debe ser conectada al marco metálico del panel fotovoltaico. De haber más paneles, conecte los marcos metálicos entre sí utilizando alambre conductor para puesta a tierra. El propósito de esta conexión es conducir cualquier carga eléctrica inducida en la superficie del panel a tierra, cuando se producen tormentas eléctricas. La misión de esta tierra no es actuar como pararrayo, sino conseguir que las cargas inducidas sobre la superficie del panel fotovoltaico se redistribuyan en una mayor superficie (tierra).
- Blindaje, si se quiere proteger los cables contra roedores puede usarse un blindaje mecánico usando una cobertura espirada flexible, estos blindajes deben ser cortados diagonalmente, paralelo al espiral, como los bordes son filosos y dispares se hace necesario terminar el blindaje usando conectores que protejan la zona del corte y, a la vez, puedan ser insertados en una de las partes removibles de las cajas de conexiones.

Anexo D. Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural



**RESOLUCIÓN DIRECTORAL
N° 003-2007-EM/DGE**

Lima, 12 de febrero de 2007

CONSIDERANDO

Que, en el Artículo 1° de la Ley 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales Aisladas y de Frontera del País, publicada el 16 de junio de 2005, establece que dicha Ley tiene por objeto promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación, con el fin de contribuir al desarrollo integral de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país, así como mejorar la calidad de vida de la población rural y proteger el medio ambiente;

Que, en el Artículo 8° de la Ley N° 28546, establece que los sistemas eléctricos a partir de la energía renovable no convencional deberán contar con normas estándares de diseño y construcción que se adecuen a las zonas rurales aisladas y de frontera del país;

Que, en el Artículo 2° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, publicada el 1 de junio de 2006, se declara de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, la Primera Disposición Final de la Ley N° 28749, establece que se debe dar prioridad al aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables de origen solar, eólico, geotérmico, hidráulico y biomasa existentes en el territorio nacional, así como su empleo para el desarrollo sostenible en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país;

Que, en el literal i) del Artículo 37° del Decreto Supremo N° 025-2003, Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, establece que es función de la Dirección General de Electricidad fomentar el aprovechamiento y desarrollo sostenible de los recursos energéticos renovables y no renovables, el uso racional y eficiente de la energía y el desarrollo de nuevas tecnologías para su utilización en los proyectos de electrificación;

Que, es necesario mejorar y ampliar el alcance del Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp", aprobado mediante Resolución Directoral N° 030-2005-EM/DGE y publicada el 20 de mayo de 2005 en el Diario Oficial "El Peruano";

Que, la Dirección Ejecutiva de Proyectos ha propuesto la sustitución del Reglamento Técnico mencionado anteriormente por el Reglamento Técnico "Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes";

Que, en aplicación de lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 182-2001-EM/SG, el proyecto de la presente Resolución Directoral fue prepublicado en la página Web del Ministerio de Energía y Minas;

De conformidad con lo establecido en el Artículo 37° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 025-2003-EM,

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Sustitúyase el Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Ensayos de los Componentes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos hasta 500 Wp, por el Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural, cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y en la página web del Ministerio de Energía y Minas: www.minem.gob.pe.

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JORGE AGUINAGA DÍAZ
Director General
Dirección General de Electricidad

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

REGLAMENTO TÉCNICO

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN
DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES
PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

Enero, 2007

ÍNDICE

I.- OBJETIVO	
II.- ALCANCES	
III.- APLICACIONES	
IV.- NORMAS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA	
V.- COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICO	
VI.- INFORMACIÓN GENERAL	
VII.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SEV Y SUS COMPONENTES	
A. REQUISITOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	
1. Características generales	
2. Características físicas	
3. Protección	
4. Características eléctricas	
B. REQUISITOS DEL CONTROLADOR DE CARGA	
1. Características generales	
2. Características físicas	
3. Características eléctricas	
4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación	
5. Protecciones	
C. REQUISITOS DE LA BATERÍA	
1. Características generales	
2. Características físicas	
3. Características eléctricas	
D. REQUISITOS DEL CONVERTIDOR CC/CC	
1. Características generales	
2. Características físicas	
3. Características eléctricas	
4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación	
5. Protecciones	
E. REQUISITOS DE LA LUMINARIA EN CC	
1. Características generales	
2. Características físicas	
3. Características eléctricas	
4. Características luminosas	
5. Funcionamiento en condiciones extremas de funcionamiento	
6. Protecciones	
F. REQUISITOS DEL INVERSOR CC/CA	
1. Características generales	
2. Características físicas	
3. Características eléctricas	
4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación	
5. Protecciones	
G. REQUISITOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	
1. Características generales	
2. Características físicas	
3. Características eléctricas	
4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación	
5. Protecciones	
VIII. PROCEDIMIENTOS DE ENSAYO DEL SEV Y SUS COMPONENTES	
A. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	
1. Nomenclatura y definiciones	
2. Evaluaciones generales	
3. Evaluaciones físicas	
4. Evaluaciones eléctricas	
4.1. Banco de ensayo	
4.1.1. Instrumentos de medición	
4.1.2. Dispositivos auxiliares	
4.1.3. Condiciones generales de medición	
4.2. Parámetros eléctricos	
4.2.1. Medición de la corriente de cortocircuito	
4.2.1.1. Configuración del banco de ensayo	
4.2.1.2. Procedimiento	
4.2.2. Medición de la tensión de circuito abierto	
4.2.2.1. Configuración del banco de ensayo	
4.2.2.2. Procedimiento	
4.2.3. Evaluación de la potencia máxima	
4.2.3.1. Configuración del banco de ensayo	
4.2.3.2. Procedimiento	
B. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA	
1. Evaluaciones generales	
2. Evaluaciones físicas	
3. Evaluaciones eléctricas	
3.1. Banco de ensayo	

- 3.1.1. Instrumentos de medición
- 3.1.2. Dispositivos auxiliares
- 3.1.3. Condiciones generales de medición
- 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
- 3.2. Parámetros eléctricos
 - 3.2.1. Medición de las tensiones de desconexión y reposición de carga del generador fotovoltaico
 - 3.2.2. Medición de las tensiones de desconexión y reposición del consumo
 - 3.2.3. Medición de la profundidad de descarga
 - 3.2.4. Medición de la caída de tensión
 - 3.2.5. Medición del autoconsumo
 - 3.2.6. Evaluaciones de las interferencias
- 3.3. Evaluación del funcionamiento en condiciones extremas de operación
- 3.4. Evaluaciones de las protecciones
- C. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE LA BATERÍA
 - 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 3.2.1. Medición de la carga inicial
 - 3.2.2. Medición de la capacidad estabilizada de la batería
 - 3.2.3. Medición de la autodescarga
- D. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL CONVERTIDOR CC/CC
 - 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 4. Evaluación de las protecciones
- E. PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE LA LUMINARIA EN CC
 - 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 3.3. Cuidado
 - 3.3.1. Banco de ensayo
 - 3.3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.3.1.3. Configuración del banco de ensayo
 - 3.3.2. Temperatura de las lámparas
 - 3.3.3. Tiempos predeterminados
 - 3.4. Evaluación del flujo luminoso

- 3.4.1. Banco de ensayo
 - 3.4.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.4.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.4.1.3. Configuración del banco de ensayo
- 3.5. Condiciones extremas de funcionamiento
- 3.6. Interferencia
- 3.7. Protección
- F. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL INVERSOR CC/CA
 - 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Parámetros eléctricos
 - 3.2.1. Medición de la eficiencia, distorsión armónica total, variación de la frecuencia y tensión de salida CA, tensiones de desconexión y reposición de las cargas y autoconsumo
 - 3.2.2. Evaluación de la compatibilidad de las cargas
 - 3.2.3. Evaluación de la sobrecorriente
 - 3.2.4. Evaluación de las interferencias
 - 4. Evaluaciones de las protecciones
 - 5. Evaluación del funcionamiento del inversor en condiciones extremas de operación
- G. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
 - 1. Evaluaciones generales
 - 2. Evaluaciones físicas
 - 3. Evaluaciones eléctricas
 - 3.1. Banco de ensayo
 - 3.1.1. Instrumentos de medición
 - 3.1.2. Dispositivos auxiliares
 - 3.1.3. Condiciones generales de medición
 - 3.1.4. Configuración del banco de ensayo
 - 3.2. Evaluación del SFV
 - 3.3. Evaluación de las lámparas incandescentes
 - 3.4. Evaluación del funcionamiento de los componentes y accesorios
 - 3.5. Evaluación de interruptores
 - 3.6. Evaluación de cables
 - 4. Evaluación de protecciones

ANEXO INFORME DE EVALUACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE LA BATERÍA

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL CONVERTIDOR CC/CC

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE LA LUMINARIA

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL INVERSOR CC/CA

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

REGLAMENTO TÉCNICO ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

I. OBJETIVO

El presente Reglamento establece las especificaciones técnicas y los procedimientos de evaluación que debe cumplir el Sistema Fotovoltaico (SFV) y sus componentes.

II. ALCANCES

Las especificaciones técnicas del presente Reglamento Técnico describen las características mínimas que deben cumplir el SFV y sus componentes, así como los procedimientos para verificar el cumplimiento de éstos. Estas evaluaciones pueden ser realizadas por laboratorios nacionales que cuenten con instrumentos de medición de uso común y dispositivos auxiliares de amplio uso (hornos, refrigeradoras, entre otros).

III. APLICACIONES

El presente Reglamento Técnico se refiere al SFV y sus componentes: módulos fotovoltaicos cristalinos, controladores de carga, baterías de plomo-ácido, convertidores CC/CC, luminarias con fluorescente recto o PL e inversores CC/CA.

El presente Reglamento Técnico es de uso obligatorio para los Proyectos de Electrificación Rural que se desarrollen en el marco de la Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural, y de la Ley 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País. En este sentido, en el presente Reglamento Técnico, se hace mención a las expresiones "Solicitado" y "Especificado" para referirse al valor o rango de valores que se indica en el Reglamento Técnico, términos de referencia, orden de compra, o similar.

En general, los SFV son generalmente utilizados para la electrificación de viviendas y servicios comunales (postas médicas, centros comunales, escuelas, entre otros) en zonas rurales, para atender demandas de electricidad en corriente continua - CC (TV en B/N, radios, entre otros) y/o demandas de electricidad en corriente alterna - CA (TV a color, reproductores de video, conservadoras, pequeños motores, computadoras, entre otros).

Toda vez que la mayoría de las instalaciones de SFV se ejecutan a 12 VCC, se ha considerado conveniente usar esta tensión como referencia para la elaboración del presente Reglamento Técnico. En el caso que el sistema funcione a una tensión nominal diferente, se debe realizar las adecuaciones correspondientes a las tensiones colocadas en cada caso.

IV. NORMAS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

A continuación se mencionan las principales normas y documentos de referencia que han sido consultados para la elaboración del presente Reglamento.

- IEC-61215. Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación de diseño y aprobación de tipo.
- IEEE-Standard 1262. Recommended Practices for Qualification of Photovoltaic (PV) modules, April, 1996.
- IEC 60529. Degrees of protection provided by enclosures (IP-code).
- DIN 40050. Road vehicles: degrees of protection (IP-code).
- IEC 60811 "Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos"

- Universal Technical Standard for Solar Home Systems. Thermie B SUP 995-96, EC-DGXVII, 1998.
- Programa Brasileiro de Etiquetagem. Teste operacional de disponibilidade energética de sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica. 2004.
- Salazar, Ivo. Procedimientos de qualificação e aceitação de componentes de sistemas fotovoltaicos domiciliars. Programa Interinstituições de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo. 2004.

V. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Según la configuración, los SFV pueden estar compuestos por los siguientes componentes:

- Un generador fotovoltaico compuesto por uno o más módulos fotovoltaicos.
- Un soporte para el generador fotovoltaico.
- Un banco de baterías de plomo-ácido compuesto por una o más baterías.
- Uno o más controladores de carga.
- Un convertidor CC/CC.
- Un inversor CC/CA.
- Luminaria en CC u otras cargas de consumo en CC o CA.
- Accesorios (cables, interruptores, cajas de conexión, tableros de conexión, caja de baterías, soporte de módulos, entre otros).

VI. INFORMACIÓN GENERAL

Las características del SFV y su funcionamiento dependen de las características del medio donde operará, del régimen de consumo eléctrico, entre otros. Por ello, a modo de orientación será importante, en primer lugar, definir las características climáticas y geográficas donde se instalará el sistema y, en segundo lugar, definir la capacidad del sistema y de cada uno de sus componentes.

En general, se sugiere que los SFV se destinen a lugares que tengan una climatología y geografía similar, a fin de especificar adecuadamente los SFV, sin necesidad de sobredimensionarlos y por ende obtener una reducción de costos. En el caso que se desconozca el lugar de destino final, debe tomarse en cuenta las condiciones extremas del área donde se intervendrá o en el caso extremo usar las siguientes condiciones generales:

- Irradiancia solar mínima mensual anual: 3.5 kWh/m² día
- Irradiancia solar instantánea máxima anual: 1200 W/m²
- Humedad relativa: 90 %
- Rango de temperaturas ambiente: -10 °C a 45 °C
- Velocidad máxima del viento: 120 km/h
- Altura: 5 000 m.s.n.m

A fin de poder realizar un control de las características generales del sistema durante la lectura del Reglamento Técnico, se recomienda llenar la ficha que aparece en la Tabla N° 1.

Tabla N° 1. Características Generales del Sistema Fotovoltaico y del Medio

Descripción	CARGAS			
	Potencia nominal (W)	Cantidad (Unid.)	Horas de funcionamiento	Consumo nominal (kWh CA)
Luminarias				CC
Carga 2				
Carga 3				
Carga "n"				

-SFV-					
Descripción	Capacidad nominal	Unidad	Cantidad	Enchufe nominal	Observaciones
Módulo PV					
Controlador de carga					
Bateria					
Convertidor C/C/C					
Inversor C/C/A					
MEDIO					
Descripción					
Intensidad solar mínima mensual (kWh/m ² -dia)					
Intensidad solar máxima anual					
Temperatura máxima (°C)					
Temperatura mínima (°C)					
Humedad relativa máxima (%)					
Altura (metros)					

VII. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL SFV Y SUS COMPONENTES

Las especificaciones referidas al SFV y sus componentes se han agrupado, principalmente, en cinco grupos genéricos:

- **Generales**, especificaciones relacionadas con las informaciones técnicas que deben acompañar a cada componente.
- **Físicas**, especificaciones destinadas a facilitar las actividades de instalación y mantenimiento, así como para garantizar un mínimo de acabado y las características específicas de los materiales usados en la fabricación de los componentes.
- **Eléctricas**, especificaciones que procuran garantizar que los SFV y sus componentes funcionen adecuadamente por un tiempo determinado.
- **Funcionamiento en condiciones extremas de operación**, especificaciones destinadas a garantizar el funcionamiento de los componentes en eventuales condiciones críticas.
- **Protecciones**, especificaciones destinadas a proteger un componente, o más en casos fortuitos.

A. REQUISITOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

1. Características generales

- MFV-CG-1. Debe estar certificado de acuerdo a la norma internacional IEC-61215 "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Calificación del diseño y aprobación de tipo", IEEE-1262 "Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic (PV) Modules" o equivalente.
- MFV-CG-2. Debe tener un certificado de garantía del fabricante sobre la potencia pico del módulo fotovoltaico. Debe indicarse en el certificado la marca, modelo y potencia pico del módulo y el tiempo de garantía.
- MFV-CG-3. Debe estar acompañado, como mínimo, por su cartilla de especificaciones técnicas, de uso, por las Curvas Corriente vs Tensión para 500, 600, 700, 800, 900 y 1000 W/m² de irradiancia solar, para temperaturas ambiente de 40 °C, 30 °C y 20 °C, y velocidad del viento de 1 m/s y la curva o factor de reducción de capacidad por envejecimiento.
- MFV-CG-4. Debe estar debidamente etiquetado. La etiqueta debe estar pegada firmemente o impresa sobre la superficie inferior del módulo fotovoltaico. En ella debe constar la marca, modelo, número de serie, denominación comercial (si tuviera), fecha de fabricación, tipo de

módulo, tensión nominal, potencia máxima en watt pico (Wp) a CEM¹, temperatura normal de operación de la célula, tensión máxima en CEM, corriente máxima en CEM, tensión de circuito abierto en CEM, corriente de cortocircuito en CEM.

2. Características físicas

- MFV-CF-1. Tener un mínimo de 33 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la sierra y 36 células fotovoltaicas, si el módulo se instala en localidades de la costa o amazonia.
- MFV-CF-3. En el caso que el módulo fotovoltaico cuenta con un marco, este debe ser de aluminio anodizado y rígido. La fijación del módulo fotovoltaico a su soporte sólo podrá realizarse mediante elementos mecánicos (tornillos, tuercas, arandelas, etc.).
- MFV-CF-4. Verificar que no se presenten en el módulo fotovoltaico los siguientes defectos visibles:
- Células rotas o agrietadas.
 - Células desalineadas.
 - Restos notables de la metalización en la cara frontal de las células.
 - Impurezas en el laminado.
 - Burbujas en el encapsulado.
 - Rotura del vidrio frontal.
 - Rotura de la cinta de conexión.
 - Illegibilidad o borrado de la etiqueta.
 - Módulo sucio con manchas de silicona o encapsulante.
 - Tedlar dañado o perforado.
 - Caja de conexiones rota o con desprendimiento total o parcial.
 - Intersticios en la unión entre el marco de aluminio anodizado y el módulo fotovoltaico, donde puedan ingresar agua o elementos extraños.

3. Protecciones

- MFV-P-1. La caja de conexión debe estar firmemente unida al módulo y contar con dos diodos de "by pass". Las entradas y salidas de los cables deben estar provistos con prensaestopas para lograr una efectiva hermeticidad. El índice de protección (IP) mínimo, luego de instalados los cables y prensaestopas correspondientes, debe ser IP54.
- MFV-P-2. Los módulos fotovoltaicos deben tener dos diodos de "by pass".

4. Características eléctricas

- MFV-CE-1. La potencia pico (Wp) del módulo fotovoltaico debe ser declarado en CEM.
- MFV-CE-2. La potencia pico (Wp) del módulo fotovoltaico después de 20 años de operación, no debe ser inferior al 20 % de su potencia inicial.

¹ Condición Estándar de Medición: irradiancia solar de 1.000 W/m²; temperatura de célula de 25 °C y masa de aire AM 1.5.

MFV-CE-3. La tensión del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, a una temperatura ambiente igual a la máxima anual del lugar y a una irradiancia de 800 W/m^2 , $V_{\text{MPP}}(T_{\text{MAX}})$ debe estar comprendida en el rango de 14,5 V a 15,0 V.

B. REQUISITOS DEL CONTROLADOR DE CARGA

1. Características generales

C-CG-1. Debe estar debidamente etiquetado, con indicaciones mínimas como el nombre del fabricante, modelo, número de serie, denominación comercial (si tuviera), capacidad en amperes del lado del generador fotovoltaico y del consumo, y la tensión nominal de operación.

C-CG-2. Debe estar acompañado por la siguiente documentación: cartilla de especificaciones técnicas (las presentadas en la etiqueta, las tensiones de desconexión y reposición de carga del generador fotovoltaico, las tensiones de desconexión y reposición del consumo, el factor de corrección de tensión por temperatura, diagrama eléctrico especificando claramente las polaridades y los terminales correspondientes a cada componente, tipo de controlador y explicación detallada de la información visual que entrega el controlador), de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.

C-CG-3. Debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SIFV sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características técnicas del controlador en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

C-CG-4. La vida útil del controlador no debe ser menor a 10 años.

2. Características físicas

C-CF-1. La superficie del controlador de carga debe ser de material inoxidable o, en su defecto, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.

C-CF-2. Los terminales del controlador deben ser de fácil acceso, estar claramente indicados sus polaridades y el componente a ser conectado. Esta señalización debe ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico.

C-CF-3. El fusible debe ser fácilmente cambiable, sin requerir el uso de herramientas y sin necesidad de destapar el controlador. El postafusible debe estar firmemente unido al controlador, permitir el acceso con facilidad al fusible, su posición debe estar claramente identificada, así como, su capacidad en amperes.

C-CF-4. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable.

3. Características eléctricas

C-CE-1. La "Tensión de desconexión del consumo" debe corresponder al valor de la profundidad de descarga máxima (PD_{MAX}) y la tasa de descarga

especificada. La PD_{MAX} no debe exceder los valores que figuran en la siguiente tabla.

Tipo de Batería	PD_{MAX} (%)
Tubular SIF	80
- Clásica	40
- Modificada	50
- Bajo mantenimiento	20

C-CE-2. La "tensión de reposición del consumo" debe ser 0,8 V a 1 V superior a la "tensión de desconexión del consumo".

C-CE-3. La "tensión de alarma por proximidad de desconexión del consumo" no debe ser mayor a 0,5 V ni menor a 0,2 V en relación a la "tensión de desconexión del consumo".

C-CE-4. La "tensión de desconexión de carga" para los controladores de carga tipo on/off debe estar en el rango de 14,2 V y 14,5 V a 25 °C, y para el tipo PWM en el rango de 13,8 V y 14,1 V a 25 °C.

C-CE-5. La "tensión de reposición de carga" para los controladores on/off debe ser 0,8 V a 1 V menor a la "Tensión de desconexión de carga", si el controlador usa relés electromecánicos, la reposición de las cargas debe ser realizada solamente después de transcurrido, por lo menos, 1 minuto.

C-CE-6. Las tensiones no deben modificarse en más de 1 % producto de la variación de la corriente.

C-CE-7. Las caídas internas de tensión entre cualquiera de los terminales del controlador deben ser de 4 %, como máximo, para cualquier condición de funcionamiento solicitado.

C-CE-8. El autoconsumo del controlador en cualquier condición climática, geográfica y de funcionamiento solicitado no debe exceder el dos por mil (2 %) de su capacidad nominal de carga (lado del generador fotovoltaico) en amperes.

C-CE-9. Debe contar con un dispositivo automático para cambiar las tensiones de desconexión y la reposición de carga, producto del cambio de la temperatura ambiente. El factor de corrección debe estar entre -18 mV/°C y -30 mV/°C. En ningún caso el controlador debe hacer esta corrección para las tensiones asociadas al consumo.

C-CE-10. No debe producir ruido o interferencias en otros componentes, en las cargas de consumo, especialmente en aparatos de recepción o emisión de señales a una distancia de más de 50 cm.

C-CE-11. Debe ser automático. Opcionalmente el dispositivo de información visual podrá ser apagado o encendido manualmente. La información mínima proporcionada por el controlador debe ser la siguiente:

- indicación de entrega de corriente por el generador fotovoltaico
- estado de carga referencial de la batería
- alarma por proximidad de desconexión del consumo
- alarma por desconexión del consumo

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

C-FCEO-1. Debe funcionar en cualquier condición de batería desconectada, es decir el generador fotovoltaico (generando) y las cargas de consumo encendidas o apagadas, garantizando una tensión de salida a las cargas no mayor de 1,25 veces la tensión nominal del sistema.

C-FCEO-2. Debe funcionar, sin presentar ninguna deficiencia, para la menor y mayor temperatura de la región donde será instalado. Las características técnicas del controlador en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

5. Protecciones

C-P-1. La caja del controlador debe poseer, como mínimo, un índice de protección:

- IP 61 al instalar en regiones costeras o andinas que no superen los 2300 msnm
- IP 43 para las regiones con alturas superiores a los 2300 msnm
- IP 53 cuando sean instalados en regiones amazónicas o en caja de selva que no superen los 2300 msnm

Opcionalmente, el controlador podrá ser instalado en una caja certificada con el índice de protección correspondiente a cada caso. El volumen mínimo de esta caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del controlador. La instalación del controlador debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja, dejando espacios suficientes (mínimo 3 cm) a cada lado del controlador.

En el caso que se quiera usar la caja certificada para incorporar otros componentes, las distancias mínimas entre componentes y paredes laterales debe ser de 3 cm

C-P-2. De no contar el controlador con una protección electrónica, este debe ser protegido mediante fusibles.

C-P-3. Debe contar con protecciones contra corrientes inversas.

C-P-4. Debe estar protegido contra inversiones de polaridad en cualquier línea (generador fotovoltaico, batería y consumo)

C-P-5. Debe contar con protecciones contra cortocircuito en las líneas de consumo y de batería.

C-P-6. Debe estar protegido contra sobrecargas.

C. REQUISITOS DE LA BATERÍA

1. Características generales

B-CG-1. Debe estar debidamente etiquetada. La etiqueta debe estar pegada firmemente o impresa sobre la superficie (lateral o superior) de la batería. Debe constar en ella la marca, modelo, número de serie, denominación comercial (si tuviera), fecha de fabricación, tensión nominal y capacidad en A.h para una determinada cantidad de horas de la descarga que también debe ser indicada.

B-CG-2. Debe estar acompañada de su cartilla de especificaciones técnicas, de operación y mantenimiento, de instalación y los certificados de garantía solicitados. Las especificaciones deben incluir las informaciones presentadas en la etiqueta, la densidad del electrolito, las curvas de carga y descarga para distintos números de horas, como mínimo para 10, 20 y 100 horas.

B-CG-3. La batería debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV, sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características técnicas de la batería en esas condiciones deben ser igual o superior a las solicitadas.

2. Características físicas

B-GF-1. Debe contar con algún dispositivo de fijación como parte integral de la caja de la batería que facilite el transporte de la batería con seguridad.

B-GF-2. La polaridad debe estar señalizada sobre la caja de la batería al lado de cada terminal mediante una impresión en bajo o alto relieve con las siguientes simbologías, "+" para la polaridad positiva y "-" para la polaridad negativa.

B-CF-3. Los terminales de la batería deben ser fijados a los cables mediante pernos, los cuales deben ser entregados con sus respectivas arandelas y tuercas.

B-CF-4. Las tapas de la batería deben poder ser retiradas manualmente sin mayores dificultades y sin necesidad de herramientas.

B-CF-5. Al estar la batería completamente cargada, la densidad del electrolito debe estar entre 1,20 g/cm³ y 1,229 g/cm³ en regiones con temperaturas promedio superiores a 30 °C, 1,23 g/cm³ y 1,25 g/cm³ en regiones con temperaturas promedio que se encuentren entre 15 °C y 30 °C y 1,26 g/cm³ y 1,28 g/cm³ en regiones con temperaturas promedio inferiores a 15 °C.

B-CF-6. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable.

3. Características eléctricas

B-CE-1. Debe tener la capacidad solicitada, en Ah, en las horas de descarga solicitadas a 25 °C con un factor de corrección de la capacidad por temperatura de 1% / °C. La capacidad medida no debe ser menor al 5 % ni mayor al 20 % de la capacidad solicitada.

B-CE-2. Estando la batería completamente cargada, su capacidad no debe disminuir por efecto de autodescarga, en un lapso de un mes en más de 6 % en regiones con temperaturas promedio superiores a 30 °C, 8 % en regiones con temperaturas promedio que se encuentren entre 15 °C y 30 °C y 3 % en regiones con temperaturas promedio inferiores a 15 °C.

B-CE-3. La capacidad inicial de la batería debe ser igual o mayor al 80 % de su capacidad nominal.

B-CE-4. La batería después de, por lo menos, 300 ciclos, a la profundidad de descarga máxima solicitada y a la temperatura de 25 °C, debe tener una capacidad superior al 80 % de su capacidad nominal.

D. REQUISITOS DEL CONVERTIDOR CC/CC

1. Características generales

- CV-CG-1. Debe estar etiquetado. La etiqueta debe estar localizada sobre la superficie del convertidor CC/CC, conteniendo la siguiente información: nombre del fabricante, modelo, denominación comercial (si tuviera), tensión de entrada, tensiones de salida y capacidad.
- CV-CG-2. Debe estar acompañado por la siguiente documentación: cartilla de especificaciones técnicas (las indicadas en la etiqueta y sus protecciones), de instalación, operación y mantenimiento y los certificados de garantía solicitados.
- CV-CG-3. El tiempo de vida de los convertidores CC/CC debe ser superior a 5 años.
- CV-CG-4. El convertidor debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características técnicas del convertidor en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

2. Características físicas

- CV-CF-1. Todos los terminales del convertidor, deben permitir una fácil conexión de cables de, por lo menos, 2,5 mm² de sección.
- CV-CF-2. Debe ser de estado sólido o de resistencia de divisores de tensión.
- CV-CF-3. La selección de las tensiones debe realizarse mediante la presión de interruptores o el giro de una perilla.
- CV-CF-4. Los terminales del convertidor deben ser de fácil acceso y sus polaridades y el componente a ser conectado estar claramente indicados. Esta señalización debe ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico.
- CV-CF-5. De no poseer el convertidor una protección electrónica, ésta debe ser garantizada mediante fusibles. Para ello, el portafusible del convertidor debe permitir un fácil acceso al fusible, cuya ubicación y capacidad en amperos debe estar claramente identificada. El fusible debe ser fácilmente cambiable, sin requerir el uso de herramientas y sin necesidad de destapar el controlador. El portafusible debe estar firmemente unido al convertidor.
- CV-CF-6. La superficie del convertidor debe ser de material inoxidable o en su defecto arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.
- CV-CF-7. Los terminales de conexión del convertidor deben indicar claramente el componente a conectar y su respectiva polaridad.
- CV-CF-8. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable.

3. Características eléctricas

- CV-CE-1. Debe funcionar con una tensión de entrada entre 11,0 V y 15,0 V.
- CV-CE-2. El convertidor debe suministrar tensiones de salida, como mínimo, de 9,0 V, 6,0 V y 3,0 V.
- CV-CE-3. El autoconsumo del convertidor, en cualquier condición de funcionamiento solicitado, no debe exceder los 10 mA.
- CV-CE-4. Debe resistir sin presentar daños al circular una corriente equivalente a la solicitada durante 1 hora en cualquier condición climática o geográfica solicitada.
- CV-CE-5. No debe producir ruidos o interferencias en otros componentes o en otras cargas de consumo, especialmente en aparatos de recepción o emisión de señales a más de 50 cm.

4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación

- CV-FCEO-1. Debe funcionar, sin presentar ninguna deficiencia, para la menor y mayor temperatura de la región donde será instalado. Las características técnicas del controlador en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.

5. Protecciones

- CV-P-1. Debe estar protegido contra sobrecargas.
- CV-P-2. Debe estar protegido contra una inversión de polaridad, tanto en la línea del controlador como en la del consumo.
- CV-P-4. Debe estar protegido contra cortocircuitos.
- CV-P-3. La caja del convertidor debe poseer, como mínimo, un índice de protección:
- IP 61 al instalar en regiones costeras o andinas que no superen los 2.300 msnm.
 - IP 43 para las regiones con alturas superiores a los 2.300 msnm.
 - IP 53 cuando sean instalados en regiones amazónicas o en caja de selva que no superen los 2300 msnm.

Opcionalmente, el convertidor podrá ser instalado en una caja certificada con el índice de protección correspondiente a cada caso. El volumen mínimo de esta caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del convertidor. La instalación del convertidor debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja, dejando espacios suficientes (mínimo 3 cm) a cada lado del convertidor.

En el caso que se quiera usar la caja certificada para incorporar otros componentes, las distancias mínimas entre componentes y paredes laterales debe ser de 3 cm.

E. REQUISITOS DE LA LUMINARIA EN CC

1. Características generales

- L-CG-1. La luminaria debe estar debidamente etiquetada. La etiqueta debe estar

	ubicada sobre la superficie de la luminaria y conteniendo la siguiente información: nombre del fabricante, modelo, denominación comercial (si tuviera), tensión de entrada, potencias del reactor y de la lámpara y el flujo luminoso.		
L-CG-2.	Cada luminaria debe estar acompañada por la siguiente documentación: cartilla de especificaciones técnicas (las presentadas en la etiqueta y sus protecciones), de instalación, operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.		
L-CG-3.	En el caso que la luminaria posea un tubo fluorescente recto o del tipo PL, éstos deben estar comercialmente disponibles en las cercanías del lugar de la instalación.		
L-CG-4.	La luminaria debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características técnicas de la luminaria en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.		
2. Características físicas			
L-CF-1.	La polaridad de los terminales o de los cables de conexión debe estar claramente identificada sobre la superficie de la luminaria.		
L-CF-2.	En el caso de que la luminaria posea un fluorescente recto o del tipo PL, esta debe ser desmontable. Una vez desmontada, debe ser posible identificar, por separado y como mínimo, la cubierta (si tuviera), la estructura metálica (incluido el reflector), el balasto y la lámpara. El retiro de la cubierta y de la lámpara debe ser de forma manual y de manera fácil, sin uso de herramientas.		
L-CF-3.	La superficie debe ser de material resistente a la oxidación o en su defecto arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).		
L-CF-4.	El proceso de limpieza de la luminaria no debe presentar peligro de causar heridas ni de desprendimiento de la pintura o material de la cubierta.		
L-CF-5.	La forma de la luminaria debe permitir una instalación fácil.		
L-CF-6.	Los electrodos de las lámparas no deben estar conectados a los elementos de fijación (regletas, etc.) de las luminarias.		
L-CF-7.	Los difusores, reflectores, cubiertas, etc. (si existen) deben poder desmontarse fácilmente por el usuario, para el reemplazo de las lámparas o para limpieza.		
L-CF-8.	Los terminales de la luminaria deben ser de fácil acceso y sus polaridades estar indicadas. Esta señalización debe ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico.		
L-CF-9.	Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable.		
		3. Características eléctricas	
		L-CE-1.	El balasto debe asegurar un encendido seguro y regulado en el rango de tensiones de 11,0 V a 15,0 V para cualquier condición de operación especificada.
		L-CE-2.	No debe producir ningún tipo de ruido o interferencia en otros componentes o cargas de consumo especialmente en aparatos de recepción o emisión de señales a más de 1,0 m en todo el rango de tensiones de 11,0 a 15,0 V y bajo cualquier condición de funcionamiento solicitado.
		L-CE-3.	La temperatura en la superficie de la luminaria, próximo al balasto, debe ser inferior a los 50 °C.
		L-CE-4.	La potencia CC mínima requerida en la entrada del balasto debe ser, como mínimo, el 90 % del valor nominal de la lámpara a la tensión nominal del balasto.
		L-CE-5.	El número de ciclos de la luminaria debe ser superior a 5 000 ciclos para la menor temperatura especificada. La degradación de sus características eléctricas no debe ser mayor a 5 % al alcanzar los 5 000 ciclos.
		L-CE-6.	El consumo de la luminaria con tubos fluorescente rectos o del tipo PL al operar sin su lámpara fluorescente, debe ser menor al 20 % de su consumo nominal a su tensión nominal.
		4. Características luminosas	
		L-CL-1.	El rendimiento lumínico del conjunto balasto-lámpara fluorescente debe ser como mínimo 35 lum/W a una tensión de 12 V.
		5. Funcionamiento en condiciones extremas de operación	
		L-FCEO-1.	Debe funcionar, sin presentar ninguna deficiencia, para la menor y mayor temperatura de la región donde será instalado. Las características técnicas de la luminaria en esas condiciones deben ser iguales o superiores a las solicitadas.
		6. Protecciones	
		LP-1.	Debe estar protegida contra inversiones de polaridad.
		LP-2.	Debe funcionar por tiempo indeterminado sin lámpara.
		LP-3.	Debe funcionar por tiempo indeterminado con la lámpara quemada.
		LP-4.	La luminaria debe poseer, como mínimo, un índice de protección: <ul style="list-style-type: none"> • IP 61 para regiones costeras o andinas que no superen los 2300 msnm. • IP 43 para las regiones con alturas superiores a los 2 300 msnm. • IP 53 para regiones amazónicas o en caja de selva que no superen los 2300 msnm.
		F. REQUISITOS DEL INVERSOR CC/CA	
		1. Características generales	

I-CG-1.	Debe estar debidamente etiquetado. La etiqueta debe estar localizada sobre la superficie del inversor y conteniendo la siguiente información: nombre del fabricante, modelo, número de serie, denominación comercial (si tuviera), tensión de entrada, tensión de salida, potencia nominal y el diagrama eléctrico, el cual debe mostrar claramente la localización de los terminales para hacer las conexiones en corriente continua y alterna.	3. Características eléctricas
I-CG-2.	El inversor debe estar acompañado por su cartilla de especificaciones técnicas (las presentadas en la etiqueta, eficiencia eléctrica para cargas parciales, autoconsumo, corriente pico, tensión de desconexión de las cargas y protecciones), de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.	I-CE-1. La distorsión armónica total en tensión del inversor debe ser inferior a 5 % en relación a la tensión fundamental RMS de la forma de onda para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V.
I-CG-3.	Debe funcionar bajo las condiciones climáticas y geográficas de la región donde será instalado el SFV, sin presentar ninguna deficiencia de funcionamiento. Las características del inversor en estas condiciones deben ser iguales o superiores a lo solicitado.	I-CE-2. El autoconsumo del inversor en modo de espera o en vacío, debe ser menor que 3 % de la potencia de consumo nominal del inversor para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,0 V a 13,5 V.
2. Características físicas		I-CE-3. Debe tener una eficiencia superior al 80 % para factores de carga entre 15% y 90 % para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V para cualquier condición de funcionamiento solicitado.
I-CF-1.	La superficie del inversor debe ser de material inoxidable o, en su defecto, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.	I-CE-4. La tensión de salida en corriente alterna se debe mantener entre ± 10 % del valor nominal, para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V.
I-CF-2.	La polandad de los terminales del lado CC y CA, deben estar identificados claramente sobre la superficie del inversor.	I-CE-5. La frecuencia nominal se debe mantener entre ± 5 % del valor nominal para cualquier factor de carga y para todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,5 V.
I-CF-3.	En el caso que el inversor sea protegido mediante fusibles o elementos similares, la localización del fusible debe estar claramente identificada. El fusible o elemento similar debe poder ser cambiado por el usuario de forma simple, sin necesidad de abrir el inversor o del uso de herramientas.	I-CE-6. La tensión de desconexión del consumo debe ser mayor a 11,4 V y menor a 11,7 V.
I-CF-4.	De no poseer el inversor una protección electrónica ésta debe ser garantizada mediante fusibles. Para ello, el portafusible del inversor debe permitir un fácil acceso al fusible, cuya ubicación y capacidad en amperes debe estar claramente identificada. El fusible debe ser fácilmente cambiable, sin requerir el uso de herramientas y sin necesidad de destapar el controlador. El portafusible debe estar firmemente unido al inversor.	I-CE-7. La tensión de alarma por corte inminente del consumo debe estar entre 11,82 V y 12,0 V.
I-CF-5.	Se debe tener acceso a la placa electrónica del inversor, debiendo ser posible identificar sus dispositivos a fin de que pueda ser reparado localmente. De ninguna manera debe encontrarse sellado o su placa o dispositivos cubiertos con algún material.	I-CE-8. La tensión de reposición del consumo debe estar entre 13,5 V y 13,8 V.
I-CF-6.	El encendido del inversor podrá ser automático o manual. En cualquier caso, el inversor debe contar con un interruptor para el encendido o apagado del equipo.	I-CE-9. La información visual proporcionada por el inversor debe ser clara, la misma que puede darse mediante señales luminosas, digitales o analógicas. El inversor debe proporcionar como información mínima la siguiente: tensión o estado de carga de la batería referencial, señal de alarma por proximidad de desconexión de las cargas y desconexión del consumo.
I-CF-7.	Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios deben ser de material inoxidable.	I-CE-10. Debe ser compatible con las cargas a ser conectadas a este, tanto parcialmente como en conjunto.
		I-CE-11. Debe entregar hasta 6 veces su corriente nominal al momento de encender una o más cargas para todo el rango de factores de carga desde que la batería o el conjunto de éstas tengan una tensión igual o superior a 13,0 V.
		I-CE-12. No debe producir ruido o interferencias en otros componentes o en las cargas de consumo, especialmente en aparatos de recepción o emisión de señales a una distancia de más de 3 metros.
		4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación
		I-FCEO-1. Debe soportar sobrecargas de 25 % durante 1 minuto y de 50 % durante dos segundos desde que la batería o el conjunto de éstas tengan una tensión de entrada igual o superior a 12,1 V.

5. Protecciones

I-P-1. Debe estar protegido contra cualquier apagado repentino en la alimentación en CC en todo el rango de tensiones de entrada de 11,4 V a 13,8 V y para cualquier factor de carga.

I-P-2. Debe estar protegido contra inversiones de polaridad a la entrada del inversor.

I-P-3. La caja del inversor debe poseer, como mínimo, un índice de protección:

- IP 61 para regiones costeras o andinas que no superen los 2 300 msnm.
- IP 43 para regiones con alturas superiores a los 2 300 msnm.
- IP 53 para regiones amazónicas o en caja de selva que no superen los 2 300 msnm.

Opcionalmente, el inversor podrá ser instalado en una caja certificada con el índice de protección correspondiente a cada caso. El volumen mínimo de esta caja debe ser equivalente a 2 veces al volumen del inversor. La instalación del inversor debe realizarse en el centro de la pared posterior de la caja.

En el caso que se quiera usar la caja certificada para incorporar otros componentes, las distancias mínimas entre componentes y las paredes laterales debe ser de 5 cm.

G. REQUISITOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

1. Características generales

SFV-CG-1. Todos los materiales necesarios para la instalación (tornillos, conectores, elementos de soporte y fijación, etc.) deben estar incluidos en el suministro de los SFV.

SFV-CG-2. Todos los terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios propios de cada componente, así como los usados para la instalación, deben ser de material inoxidable.

SFV-CG-3. Los componentes del sistema deben funcionar tanto individualmente como en conjunto para las condiciones climáticas y geométricas solicitadas.

2. Características físicas

SFV-CF-2. Todos los tornillos de los componentes deben ser de cabeza plana, astrola o mixta. No deben requerirse herramientas especiales o de uso poco común, por ejemplo llaves Allen.

SFV-CF-3. Los fusibles utilizados deben ser de amplia distribución en el mercado, especialmente en los sectores rurales. Asimismo, su capacidad debe encontrarse entre el 120 % y el 150 % de la máxima corriente que circulará por el SFV.

SFV-CF-4. Todos los terminales de los componentes deben estar firmemente unidos a los mismos. De la misma forma, el terminal debe permitir conexiones seguras y mecánicamente fuertes al cable correspondiente.

SFV-CF-5. Los SFV deben incorporar una caja de conexiones, en la cual se deben colocar los fusibles, interruptores u otros

elementos de seguridad. El índice de protección de la caja de conexiones debe ser igual o mejor que el del controlador de carga. La superficie exterior debe ser de material resistente a la oxidación o, en su defecto, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica). Las salidas de la caja de conexiones deben encontrarse selladas mediante prensaestopas.

SFV-CF-6. El soporte del generador fotovoltaico debe tener las siguientes características:

- Tener un ángulo de inclinación no menor a

Latitud	Mínimo grado de inclinación
Igual o menor a 5°	10°
Mayor a 5°	Latitud del lugar más 5°

- Ser de aluminio.
- Resistir vientos de hasta 120 km/h.

SFV-CF-7. Todas las estructuras y postes de madera deben ser de alta densidad (0,8 gr/cm³ a 0,9 gr/cm³), cortada del duramen, y con un tiempo de secado al ambiente superior a los dos meses.

SFV-CF-8. El generador fotovoltaico deberá ser instalado en un lugar que permita la mayor captación de la irradiancia solar durante el año siempre y cuando no se afecte el funcionamiento del SFV. En caso que el generador fotovoltaico tenga que ser instalado sobre el techo, éste debe tener una separación de, por lo menos, 5 cm entre los módulos y el techo o cubierta. Las estructuras de soporte deben fijarse a las vigas del techo u otro elemento importante de la estructura de la vivienda.

SFV-CF-9. La batería debe estar ubicada en una caja de baterías bien ventilada, con malla mosquetero si es instalada en alguna región amazónica. La caja podrá ser de una madera resistente a las condiciones climáticas del lugar o de metal debidamente protegido contra corrosión, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica). En este último caso debe colocarse un elemento aislante (por ejemplo, madera) entre la caja de baterías y la batería.

Las dimensiones de la caja de baterías deben ser 1,5 veces más grande que el banco de baterías y su disposición debe facilitar las actividades de mantenimiento, especialmente para verificar la densidad del electrolito y para la limpieza de los bornes de la batería. Esta caja de baterías debe ser colocada en las afueras del local donde se ubiquen las cargas.

SFV-CF-10. El banco de baterías debe estar conformado como máximo por dos baterías en paralelo y no debe conectarse baterías de diferentes capacidades, marcas, modelos o con distintas fechas de fabricación. Las baterías que a ser instaladas en serie o en paralelo, deben tener una capacidad similar ($\pm 2,5$ %). Para ello deben tomarse las previsiones del caso a fin de asegurar esta condición.

SFV-CF-11. Si la luminaria está destinada a un ambiente donde se produzca humo (por ejemplo, la cocina) o emisiones de partículas, ésta debe necesariamente estar protegida por una cubierta rígida

- transparente, de fácil instalación y retiro. La cubierta debe estar unida a la luminaria de tal forma que evite la formación de suciedad en la lámpara y en el reflector.
- SFV-CF-12. Todos los dispositivos de control (controlador, convertidor CC/CC, inversor, entre otros) deben ser colocados dentro de un tablero de control con las siguientes características:
- Ser de madera resistente a las condiciones climáticas del lugar o de metal debidamente protegido contra corrosión: arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).
 - Tener las dimensiones adecuadas para la ubicación de todos los componentes, a excepción del banco de baterías y las cargas correspondientes a cada SFV, dejando un espacio mínimo de 10 cm entre componentes y de 15 cm entre estos y las paredes laterales.
 - En el caso que algún componente no tuviera el IP solicitado, el tablero de control debe tener al menos este índice. Para ello el proveedor debe entregar el certificado correspondiente.
- SFV-CF-13. Los cables deben:
- Respetar un código de colores.
 - Estar debidamente etiquetados. Indicando en la cubierta protectora exterior, por lo menos, el tipo de cable, sección y fabricante del mismo (Según la NTP 370.252).
 - Cumplir con la norma IEC 60811 "Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos" o la Norma Técnica Peruana respectiva. Como mínimo deben ser del tipo RHW para exteriores y THW para interiores (NTP 370.252).
 - Estar dotados con terminales específicos y de cobre en el caso que su sección sea $\geq 4 \text{ mm}^2$. En caso contrario, deben ser retorcidos y estañados para lograr una conexión adecuada.
 - Ser asegurados a las estructuras de soporte o a las paredes con grapas a intervalos de 30 cm, como máximo, para así asegurar su posición vertical u horizontal, nunca oblicuamente.
- SFV-CF-14. Todos los elementos metálicos a emplearse no deben ser expuestos a la corrosión que se produce cuando hay contacto entre dos metales distintos.
- SFV-CF-15. Todas las combinaciones enchufe/tomacorriente deben ser polanzados.
- 3. Características eléctricas**
- SFV-CE-1. La capacidad útil del banco de baterías (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir entre 2 y 4 días de autonomía para las condiciones climáticas especificadas.
- SFV-CE-2. El uso de luminarias incandescentes está permitido, siempre que su potencia sea inferior al 5 % la potencia pico del generador fotovoltaico en CEM.
- SFV-CE-3. La capacidad de los interruptores de CA debe ser superior, como mínimo,

- en 200 % a la corriente máxima a ser interrumpida en CC.
- SFV-CE-4. Los cables deben tener una sección adecuada que permita caídas de tensión, entre los componentes, inferiores al 2 %, cuando por ellos circule la máxima corriente correspondiente.
- 4. Funcionamiento en condiciones extremas de operación**
- SFV-FCEO-1. El tamaño y la característica del SFV deben asegurar que la energía producida durante el peor mes, como mínimo, iguale a la demandada por las cargas especificadas.
- 5. Protecciones**
- SFV-P-1. Los componentes que no cuentan con una protección propia deben estar protegidos contra sobrecorrientes, cortocircuitos y corriente inversa, mediante fusibles, diodos, interruptores, entre otros.
- SFV-P-2. Los sistemas fotovoltaicos en CA con potencias de generación superior a los 500 Wp, deben tener como mínimo una puesta a tierra que esté compuesta por lo siguiente elementos:
- 01 varistor de corriente continua apropiado para las condiciones especificadas en corriente y tensión.
 - 01 varistor de corriente alterna apropiado para las condiciones especificadas en corriente y tensión.
 - 01 varilla de cobre sólido de sección circular de $\frac{3}{4}$ " diámetro y 1 m de largo.
 - 10 m de cable de cobre Nº 16 mm^2 .
 - 01 pozo con una tapa de registro de 40 x 40 x 40 cm.
 - Accesorios necesarios para la fijación de sus elementos.
 - La resistencia eléctrica máxima de la toma de tierra debe ser de 20 Ω .

VIII. PROCEDIMIENTOS DE ENSAYO DE SFV Y SUS COMPONENTES

A. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

1. Nomenclatura y Definiciones

Símbolo	Unidad	Parámetro
β_s	V/°C	Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto
ϕ	°	Latitud local
$D(t)$	W/m^2	Irradiancia solar difusa que incide sobre la superficie horizontal
FF	—	Factor de forma del módulo fotovoltaico
FF_c	—	Factor de forma ideal del módulo fotovoltaico
G	W/m^2	Irradiancia solar global que incide sobre la superficie del módulo fotovoltaico
$G(t)$	W/m^2	Irradiancia solar global que incide sobre la superficie horizontal
I	A	Corriente suministrada por el módulo fotovoltaico
I_m	A	Corriente suministrada por el módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia
I_{sc}	A	Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico
$I_{sc,ref}$	A	Corriente de cortocircuito del módulo sensor de irradiancia
I_{sh}	A	Corriente medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para la primera estimación de R_s

Símbolo	Unidad	Parámetro
I_{sc}	A	Corriente medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para el cálculo de R_s
N_c	—	Número de células conectadas en serie en el módulo fotovoltaico
R_s	Ω	Resistencia serie de un módulo fotovoltaico (modelo de 1 exponencial)
$R_{s,est}$	Ω	Primera estimación del parámetro R_s
r_s	—	Resistencia serie normalizada de una célula solar
T_c	$^{\circ}C$	Temperatura de operación de las células de un módulo fotovoltaico
V	V	Tensión de un módulo fotovoltaico
V_{MPP}	V	Tensión de un módulo fotovoltaico en su punto de máxima potencia
V_{oc}	V	Tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico
$V_{oc,n}$	V	Tensión de circuito abierto normalizada de una célula solar
$V_{oc,sen}$	V	Tensión de circuito abierto del módulo sensor de temperatura de célula
$V_{oc,est}$	V	Tensión medida en el módulo fotovoltaico, utilizado para la primera estimación de R_s
$V_{oc,n}$	V	Tensión medida en el módulo fotovoltaico, utilizada para el cálculo de R_s
$P(T)$	W	Potencia térmodinámica a la temperatura T
w	m/s	Velocidad del viento
P_p	W	Potencia máxima suministrada por un módulo fotovoltaico

Nota: En los casos donde se indique un asterisco (*) al lado de un símbolo debe entenderse que el valor de este parámetro está dado a CEM.

2. Evaluaciones generales

- Verificar que el módulo fotovoltaico cuente con los certificados solicitados.
- Registrar en una ficha técnica las características técnicas declaradas por el fabricante en la etiqueta.
- Verificar que el módulo fotovoltaico se encuentre acompañado de las cartillas de especificaciones técnicas, de instalación, las curvas corriente vs tensión para diferentes condiciones de irradiancia y temperatura de célula.
- Verificar que el módulo fotovoltaico posea una curva o factor de reducción de capacidad por envejecimiento del módulo fotovoltaico y comprobar mediante de esta curva y/o factor, que después de 20 años el módulo fotovoltaico tenga una potencia (igual o mayor al 80 % de su valor nominal).
- Verificar que el módulo se encuentra debidamente etiquetado.

3. Evaluaciones físicas

- Contar el número de células que conforman el módulo fotovoltaico. Dicha cantidad deberá corresponder, como mínimo, a la solicitada.
- Verificar que la caja de conexión esté firmemente unida al módulo, mediante la manipulación de la caja.
- Conectar el cable, destinado al módulo fotovoltaico, a las terminales de la caja de conexiones, verificar que este entre con facilidad y que pueda ser ajustado con un desamador tipo plano, estrella o mixto.
- Verificar que el módulo cuenta con dos diodos de "by pass".
- Una vez colocado el cable y las prensaestopas, verificar que el índice de protección de la caja de conexiones es IP54.
- Si el módulo fotovoltaico cuenta con un marco, verificar que este sea de aluminio anodizado y que se encuentra firmemente unido al módulo, asimismo, que no existan intersticios donde puedan ingresar agua o elementos extraños en su interior.
- Verificar que todos los pernos, tuercas, arandelas y demás accesorios que forman parte del módulo o que sirven para su instalación sean de material inoxidable.

- Verificar que el módulo fotovoltaico no presente ningún defecto visible, como los siguientes:

DEFECTO	CRITERIOS DE RECHAZO
Células rotas o agrietadas	Rotura, fractura o agrietamiento que suponga la separación de más del 10 % del área de la célula
Células desalineadas	Aspecto de desalineación que permita un contacto físico entre células
Metalización en la cara frontal de las células	Presencia de restos notables de metalización
Impurezas en el laminado	Existencia de impurezas con una cobertura de más del 1 % del área de la célula
Burbujas en el encapsulado	Presencia de burbujas que establecen comunicación entre las células y el marco o el borde del módulo
Vidrio frontal	Rotura
Cinta de conexión	Rotura
Etiquetas (incluido número de serie)	Ilegibilidad o borrado del texto
Módulo sucio	Presencia de suciedad, por ejemplo manchas de silicona o encapsulante
Tejedor	Dañado o perforado
Deficiente unión marco y módulo fotovoltaico	Intersticios en los que pueden ingresar agua o elementos extraños
Caja de conexión	Rota o desprendida (total o parcialmente)

4. Evaluaciones eléctricas

4.1. Banco de ensayo

4.1.1. Instrumentos de medición

Para realizar los ensayos será necesario contar como mínimo con los siguientes instrumentos de medición:

Item	Descripción	Cant.	Unidad	Capacidad	Precisión	Resolución
1	Módulo sensor de temperatura de célula calibrado	1	$^{\circ}C$	0 - 100	0.1 %	1 decimal
2	Módulo sensor de irradiancia calibrado	1	W/m ²	0 - 2000	0.1 %	1 decimal
3	Radiómetro sensor de irradiancia difusa	1	W/m ²	0 - 2000	0.1 %	1 decimal
4	Resistencia de precisión o Shunt	2	mV	Mayor a 10 A	0.1 %	1 decimal
5	Anemómetro	1	m/s	Mayor a 20 m/s	0.1 %	1 decimal
6	Voltímetro	3	V	Mayor a 20V	0.1 %	2 decimales
7	Ohmímetro	1	Ω	Hasta 9M Ω	0.1 %	1 decimal

Nota:
1 Para el caso de los módulos sensores, la capacidad puede estar dada también en mV, siempre que se mantenga la precisión del dispositivo.

4.1.2. Dispositivos auxiliares

Item	Descripción	Cant.	Unidad	Capacidad
1	Batería	1	A.h	Mayor a 50 A.h-12Vcc
2	Potenciometro	1	ohms	Mayor a 20 Ω

4.1.3. Condiciones Generales de Medición

Verificar que

- La irradiancia global incidente sobre la superficie del módulo sea mayor a 600 W/m²
- La fracción difusa de la irradiancia global sea menor a 0,2
- La velocidad del viento se encuentre en el rango de 1 m/s a 8 m/s.
- La posición de los módulos fotovoltaicos y sensores sean coplanares.
- Los módulos fotovoltaicos y sensores tengan una separación, en relación a objetos o superficies localizados debajo del módulo fotovoltaico, mayor a 5 cm y una separación en relación a objetos o paredes laterales superior a 5 m.
- Los módulos fotovoltaicos y sensores estén orientados hacia el ecuador y con una inclinación que optimice

la captación de la irradiancia para las condiciones de medición del lugar.

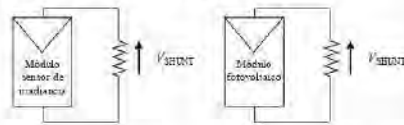
- Las superficies de los módulos fotovoltaicos y sensores se encuentren limpios. Esta limpieza deberá realizarse únicamente con agua, jabón y paños suaves para el lavado y secado.
- Los módulos fotovoltaicos y sensores tengan una exposición previa al sol no menor de una hora.
- Verificar que la información de la potencia del módulo se encuentra en CEM.

4.2. Parámetros eléctricos

4.2.1. Medición de la corriente de cortocircuito (I_{sc})

4.2.1.1. Configuración del banco de ensayo

A continuación se muestra la configuración de los instrumentos de medición para determinar la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.



4.2.1.2. Procedimiento

- Conectar a la salida del módulo sensor² de irradiancia y al módulo fotovoltaico una resistencia *shunt*.
- Medir las tensiones de las resistencias *shunt* del módulo sensor de irradiancia y del módulo fotovoltaico.
- Registrar las medidas realizadas.
- Calcular las corrientes en amperes multiplicando en el caso del módulo sensor la tensión obtenida por el factor de calibración del módulo sensor y en el caso del módulo fotovoltaico por el factor de conversión correspondiente a la resistencia *shunt* usada.
- Calcular la irradiancia en W/m² mediante la siguiente expresión:

$$G = 1000 \cdot I_{sc,SG} / I_{sc,SG}^*$$

- Registrar el resultado del cálculo efectuado.
- Calcular la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en CEM mediante la siguiente expresión:

$$I_{sc}^* = I_{sc} \cdot (I_{sc,SG}^* / I_{sc,SG})$$

- Repetir la secuencia de medidas y cálculos cada 10 minutos durante cuatro horas, centrado en el medio día solar.
- El valor I_{sc}^* del módulo fotovoltaico se obtendrá del valor promedio de todas las medidas realizadas.

4.2.2. Medición de la tensión de circuito abierto (V_{oc})

4.2.2.1. Configuración del banco de ensayo

A continuación se muestra la configuración de los instrumentos de medición para medir la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico.



4.2.2.2. Procedimiento

- Medir la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico y del módulo sensor de temperatura de célula.
- Registrar las mediciones realizadas.
- Calcular la tensión de circuito abierto del módulo sensor de temperatura haciendo uso de la siguiente expresión:

$$V_{oc}^* = 25 - ((V_{oc,SG} - V_{oc,SG}^*) \cdot (N_{T,ST} \cdot 0.0023))$$

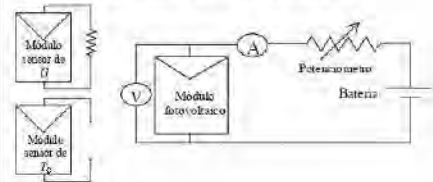
- Registrar los cálculos efectuados.
- Calcular la tensión de circuito abierto en CEM del módulo fotovoltaico mediante la siguiente expresión:

$$V_{oc1}^* = V_{oc} - \frac{N_s}{N_{SAT}} \cdot (V_{oc,ST} - V_{oc,ST}^*)$$

- Registrar los cálculos efectuados.
- Repetir la secuencia de mediciones y cálculos cada 10 minutos durante cuatro horas, centrado en el mediodía solar.
- El valor V_{oc}^* del módulo fotovoltaico se obtendrá del valor promedio de todas las medidas realizadas.

4.2.3. Evaluación de la potencia máxima

4.2.3.1. Configuración del banco de ensayo



4.2.3.2. Procedimiento

- Medir el V_{oc} del módulo fotovoltaico.
- Calcular el valor referencial de la tensión pico a partir de la siguiente expresión:

$$V_{est,max} = 0,8 \cdot V_{oc}$$

- Ajustar con un potenciómetro un punto de trabajo del módulo fotovoltaico lo más próximo posible al calculado en el paso anterior y medir la corriente del módulo fotovoltaico y la tensión a la salida del sensor de irradiancia, con la finalidad de medir tanto la irradiancia, así como la temperatura de la célula.
- Registrar los valores obtenidos.
- Calcular la corriente y la tensión en CEM del módulo fotovoltaico, siguiendo el mismo procedimiento descrito con anterioridad.
- Registrar los valores obtenidos.
- Calcular el R_s^* del módulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

$$R_s^* = \frac{N_s \cdot V_c(25^\circ C) \cdot \ln\left(1 - \frac{I^*}{I_{sc}^*}\right) + V_{oc}^* - V^*}{I^*}$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el V_p^* del módulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

² En el caso que el módulo sensor de irradiancia este conectado a una resistencia *shunt*, no será necesario instalar una resistencia *shunt* adicional.

$$V_{oc}^* = \frac{V_{oc}^*}{N_s \cdot V_t(T_c)}$$

- Registrar el valor obtenido².
- Calcular el r_s del modulo fotovoltaico, mediante la siguiente ecuación:

$$r_s = R_s \cdot \frac{I_{sc}}{V_{oc}^*}$$

- Registrar el valor obtenido³.
- Calcular el parámetro "a" mediante la siguiente expresión:

$$a^* = V_{oc}^* + 1 - 2 \cdot V_{oc}^* \cdot r_s$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el parámetro "b" mediante la siguiente expresión:

$$b^* = \frac{a^*}{1 + a^*}$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular la tensión en el punto seleccionado:

$$V_{mf}^* = V_{oc}^* \cdot \left[1 - \frac{b^*}{V_{oc}^*} \cdot \ln(a^* - r_s \cdot (1 - a^{*-b^*})) \right]$$

- Registrar el valor obtenido.
- Repetir el procedimiento descrito una vez más, tomando como referencia el valor de la tensión antes encontrada hasta el cálculo de r_s .
- Calcular el factor de forma ideal (FFo), mediante la siguiente expresión:

$$FF_o = \frac{V_{oc}^* - \ln(V_{oc}^* + 0,72)}{V_{oc}^* + 1}$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular el factor de forma (FF), mediante la siguiente expresión:

$$FF = FF_o \cdot (1 - r_s)$$

- Registrar el valor obtenido.
- Calcular la potencia maxima mediante la siguiente expresión:

$$P_M^* = FF \cdot I_{sc}^* \cdot V_{OC}^*$$

- Registrar el valor obtenido.
- El valor obtenido podrá ser hasta en 10 % menor al valor de la potencia pico en CEM solicitado.

B. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA

1. Evaluaciones generales

- Verificar que se encuentre debidamente etiquetado y acompañado por su cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.
- Verificar que la garantía de vida útil del controlador extendido por el fabricante sea de, por lo menos, 10 años.

2. Evaluaciones físicas

- Verificar que la superficie del controlador de carga sea de material inoxidable o, en su defecto, arenado

y pintados al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.

- Verificar que la polaridad de los terminales del controlador y del componentes a conectar este claramente indicada. Esta señalización deberá ser concordante con la presentada en el diagrama eléctrico.
- Verificar que los cables seleccionados puedan ser sujetados firmemente a los terminales del controlador mediante desarmadores del tipo plano, estrella o mixto. Comprobar que las terminales estén firmemente unidos al controlador.
- Verificar que el fusible pueda ser extraído sin necesidad de abrir el controlador de carga y sin el uso de herramientas. Asimismo, comprobar que la capacidad del fusible esté claramente identificada.

3. Evaluaciones eléctricas

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medición

Item	Descripción	Cant.	Capacidad mínima	Precisión	Resolución
1	Volímetro	3	1,5 . V _{max}	± 0,1 %	Un decimal
2	Amperímetro	3	1,5 . I _{max}	± 1 %	Dos decimales
3	Termómetro	1	100 °C	± 1 °C	Un decimal

3.1.2. Dispositivos auxiliares

Item	Descripción	Cant.	Observaciones
1	Controlador de carga	1	En ensayo
2	Batería	1	Con un estado de carga de 95 %
3	Fuente	1	Rango de tensión y corriente mayor que la nominal del sistema
4	Potenciometro	1	Apropiado en tensión y corriente
5	Cargas	1	Uno o mas aparatos, con un consumo equivalente al regimen de descarga especificado
6	Dispositivo de climatización	1	Para mantener una temperatura determinada

3.1.3. Condiciones Generales de Medición

- Para todas las conexiones, se debe garantizar una caída de tensión en el cableado menor al 1 % entre todos los terminales de los dispositivos.
- Las mediciones de tensión deberán ser efectuadas siempre en los terminales del controlador

3.1.4. Configuración del banco de ensayo

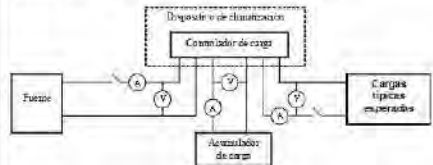


Figura 1. Configuración de los aparatos de medición y componentes para el ensayo de controladores.

3.2. Parámetros eléctricos

3.2.1. Medición de las tensiones de desconexión y reposición de carga del generador fotovoltaico

² El valor resultante deberá ser mayor a 15 para que este sea considerado válido.
³ El valor resultante deberá ser mayor a 0,4 para que este sea considerado válido.

- Colocar los componentes y aparatos según la configuración presentada en la Figura 1.
- Configurar la fuente como fuente de corriente para la corriente solicitada.
- Si la batería está completamente cargada, se deberá, antes de iniciar el ensayo, descargarla a la corriente solicitada hasta alcanzar la tensión de 13,5 V.
- Cargar la batería y registrar las medidas en intervalos de 0,5 V hasta que alcancen los 13,8 V y en seguida medir las tensiones en intervalos de 0,1 V hasta que la corriente no circule más hacia la batería o se inicie la conmutación por sobrecarga.
- Registrar las medidas, así como la información visual que da el controlador en la Tabla 2.
- Descargar la batería a una corriente de consumo especificada hasta que alcance la tensión de reposición de carga. Registrar el valor de la tensión de reposición de carga y la información visual que muestra el controlador, anotando estas informaciones en la Tabla 2.
- Hacer el mismo ensayo para las siguientes condiciones:

- Circuito de carga, corriente igual a % de la corriente de carga solicitada
- Circuito de descarga, corriente igual a % de la corriente de consumo solicitada

- Iniciar un ciclo de carga y descarga para otra condición de temperatura⁵. Para este procedimiento se debe encender un climatizador y seleccionar una temperatura próxima a la máxima y/o mínima temperatura de la región donde será instalado el SFV. Colocar el controlador en el climatizador minutos antes de iniciar el ensayo.
- El controlador cumple la especificación de tensión de desconexión y de reposición de carga si el punto de desconexión se encuentra dentro de los rangos especificados. Asimismo, si las tensiones permanecen estables para diferentes corrientes de carga y descarga, el controlador cumple con lo especificado.
- Si el factor de corrección por temperatura se encuentra entre los valores especificados, el controlador cumple con lo solicitado.
- Si la información visual proporcionada por el controlador corresponde a los parámetros eléctricos medidos, el controlador cumple.

3.2.2. Medición de las tensiones de desconexión y reposición del consumo

Para la determinación de estas dos tensiones se tiene dos posibilidades de proceder. La primera es trabajar con ciclos de carga⁶ y descarga, similares a los anteriormente mostrados, y la segunda opción es el uso de una fuente⁷.

En el primer caso, con la misma configuración de la Figura 1:

- Descargar el acumulador a una corriente equivalente a la de consumo hasta que el consumo sea desconectado, en seguida, iniciar un proceso de carga con una corriente especificada.
- Repetir el ciclo para corrientes 25 % menores.
- Registrar los valores de las tensiones de desconexión y de reposición del consumo, así como la información visual proporcionada por el controlador.
- Repetir el procedimiento para otra condición de temperatura. El controlador de carga cumple si no hiciera ninguna corrección por cambio de temperatura.
- Si la información visual proporcionada por el controlador corresponde a los parámetros eléctricos medidos, el controlador cumple.
- Modificar los puntos de corte moviendo los potenciómetros correspondientes y verificar de la misma forma como anteriormente que las tensiones hayan sido modificadas.

En el segundo caso:

- La batería debe ser retirada de la configuración mostrada en la Figura 1 y en su lugar debe colocarse una fuente.
- Configurar la fuente como fuente de tensión y

- seleccionar una tensión compatible con la tensión del controlador, por ejemplo, 12,2 V.
- Encender la fuente y disminuir la tensión en intervalos de 0,1 V hasta que el controlador desconecte el consumo.
- Registrar el valor de la tensión de desconexión del consumo. El controlador cumple si las tensiones se encuentran dentro de los rangos indicados en las especificaciones.
- De la misma forma, para encontrar el valor de la tensión de reposición, se deberá aumentar la tensión en intervalos de 0,1 V hasta que los consumos sean conectados nuevamente. El controlador cumple si el valor de tensión de reposición del consumo estuviera dentro del rango indicado.
- Repetir el procedimiento para otra condición de temperatura. El controlador de carga cumple si no hiciera ninguna corrección por cambio de temperatura.
- Si el controlador de carga continúa funcionando, o sea, entrega energía a la batería y a las cargas de consumo, esta cumplirá con lo especificado.
- Si el controlador durante todos los ensayos funciona automáticamente y no posee ningún dispositivo de desactivación de funciones principales, a excepción de las informaciones visuales, el controlador cumplirá con lo especificado.

3.2.3. Medición de la profundidad de descarga

Una vez que la batería alcanza su capacidad estabilizada, deberá ser descargada al régimen solicitado, a fin de determinar su capacidad. Finalizado el ensayo, se debe determinar el valor de la tensión de desconexión del consumo correspondiente a la profundidad de descarga solicitada, de ser así, el controlador cumple.

3.2.4. Medición de la caída de tensión

Como en el caso anterior, para la determinación de la caída de tensión, existen dos procedimientos.

Mediante el primer procedimiento, se debe medir las tensiones entre los terminales en los procesos de carga y descarga efectuados para determinar las tensiones de desconexión y reposición de la carga y consumo respectivamente a cada 0,1 V.

En el segundo procedimiento se debe:

- Colocar un potenciómetro entre el controlador y el acumulador.
- Encender la fuente, el consumo e ir seleccionando diversas tensiones con el potenciómetro.
- Medir las tensiones entre los diferentes terminales.

Para ambos procedimientos, el controlador cumple con lo especificado si no se registra una caída de tensión superior a la solicitada.

3.2.5. Medición del autoconsumo

Como en los anteriores casos descritos, también existen dos procedimientos para la determinación del autoconsumo. El primero es mediante el uso de la fuente como batería y el segundo realizar las medidas durante la descarga de la batería.

En el primero caso:

La fuente debe ser conectada a los terminales correspondientes a la batería en el controlador. Previamente se deberá configurar la fuente como fuente de tensión

⁵ Siempre que la diferencia de temperatura del lugar de ensayo y las máximas y mínimas de la región donde será instalado el controlador sea mayor a 15 °C, respectivamente.

⁶ En este caso se recomienda hacer procesos de carga durante una hora aproximadamente para cada una de las corrientes.

⁷ Si el controlador permite conectar una fuente como batería.

3	Carga	Equivalente a $I_{\text{carga}} \text{ A}$
4	Cables	De dimensiones tales que no existan pérdidas de tensión mayores de 1 %
5	Interruptores Bipolares	$4 \cdot I_{\text{carga}} \text{ A}$
6	Deposito temperado*	Dispositivo que debe mantener a la batería a una temperatura $\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$

* En el caso de realizarse mediciones manuales, éstas deberán ser efectuadas de la siguiente forma: Cada 30 min las primeras 8 horas de ensayo, cada 15 min en las siguientes 7 horas de ensayo y cada 5 min hasta que se alcancen los 10,8 V (proceso de descarga) o 14,4 V (proceso de carga).

3.1.3. Condiciones Generales de Medición

Para que las mediciones sean consideradas como válidas, se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Para todas las conexiones, garantizar una caída de tensión en el cableado menor al 1 % entre los terminales de los dispositivos.
- Realizar todas las mediciones en los terminales de la batería.
- Las cargas podrán variar hasta en un 10% en su consumo de corriente entre las tensiones de 10,8 V y 14,4 V. La corriente promedio durante todo el proceso de descarga podrá variar hasta en un 10 %.
- La temperatura de referencia para todos los ensayos es de 25 °C y corresponde a la temperatura ambiental. Por tal motivo, se debe instalar el sensor de temperatura lo más próximo posible a la batería.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo

La configuración del banco de ensayo para la medición de la capacidad inicial, la capacidad estabilizada y de autodescarga de baterías se muestra en la Figura 1

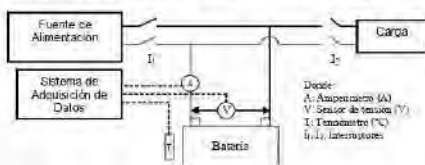


Figura 1. Configuración del banco de ensayo de batería.

3.2. Parámetros eléctricos

3.2.1. Medición de la carga inicial

Antes de iniciar cualquier medición, deberá asegurarse que la batería se encuentre con por lo menos 4 horas en reposo.

En caso que se realicen los ensayos sin ningún dispositivo de climatización, se deberá corregir la capacidad de la batería según el siguiente factor: $-1 \% / ^\circ\text{C}$ para el caso que la temperatura promedio sea mayor a la temperatura de referencia, y $+1 \% / ^\circ\text{C}$ para el caso que la temperatura promedio sea menor a la temperatura de referencia.

- Conectar los componentes del banco de batería tal como se muestra en la Figura 1. Verificar la polaridad de las conexiones.
- Examinar el funcionamiento del sistema de adquisición de datos.
- Registrar el lugar, fecha y hora de inicio del ensayo.
- Registrar la tensión inicial de la batería en vacío y la densidad de cada una de las celdas de la batería.
- Registrar los parámetros de tensión (V), corriente (A) y temperatura ($^\circ\text{C}$) en intervalos de un minuto.
- Iniciar el proceso de descarga, conectando la carga de consumo hasta que la tensión en la batería alcance los 10,8 V.
- Determinar la carga inicial de la batería mediante la multiplicación de la corriente consumida por el tiempo de duración del ensayo. La carga inicial deberá ser equivalente o superior al 80 % de la capacidad nominal de la batería a 25 °C. Según como corresponda, realizar las correcciones de la capacidad de la batería por temperatura.

3.2.2. Medición de la capacidad estabilizada de la batería

- Conectar los componentes del banco de batería tal como se muestra en la Figura 1. Verificar la polaridad de las conexiones.
- Verificar el funcionamiento del sistema de adquisición de datos.
- Registrar el lugar, fecha y hora de inicio del ensayo.
- Registrar los parámetros de tensión (V), corriente (A) y temperatura ($^\circ\text{C}$), por lo menos, cada minuto en cada uno de los procesos de carga y descarga.
- Conectar la fuente de alimentación a la batería.
- Encender la fuente de alimentación y seleccionar la corriente de carga hasta que se alcance una tensión de 14,4 V.
- Apagar la fuente de alimentación y desconectarla de la batería.
- Encender la fuente de alimentación y seleccionar una tensión constante de 14,4 V.
- Conectar nuevamente la fuente de alimentación a la batería.
- Cargar la batería a tensión constante, 14,4 V durante 24 horas. Descargar la batería hasta 10,3 V. Repetir el proceso dos veces. Si durante la última de las cargas, cuando se cargue a tensión constante, la corriente varía en menos de 1 % durante una hora de mediciones sucesivas, se considerará que la batería está completamente cargada, en caso contrario deberá continuarse con la carga.
- Apagar la fuente de alimentación y desconectarla de la batería.
- Medir la densidad de la batería luego de por lo menos dos horas de reposo.
- Repetir los procesos de descarga (descrito en el ensayo de capacidad inicial) y de carga hasta que en dos medidas consecutivas de la capacidad de la batería se obtengan dos valores similares ($\pm 2,5 \%$). Es decir, por ejemplo, si se tiene una batería de 100 Ah y se obtiene en un ciclo 90 Ah y en el siguiente 92,3 Ah o 87,8 Ah, se considerará que la batería alcanzó su capacidad estabilizada. En caso que la capacidad sea mayor a 92,3 Ah se considerará que la batería aún no alcanza su capacidad estabilizada, siendo necesario continuar con el ciclo hasta llegar a la condición planteada.
- El valor medio de las últimas dos capacidades encontradas se considerará como la capacidad estabilizada de la batería. La capacidad estabilizada no deberá ser inferior al 95 % de su capacidad nominal. Según como corresponda, realizar las correcciones de la capacidad de la batería por temperatura, tal como se indica en el caso de la carga inicial.
- La densidad de la batería final será la medida en el último proceso de carga.

3.2.3. Medición de la autodescarga

- Conectar todos los dispositivos de medición, la batería y demás accesorios tal como aparece en la Figura 1.
- Configurar la fuente como fuente de tensión constante a 14,4 V, encender la fuente, dejar cargando la batería durante 24 horas, apagar la fuente y dejar en reposo la batería durante 2 horas.
- Encender las cargas hasta que la batería alcance una tensión de 10,8 V. Medir y registrar las medidas.
- Configurar la fuente como fuente de corriente, seleccionar una corriente equivalente al régimen de carga especificado, cargar la batería hasta alcanzar la tensión de 14,4 V, cambiar la configuración de la fuente como fuente de tensión a 14,4 V, cargar la batería durante 24 horas.
- Desconectar todos los dispositivos conectados a la batería, colocar la batería en un lugar protegido contra el medio ambiente y sobre maderas (o algún otro material aislante) durante un mes.
- Después de un mes conectar las cargas hasta alcanzar una tensión de 10,8 V. Medir y registrar las medidas de tiempo y corriente.
- La batería cumple, si la autodescarga de la batería estuviera dentro del rango especificado.

D. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE CONVERTIDORES CC/CC

1. Evaluaciones generales

- Verificar que el convertidor esté debidamente etiquetado.

- Verificar que cuenta con su cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitados.

2. Evaluaciones físicas

- Verificar que los terminales del convertidor puedan acomodar fácilmente cables de por lo menos 2,5 mm² de sección y que al mismo tiempo la unión de los conjuntos cable-terminal y terminal-convertidor CC/CC sea firme.
- Abrir la caja del convertidor y verificar que éste sea de estado sólido o de resistencia de divisores de tensión. Asimismo, se debe poder identificar cada uno de los componentes eléctricos y electrónicos del convertidor. De ninguna manera alguna parte del convertidor deberá encontrarse sellada o similar.
- Verificar que la selección de las tensiones pueda realizarse mediante la presión de interruptores o el giro de una perilla. Para ello deberá conectarse a la entrada del convertidor una fuente como fuente de tensión a 12 V y medir luego la tensión de salida para cada interruptor o perilla. Repetir el procedimiento para las tensiones de 11,0 V y 13,0 V. El convertidor cumple si en todos los casos las tensiones de salida corresponden a la solicitada.
- Verificar la posición del fusible, así como su accesibilidad y la de los terminales de cables.
- Verificar que los terminales y demás accesorios sean de acero inoxidable, así como la superficie del convertidor o, en su defecto, arsenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epoxica) o similar.
- Verificar que los terminales de conexión del convertidor se encuentran debidamente señalados con su respectiva polaridad.

3. Evaluaciones eléctricas

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medida

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Capacidad mínima / Rango	Precisión
1	Amperímetro	A	2	2 - I_{max}	± 1 %
2	Voltímetro	V	2	1,5 - V_{max}	± 0,5 %
3	Termómetro	°C	1	0 - 100	± 0,1 °C

3.1.2. Dispositivos auxiliares

Item	Descripción	Cantidad	Capacidad
1	Fuente de alimentación	1	2 - I_{max} A
2	Radios	Varios	0...3 Vcc
3	TV	1	
4	Batería	1	
5	Horno	1	De hasta 50 °C
6	Refrigerador	1	De hasta -10 °C
7	Cables		De dimensiones tales que no existan pérdidas de tensión mayores de 1 %
8	Interruptores bipolares	2	4 - I_{max} A

3.1.3. Condiciones generales de medición

Para que las mediciones sean consideradas como válidas, se deberá tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Realizar todas las mediciones eléctricas en los terminales del convertidor.
- Para todas las conexiones garantizar una caída de tensión en el cableado menor al 1 % entre los terminales de los dispositivos.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo



3.2. Parámetros eléctricos

- Conectar cada una de las radios que se utilizarán para los ensayos a una fuente y verificar que la señal de la radio pueda ser escuchada en todas sus frecuencias; en caso contrario, apuntar las frecuencias que presentan distorsiones de sonido. Repetir el mismo procedimiento con una TV conectada a una batería.
- Seleccionar la tensión apropiada para cada radio, conectar la radio al convertidor CC/CC y esta a la fuente, asimismo, conectar un TV a una batería y colocarlo a 0,5 m del convertidor y la radio. Verificar que la señal de la radio pueda ser escuchada en todas las frecuencias antes definidas, y que la TV no presente ninguna distorsión de imagen o sonido. Repetir el procedimiento, colocando pilas a la radio. Desconectar la radio de la fuente.
- Realizar las conexiones de la fuente de alimentación, convertidor, radio y accesorios tal como aparece en la Figura N° 1.
- Conectar el convertidor a una fuente de corriente y una radio a la salida del convertidor. Encender la radio y variar la tensión en 0,5 V cada 5 minutos; en la fuente desde los 11 V hasta los 15 V. Durante el ensayo, no deberá haberse producido ninguna interrupción de corriente o interferencia en la radio o en la TV, salvo las encontradas al inicio, y al final del ensayo el convertidor deberá seguir suministrando energía eléctrica a la radio.
- Con el mismo procedimiento anteriormente descrito, seleccionar, conectar y encender las radios, durante 5 minutos, con tensiones apropiadas para cada una de las tensiones de salida del convertidor. Durante el ensayo, no deberá haberse producido ninguna interrupción de corriente o interferencia en la radio y al final del ensayo el convertidor deberá seguir suministrando energía eléctrica a la radio.
- Conectar únicamente el convertidor a la fuente, seleccionar en la fuente tensiones desde 11 V hasta 15 V en intervalos de 0,5 V, medir y registrar las mediciones de la corriente de consumo del convertidor. Si el convertidor muestra una señalización luminosa de alarma por fusible quemado, colocar un fusible quemado para medir el máximo consumo del convertidor. Verificar que el autoconsumo corresponda a lo solicitado.

4. Evaluación de las protecciones

- Realizar una inspección visual de la superficie exterior del convertidor, a fin de poder verificar se cuenta con el índice de protección solicitado.
- Seleccionar una tensión en el convertidor.
- Conectar la fuente de alimentación, el convertidor y una carga con un consumo 25 % mayor al nominal del convertidor durante 3 minutos.
- Apagar la fuente, cambiar la carga por una radio, seleccionar la tensión correspondiente en el convertidor y verificar el encendido de la radio. Si éste se produce, el convertidor cumple lo solicitado.
- Seleccionar una tensión de 12 V en la fuente, conectar la fuente y una radio al convertidor con las polaridades invertidas, encender la fuente durante 1 minuto, apagar la fuente y colocar los cables en su posición correcta. Encender nuevamente la fuente, verificar que el convertidor siga funcionando y que la radio no haya sufrido desperfectos.
- Conectar la fuente de alimentación, el convertidor y el cable de suministro eléctrico a la radio sin ningún tipo de interruptor, seleccionar una tensión en el convertidor y unir el cable durante 1 minuto. De ser el caso, verificar si es necesario cambiar el fusible. El convertidor pasará el ensayo si continúa funcionando al ser conectado, de forma apropiada, a la fuente de alimentación y a una radio.
- Conectar el horno hasta alcanzar la temperatura máxima especificada, conectar la fuente de

alimentación, el convertidor y una carga o un conjunto de cargas de consumo equivalentes a la máxima carga durante 1 hora. El convertidor pasará el ensayo si continúa funcionando. Dejar el convertidor en reposo por 2 horas, conectar luego el refrigerador hasta alcanzar la temperatura mínima especificada, conectar la fuente de alimentación, el convertidor y una carga o un conjunto de cargas de consumo equivalentes a la máxima carga durante 1 hora. El convertidor pasará el ensayo si continúa funcionando.

- Conectar una o un conjunto de cargas con una capacidad mayor al 25 % de la capacidad nominal del convertidor. Si luego de encender todas las cargas parcialmente o totalmente el controlador sigue funcionando, este habrá cumplido con lo solicitado.

E. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LUMINARIA EN CC

1. Evaluaciones generales

- Verificar que la luminaria este adecuadamente etiquetada.
- Verificar que la luminaria este acompañada de una cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, de operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantía solicitado.
- Verificar que los tubos fluorescentes rectos y del tipo PL se encuentren comercialmente disponibles en las zonas donde será implementado el sistema fotovoltaico.

2. Evaluaciones físicas

- Conectar la luminaria a una fuente o batería, respetando la polaridad indicada en la superficie de la luminaria y encenderla durante 5 minutos. La luminaria cumple si funciona sin presentar ningún desperfecto.
- Con ayuda de un desarmador desmontar la luminaria. Esta operación debe ser simple y no debe afectar a la luminaria. Después de desinstalado, deberá ser posible identificar, por separado, como mínimo, la cubierta (si tuviera), la estructura metálica (incluido el reflector), el balasto y de la lámpara. El retiro de la cubierta y la lámpara deberá ser de forma manual y de manera facti, sin uso de herramientas.
- Verificar que la estructura metálica, los terminales y demás accesorios son de materiales resistentes a la oxidación o, en su defecto, arenadas y pintadas al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).
- Inspeccionar visualmente la luminaria, en especial las regiones de unión de materiales para verificar que no haya peligro de causar heridas o similares.
- Limpiar la superficie externa de la luminaria incluyendo la lámpara fluorescente con un paño mojado. La limpieza no deberá presentar ninguna dificultad, no deberá presentarse ningún desprendimiento.
- Verificar, si la luminaria tiene una cubierta y que se pueda observar la lámpara con una buena definición a través de la cubierta.
- Hacer una simulación de la instalación de la luminaria sobre una tabla en la posición que sería instalada requiriéndose únicamente un destornillador. Observar la calidad de los accesorios para hacer la instalación.

3. Evaluaciones eléctricas

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medición

Item	Descripción	Cantidad	Capacidad mínima	Precisión	Resolución
1	Amperímetro	1	1,5 V _{base}	± 1 %	Un decimal
2	Voltímetro	1	1,5 V _{base}	± 0,5 %	
3	Sensor de temperatura	1	100 °C	± 1 °C	

3.1.2. Dispositivos auxiliares

Item	Descripción	Cantidad	Observaciones
1	Radio	1	

Item	Descripción	Cantidad	Observaciones
2	TV	1	
3	Cronometro	1	
4	Caja negra	1	Para ensayo de luminarias con fluorescente recto o PL
5	Luminaria patron	1	De características similares a la Lámpara fluorescente
6	Horno	1	Hasta 50 °C
7	Refrigeradora	1	Hasta -10 °C

3.1.3. Condiciones generales de medición

Para que las mediciones sean consideradas como válidas se deberá tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Realizar todas las mediciones eléctricas en las terminales de la luminaria.
- Para todas las conexiones garantizar una caída de tensión en el cableado menor al 1 % entre las terminales de los dispositivos.

3.2. Parámetros eléctricos

- Configurar la fuente como fuente de tensión, seleccionar la tensión nominal del sistema.
- Colocar los instrumentos de medición y dispositivos auxiliares de acuerdo con la configuración de la Figura 1.
- Con la luminaria apagada, encender la radio AM y/o TV y seleccionar un volumen y mover el control de sintonía de los artefactos para verificar el estado de estos y la recepción de las señales. Registrar en que rango no se tiene una adecuada recepción por artefacto.
- Encender la luminaria a una fuente a la tensión nominal de la carga, así como la radio AM y/o TV a 0,5 m y 1,0 m de distancia de la luminaria.
- Mover el control de sintonía de los aparatos y registrar si hubiese alguna interferencia.
- Hacer la misma operación para tensiones mayores a 9 %, 15 % y 25 % de la tensión nominal.
- Desplazar la radio o la TV 0,5 m cada vez hasta llegar a una distancia de 1,0 m.
- Estos ensayos con la radio o TV deben ser realizados en dos condiciones. La primera, estando ambos dispositivos conectados al sistema y la segunda, estando aislados al sistema. Si no hubiera ninguna interferencia o ruido durante el ensayo, la luminaria cumplió con el ensayo.
- Registrar la temperatura de la superficie externa de la luminaria y en las proximidades del balasto. Si esta temperatura es menor que 50 °C, la luminaria cumplió con el ensayo.
- Conectar la luminaria a la fuente estando esta en la tensión nominal del sistema.
- Encender la luminaria durante una hora.
- Retirar la lámpara y medir la tensión y la corriente de consumo de la luminaria, calcular la potencia de consumo y el porcentaje de esta potencia en relación a la potencia nominal de la luminaria. Registrar los valores en la Tabla 3.

Tabla 3. Consumo de la luminaria sin lámpara.

Tensión nominal (V)	Corriente de entrada (A)	Potencia de consumo - P _{consumo} (W)	Potencia nominal - P _{nom} (W)	(P _{consumo} - P _{nom}) / P _{nom} (%)

- Si la potencia de consumo fuera menor que 20 % del consumo nominal de la luminaria en todo el rango de 11,0 V a 15,0 V, la luminaria cumple lo solicitado.
- Conectar la luminaria a una fuente y colocarla dentro de un horno.
- Encender el horno y seleccionar en el horno la temperatura máxima especificada.
- Encender la fuente y verificar que la luminaria se haya encendido.
- Dejar encendida la luminaria dentro del horno por un periodo, no menor, a 15 minutos.
- Medir la tensión y la corriente de consumo de la luminaria.

- La luminaria habrá pasado el ensayo si continúa funcionando y si la potencia consumida no varía.

3.3. Ciclado

Para la verificación del ciclado se tiene dos alternativas de ensayo. La primera alternativa consiste en la que se establecen los tiempos de encendido y apagado en función de la temperatura de la lámpara, mientras que la segunda comprueba el ciclado en función de tiempos predeterminados. La primera alternativa, típicamente, se recomienda para el etiquetado de las luminarias, mientras que el segundo se recomienda para el caso que no exista un proceso de etiquetado y los plazos sean limitados, por ejemplo un proceso de adquisición, licitación o similar.

3.3.1. Banco de ensayo

3.3.1.1. Instrumentos de medición

Item	Descripción	Cantidad	Precisión	Resolución
1	Volímetro	1	$1,5 \cdot V_{\text{nom}}$	Un decimal
2	Amperímetro	1	$1,5 \cdot I_{\text{nom}}$	Un decimal

3.3.1.2. Dispositivos auxiliares

Item	Descripción	Cantidad	Capacidad mínima
1	Temporizador	1	—
2	Fuente	1	—
3	Cronómetro	1	1 hora
4	Climatizador	1	—

* En función al número de luminarias a ensayar se puede usar más de un temporizador o uno con capacidad equivalente a 1,5 veces la suma de la corriente nominal de las luminarias.

** De capacidad equivalente a 1,5 veces la suma de la corriente nominal de las luminarias.

3.3.1.3. Configuración del banco de ensayo

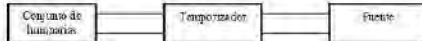


Figura 1. Configuración de dispositivos para la medición del ciclo de vida de la luminaria.

3.3.2. Temperatura de las lámparas

- Si la diferencia de las temperaturas promedio entre el lugar de instalación del SFV y del laboratorio donde serán ensayadas las luminarias es mayor que 15 °C, introducir la luminaria en un climatizador y seleccionar una temperatura próxima a la mínima de la localidad con ayuda del sensor de temperatura. En caso contrario, ensayar a temperatura ambiente.
- Con uso de una fuente, definir el tiempo de encendido y apagado de cada una de las marcas de luminarias a la tensión nominal del sistema sobre la base de la temperatura de la lámpara, Tabla N° 4.

Tabla N° 4. Registro de las mediciones de encendido y apagado

Temperatura de la lámpara (°C)	Tiempo de encendido (min)	Temperatura de la lámpara (°C)	Tiempo de apagado (min)
Fría (°C)			
Constante (°C)		Fría + 2°C (°C)	

- Medir la temperatura de la lámpara "fría" y luego encender la luminaria hasta que la lámpara alcance una temperatura constante. Después apagar la luminaria y esperar hasta que la temperatura de la lámpara alcance un valor próximo a la temperatura inicial más dos grados Celsius.
- Una vez definidos los tiempos de encendido y apagado de cada una de las marcas de luminarias, escoger un mayor tiempo de encendido y apagado.
- Seleccionar los tiempos correspondientes en el temporizador y comprobarlos con un cronómetro.

- Mantener encendida la fuente durante todo el proceso de ensayo.
- Medir el consumo de la luminaria cada 1 000 ciclos. Si después de 5 000 ciclos la luminaria continúa funcionando y sus características eléctricas no disminuirán en más de 5 %, ésta habrá pasado con éxito el ensayo.

3.3.3. Tiempos predeterminados

- Como en el caso anterior, si la diferencia de las temperaturas promedio entre el lugar de la instalación del SFV y el laboratorio donde serán ensayadas las luminarias es mayor que 15 °C, introducir la luminaria en un climatizador y seleccionar una temperatura próxima a la mínima de la localidad con ayuda del sensor de temperatura. En caso contrario, ensayar a temperatura ambiente.
- Con la misma configuración de la Figura 1, seleccionar en el temporizador un tiempo de encendido de 80 segundos y uno de apagado de 150 segundos.
- Seleccionar una tensión equivalente a la del sistema en la fuente, conectar la fuente a la luminaria e iniciar el proceso de ciclado.
- Medir el consumo de la luminaria cada 1 000 ciclos. Si después de 5 000 ciclos la luminaria continúa funcionando y sus características eléctricas no disminuirán en más de 5 %, ésta habrá pasado el ensayo.

3.4. Evaluaciones del flujo luminoso

3.4.1. Banco de ensayo

3.4.1.1. Instrumentos de medición

Item	Descripción	Cantidad	Capacidad	Precisión	Resolución
1	Volímetro	2	$1,5 \cdot V_{\text{nom}}$	$1,5 \cdot V_{\text{resol}}$	Un decimal
2	Amperímetro	2	$1,5 \cdot I_{\text{nom}}$	$1,5 \cdot I_{\text{resol}}$	Un decimal
3	Luzómetro	1	1 000 lux	± 5 %	—

3.4.1.2. Dispositivos auxiliares

Item	Descripción	Cantidad	Capacidad mínima
1	Fuente	1	$1,5 \cdot I_{\text{nom}}$
2	Cronómetro	1	1 hora
3	Caja negra	1	1,2 m de largo, 1 m de ancho y 1,5 m de alto. Recubierta en su interior con materiales cuya geometría y color disminuyan significativamente la reflectancia (p.ejemplo cajas de huecos pintada de negro mate). En la parte superior cuenta con dos compartimientos superiores para la luminaria de ensayo y patrón, las mismas que deberán estar a aproximadamente 1,40 m de alto en relación al piso. En la parte inferior se coloca el luxómetro sobre un dispositivo ubicado en la parte central, de tal forma que el luxómetro se traslade a lo largo de la caja negra.

3.4.1.3. Configuración del banco de ensayo

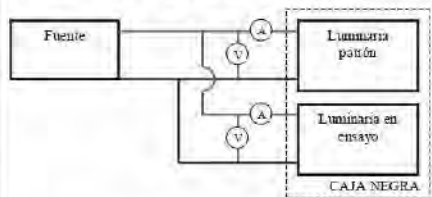


Figura 2. Configuración de dispositivos para la medición del flujo luminoso.

- Introducir la luminaria en ensayo y la patrón dentro de una caja negra (tras 1 000 ciclos de encendido y apagado).

- Seleccionar una tensión de 12 V en la fuente, conectar la fuente a las luminarias, encenderlas y cubrir la luminaria patrón.
- Después de una hora de operación, medir la corriente de consumo y calcular la potencia de consumo ($P_{\text{en ensayo}}$) de la luminaria en ensayo.
- Trasladar el luxómetro a través de la caja negra hasta que se mida la máxima iluminancia, medir la distancia del luxómetro hasta el centro de la luminaria.
- Calcular el flujo luminoso de la luminaria en ensayo ($F_{\text{en ensayo}}$) mediante la siguiente expresión:

$$\text{Flujo luminoso (lm)} = F_n \cdot \text{densidad}$$

donde el valor de F_n se indica en la Tabla 5, donde h es la altura en cm para diferentes potencias de tubos fluorescentes, y donde densidad es el valor máximo de la densidad del flujo luminoso (lux) medido.

- Repetir el procedimiento haciendo uso de una luminaria patrón, obteniendo de esta forma el flujo luminoso ($F_{\text{patrón}}$) correspondiente y la potencia patrón ($P_{\text{patrón}}$).
- Calcular el flujo luminoso corregido de la luminaria patrón ($F_{\text{patrón}}^*$) multiplicando $F_{\text{patrón}}$ por la $P_{\text{patrón}}$ y dividir por la $P_{\text{patrón}}$.

Tabla 5. Valores de F_n para diferentes potencias de lámparas fluorescentes.

h (cm)	F_n (8 W)	F_n (13 W)	F_n (15 W)	F_n (18 W)	F_n (20 W)	F_n (10 W)
135	18,1126	18,3921	18,2753	18,5103	18,5103	18,1491
135	18,3803	18,6598	18,5435	18,7780	18,7780	18,4108
137	18,6500	18,9295	18,8132	19,0478	19,0478	18,6864
138	18,9216	19,2012	19,0849	19,3195	19,3195	18,9581
139	19,1952	19,4748	19,3585	19,5931	19,5931	19,2317
140	19,4708	19,7505	19,6341	19,8688	19,8688	19,5073
141	19,7484	20,0281	19,9115	20,1464	20,1464	19,7848
142	20,0270	20,3076	20,1912	20,4260	20,4260	20,0644
143	20,3079	20,5892	20,4727	20,7076	20,7076	20,3459
144	20,5899	20,8727	20,7562	20,9911	20,9911	20,6294
145	20,8794	21,1582	21,0417	21,2767	21,2767	20,9149

- De la misma forma, calcular el flujo luminoso corregido de la luminaria en ensayo ($F_{\text{en ensayo}}^*$) multiplicando $F_{\text{en ensayo}}$ por $F_{\text{patrón}}^*$ y $F_{\text{patrón}}^*$.
- Dividir el flujo luminoso corregido de la luminaria en ensayo entre su potencia de consumo. El resultado de esta prueba se considera "positivo" cuando el rendimiento luminoso sea de igual o mayor al solicitado.

3.5. Condiciones Extremas de Funcionamiento

- Introducir a la luminaria a un horno a la máxima temperatura ambiente solicitada. Dejar en reposo durante 15 minutos.
- Encender la luminaria durante 15 minutos y medir la potencia de consumo de la luminaria. La luminaria cumple si sigue funcionando.
- Proceder de la misma forma para el caso del refrigerador. La luminaria cumple si sigue funcionando.

3.6. Interferencia

- Conectar una radio que se utilizara para los ensayos a una fuente no conectada a la luminaria o pilas y verificar que la señal de la radio pueda ser escuchada en todas sus frecuencias, en caso contrario, apuntar las frecuencias que presentan distorsiones de sonido. Repetir el mismo procedimiento con una TV conectada a una batería o una fuente no conectada a la luminaria.
- Ubicar la luminaria a 1 m de distancia, encender la luminaria y verificar que no se produzca ninguna interferencia en las frecuencias o canales de la radio o TV respectivamente. La luminaria cumplirá si no produce ninguna interferencia a 1 m.

- Conectar la radio y el TV a la misma batería o fuente que está conectada la luminaria, encender la radio y la TV y luego encender la luminaria.
- Ubicar la luminaria a 1 m de distancia, encender la luminaria y verificar que no se produzca ninguna interferencia en las frecuencias o canales de la radio o TV respectivamente. La luminaria cumplirá si no produce ninguna interferencia a 1 m.

3.7. Protección

- Verificar visualmente si la luminaria cumple con el índice de protección solicitado según las condiciones geográficas donde se instalará el sistema fotovoltaico.
- Seleccionar en la fuente una tensión de 12 V, conectar la luminaria a la fuente con polaridad invertida durante 5 minutos. Colocar nuevamente los cables con su polaridad correcta y verificar que la luminaria se encienda. Si la luminaria se encendió, cumplió con el ensayo.
- En caso de tratarse de luminarias que permitan el retiro de la lámpara fluorescente, comprobar que la luminaria sigue funcionando correctamente después de que:
 - o Se conecte una lámpara fluorescente quemada y sea encendida durante 10 minutos por una fuente.
 - o Se le retire la lámpara fluorescente durante 10 minutos mientras se encontraba en funcionamiento previo durante 15 minutos.

F. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE INVERSOR CC/CA

1. Evaluaciones generales

- Verificar que el inversor se encuentre debidamente etiquetado.
- Verificar que el inversor cuente con la cartilla de especificaciones técnicas, de instalación, operación y mantenimiento, de seguridad personal y los certificados de garantías solicitadas.

2. Evaluaciones físicas

- Verificar visualmente que los terminales y demás accesorios son de material inoxidable, así como, que la superficie del inversor se encuentra debidamente protegida.
- Verificar que los tornillos del inversor puedan ser removidos o recolocados con desarmadores del tipo plano, estrella o mixta.
- Verificar que los terminales se encuentren fijamente unidos al inversor mediante la manipulación de los mismos.
- Verificar visualmente que en la superficie del inversor, junto a la salida de los cables en CC se encuentre claramente señalada la polaridad de los mismos, así como la ubicación de la salida en CA.
- Verificar que los cables seleccionados en CC y CA puedan ser conectados a los terminales correspondientes del inversor de una manera firme y segura.
- Localizar el fusible en el inversor, extraerlo y colocar nuevamente. Si el fusible se encuentra en la parte exterior del inversor y no se necesitó usar ninguna herramienta para su extracción, el inversor cumplió con lo solicitado.
- Verificar si el inversor posee todos los accesorios necesarios para su instalación. Abrir el inversor mediante desarmadores, tipo plano, estrella o mixta y verificar que sean identificables las partes internas del inversor tal como la placa electrónica, transformador, cables, etc.
- Conectar el inversor a una batería compatible en tensión y verificar si éste posee un interruptor para ser encendido y apagado.

3. Evaluaciones eléctricas

El procedimiento que se presenta a continuación se fundamenta en el uso de un banco de baterías, nuevo o con pocos ciclos de funcionamiento, como fuente de CC,

alternativamente su uso puede ser sustituido por una fuente regulada que sea compatible con el inversor en corriente y tensión.

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medición

Item	Instrumento	Cantidad	Capacidad mínima	Precisión	Resolución
1	Amperímetro	1	1,5 \times $I_{inversor}$	$\pm 1\%$	Un decimal
2	Análisis de armónicos	1	—	$\pm 2\%$	—
3	Pinza amperimétrica	1	1,5 \times $I_{inversor}$	$\pm 1,5\%$	Un decimal
4	Voltímetro	1	1,5 \times $V_{max\text{ en CC}}$	$\pm 0,5\%$	—

3.1.2. Dispositivos auxiliares

Item	Descripción	Cantidad	Observaciones
1	Inversor	1	A ser ensayado
2	Batería	1	De capacidad en Ah equivalente en valor absoluto a la potencia del inversor
3	Fuente	1	Compatible con la batería o inversor en corriente y tensión
4	Cargas	varias	Equivalente a 10 %, 20 %, ... 150 %

3.1.3. Condiciones generales de medición

- La caída de tensión entre la batería o fuente de alimentación y el inversor no debe ser mayor al 1% de la tensión nominal del inversor.
- Todas las mediciones deben ser realizadas en los terminales de salida y entrada del inversor.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo

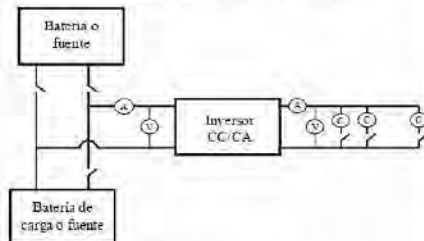


Figura 1. Configuración de los aparatos de medición y componentes para la evaluación eléctrica del inversor.

3.2. Parámetros eléctricos

3.2.1. Medición de la eficiencia, distorsión armónica total, variación de la frecuencia, tensión de salida CA, tensiones de desconexión y reposición de las cargas y autoconsumo.

- Colocar los aparatos de medición de acuerdo con la configuración mostrada en la Figura 1.
- La batería debe estar completamente cargada, con una capacidad mínima igual a la potencia nominal del inversor, de preferencia nueva o en buenas condiciones. Es decir, por ejemplo, si la potencia del inversor es de 250 W, la capacidad de la batería deberá ser de 250 A.h para la misma tensión de entrada del inversor.
- Verificar la tensión y polaridad del inversor, del banco de baterías y de la fuente. Conectar estos dispositivos, así como las cargas al inversor.
- Identificar y agrupar cargas resistivas equivalentes a 25 %, 50 %, 75 %, 90 % y 100 % de la potencia nominal del inversor. Si el ensayo es realizado en condiciones diferentes a las del lugar de instalación, tomar en cuenta los factores de reducción correspondientes

(por temperatura y altura) declarados por el fabricante. Sin embargo, la potencia debe corresponder a la solicitada en las condiciones especificadas.

- Encender el inversor y en seguida encender todas las cargas al inversor.
- Registrar las mediciones de corriente y tensión de entrada y salida del inversor, la frecuencia, la distorsión armónica en tensión, así como, la información proporcionada por el inversor en la tabla 6. Realizar la mayor cantidad de mediciones posibles hasta llegar a una tensión de 12,6 V.

Tabla 6. Registro de las mediciones en el inversor.

Tensión de entrada (V)	Factor de carga	Tensión de salida (V)	Corriente RMS de salida (A)	Frecuencia (Hz)	Corriente de autoconsumo	THD (%)
100	100					
15						
5						
100						
15						
5						

- Apagar sucesivamente las cargas y registrar los valores de los parámetros antes mencionados hasta apagar todas las cargas.
- Medir el autoconsumo del inversor.
- Encender todas las cargas hasta que la tensión de la batería disminuya en 0,25 V.
- Repetir el procedimiento hasta alcanzar la tensión de 12 V con todas las cargas encendidas. Registrar la tensión de desconexión de las cargas.
- Encender la fuente de tal forma que suministre una corriente de carga equivalente a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico a STC hasta que el inversor encienda nuevamente todas las cargas.
- Repetir los últimos dos pasos para una potencia y corriente parcial equivalente a 75 % de la nominal.
- Si la distorsión armónica total de tensión es menor que 5 % en relación a la tensión RMS de la forma de onda, entonces el inversor cumple lo especificado.
- Si la potencia del autoconsumo para cualquiera de las tensiones ensayadas es menor a 3 % de la potencia nominal del inversor, el inversor cumple lo especificado.
- Si la eficiencia es mayor a 80 % para un factor de potencia entre 15 % y 90 % y para todas las tensiones típicas del SFD, el inversor cumple lo especificado.
- Si la variación de la tensión de salida del inversor está entre $\pm 10\%$ del valor nominal, para cualquier factor de carga y tensión de entrada en CC típica del SFV, el inversor cumple.
- Si la variación de la frecuencia a la salida del inversor está entre $\pm 5\%$ del valor nominal para cualquier factor de carga y tensión de entrada en CC típica del SFD, el inversor cumple.
- El inversor cumple con las especificaciones si la tensión de desconexión de las cargas, de alarma de desconexión y reposición de las cargas se encuentran dentro del correspondiente rango especificado.
- Si la información visual proporcionada por el inversor corresponde a los parámetros eléctricos medidos, el inversor cumple.

3.2.2. Evaluación de la compatibilidad con las cargas

- Con la misma configuración anterior, identificar las cargas que se estimen serán conectadas al inversor. Estas deben ser agrupadas en cargas equivalentes a 25 %, 50 % y 100 % de la potencia nominal del inversor.
- Con la batería cargada, encender sucesivamente las cargas, luego apagar las cargas y el inversor.
- Conectar al inversor el 100 % de las cargas y encenderlo.
- Si el inversor no presentó ningún problema al encender las cargas y éstas funcionan en forma continua, sin

variaciones significativas en sus características, el inversor cumple con lo especificado.

3.2.3. Evaluación de la sobrecorriente

- Identificar un motor que precise para su accionamiento una sobrecorriente de aproximadamente 5 veces la corriente nominal del inversor.
- Conectar el motor al inversor, encender el inversor.
- Si el inversor entregó el pico de corriente al motor, el inversor cumplirá con lo especificado.

3.2.4. Evaluación de las interferencias

- Verificar si los aparatos de recepción y emisión de señales, usados típicamente en el sector rural, funcionan separadamente en todo el rango de sintonización de señales. Caso contrario, registrar en que rango no se produce una adecuada recepción.
- Conectar el inversor a la batería con una tensión próxima a 12.6 V y con una carga equivalente entre el 5 % a 10 % de la potencia nominal.
- Encender separadamente cada dispositivo de comunicación a una distancia de 3 m y verificar que no se produzca ninguna interferencia. Repetir el procedimiento en un intervalo de 0.5 m hasta llegar a los 5 m. Si no presentara ninguna interferencia o no se percibe ningún ruido, el inversor cumple con lo especificado.

4. Evaluación de las protecciones

- Con la configuración ilustrada en la Figura 1 conectar al inversor a una o más cargas equivalente a 100% de la potencia del inversor, encenderlo, desconectar el cable de la batería. Apagar las cargas, conectar nuevamente el cable. El inversor cumple lo especificado si el inversor nuevamente consigue encender el 100% de las cargas.
- Con el inversor en vacío invertir la polaridad a la entrada del inversor durante 3 minutos. Conectar nuevamente en la posición correcta los cables de entrada y encender el inversor. Si hay un fusible de protección y este quedará dañado, cambiarlo. Medir la tensión a la salida del inversor. Si el multímetro mide una tensión a la salida del inversor próxima a la nominal, este cumple con lo especificado.
- Verificar que el inversor cuenta con el índice de protección solicitado.

5. Evaluación del funcionamiento del inversor en condiciones extremas de operación

- La batería debe estar completamente cargada, con una tensión mínimo de 13.8 V.
- Agrupar las cargas típicas a ser usadas o las cargas equivalente a 125 % y 150 % de la potencia del inversor, conectar los componentes tal como aparece en la Figura 1. Encender el conjunto de cargas equivalentes a 125 % de la carga total, apagar después de 2 minutos. Encender la carga equivalente a 150 % de la carga total, apagar después de 30 segundos.
- Si el inversor logra encender las cargas, para ambas condiciones, para tensiones superiores a 12.1 V, cumple con lo especificado.

G. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El procedimiento de evaluación del SFV tiene como finalidad el determinar si el conjunto de componentes y elementos accesorios funcionan bajo las condiciones ambientales, de carga, descarga, entre otros solicitados.

Por lo tanto, para su evaluación deben ser considerados todos los componentes y materiales previstos.

1. Evaluaciones generales

- Instalar el SFV según recomendación del fabricante, verificar que todos los materiales necesarios para la instalación (tornillos, conectores, elementos de soporte y fijación, etc.) hayan sido incluidos de forma completa.

- Verificar que todas las terminales, tuercas, arandelas y demás elementos accesorios, propios de cada componente, y los usados para la instalación, sean de material inoxidable.

2. Evaluaciones físicas

- Verificar que todos los tornillos de los componentes y accesorios para su instalación son de cabeza plana, estrella o mixta.
- Verificar que todo los fusibles a ser utilizados son de amplia distribución en el mercado, especialmente en las cercanías donde se realizarán las instalaciones. Asimismo, verificar que su capacidad señalada en la superficie exterior se encuentra entre el 120 % y el 150 % de la corriente máxima que circulará por el fusible.
- Manipular los terminales de los componentes, a fin de verificar que se encuentren firmemente unidos a los mismos. Asimismo, verificar que los cables puedan ser conectados a sus correspondientes terminales de manera segura y macinadamente fuerte.
- Verificar que los fusibles, interruptores u otros elementos de seguridad se encuentran ubicados en la caja de conexiones. Verificar que su índice de protección sea igual o mayor al del controlador de carga, siendo imprescindible que las salidas de la caja de conexiones se encuentren herméticamente selladas mediante prensaestopas. Así mismo, debe verificarse que la superficie exterior sea de material resistente a la oxidación o, en su defecto, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).
- Con la ayuda de un inclinómetro, verificar que el ángulo de inclinación del soporte del módulo fotovoltaico corresponde al valor solicitado. Asimismo, verificar que esté conformado por perfiles de aluminio anodizado, que los elementos de unión se encuentren firmemente unidos, a fin de que puedan resistir vientos de hasta 120 km/h.
- Verificar que las estructuras y postes de madera cuentan con un certificado del proveedor de la madera, en el cual se garantiza que la madera empleada ha sido sometida a un periodo de secado mayor a 2 meses y que tiene la densidad solicitada. En el caso de estructuras o postes metálicos, estos deberán ser de material inoxidable o, en su defecto, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica).
- Verificar que la posición del generador fotovoltaico sea la más apropiada para una mayor captación posible de la radiación solar, tomando en cuenta la dirección del sol, alturas de obstáculos cercanos, entre otros. En el caso que éstos sean instalados sobre techos, verificar que la distancia entre el módulo y el techo corresponda a lo solicitado.
- Verificar que el SFV cuente con un banco de baterías y que sus características correspondan a lo solicitado.
- Al realizar una conexión de más de una batería, verificar que éstas tengan las características solicitadas. Para ello deben ser solicitados los certificados de fabricación o las especificaciones técnicas de las baterías, según como corresponda, y los ensayos realizados.
- Verificar que el SFV cuente con un tablero de control, en el cual están ubicados los componentes principales del SFV a excepción del banco de baterías.
- Verificar que el tablero de control se encuentre protegido contra efectos corrosivos, que entre los componentes y las paredes laterales exista un espacio mínimo de 5 cm y tenga el IP solicitado.
- Comprobar que los cables a usarse en la instalación poseen un código de colores, y con una cubierta adecuada, acorde al ambiente donde serán instalados. Verificar que los terminales sean los apropiados, de acuerdo a la sección del cable.
- Verificar que en la cubierta protectora del cable se indique el tipo de cable, la sección y el fabricante del mismo (según NTP 370.252).
- Al hacer las conexiones de los cables y componentes de un SFV, verificar que no exista la posibilidad de producirse el efecto galvánico.
- Verificar que el conjunto tomacorriente/enchufe se encuentre polarizado.

3. Evaluaciones eléctricas

3.1. Banco de ensayo

3.1.1. Instrumentos de medición

Item	Instrumento	Cantidad	Capacidad mínima	Precisión	Resolución
1	Amperímetro	1	1,5 A _{efectivo}	± 1 %	Un decimal
2	Voltímetro	1	1,5 V _{efectivo}	± 0,5 %	
3	Inclinómetro	1	180°	± 1 %	
4	Conoímetro	1	50 Ω	± 1 %	

3.1.2. Aparatos y componentes

Item	Descripción	Cantidad	Observaciones
1	SFV	1	A ser ensayado
2	Módulo sensor de temperatura	1	Calibrado
3	Módulo sensor de irradiancia	1	Calibrado
4	Pirómetro para registro de irradiancia difusa	1	Calibrada
5	Temporizador (relé horario)	1	Con una precisión de 15 minutos
6	Sistema de adquisición de datos	1	Registro de radiación global, difusa, temperatura de celda, temperatura ambiente, tensión y corriente a la entrada del banco de baterías

3.1.3. Condiciones generales de medición

Estas condiciones generales deben ser cumplirse:

- Realizar la instalación del SFV bajo las condiciones preestablecidas para su futura instalación (inclinación, metros de cable, entre otros).
- Banco de baterías completamente cargada y con su capacidad estabilizada.
- Instalar el banco de ensayo con los componentes, instrumentos y equipos señalados según su configuración.
- Los resultados se considerarán como válidos, siempre y cuando la irradiancia durante los días de ensayo no sea inferior a 1,2 veces la irradiancia mínima especificada.
- El sistema debe ser instalado en horas previas al inicio de la descarga. Por ejemplo, en el caso que un sistema suministre energía eléctrica a sus cargas únicamente de noche, éste deberá ser instalado en el transcurso del día, dejando un intervalo de 4 horas entre el final de la instalación y el inicio de la descarga. La descarga corresponderá a la corriente máxima diaria, para ello se recomienda emplear las cargas típicas que serán usadas con el sistema, o en su defecto, una carga equivalente durante las horas especificadas.

3.1.4. Configuración del banco de ensayo

La configuración que se muestra en la Figura 1 es referencial. Cualquier ensayo del SFV debe ser realizado con su configuración propia.

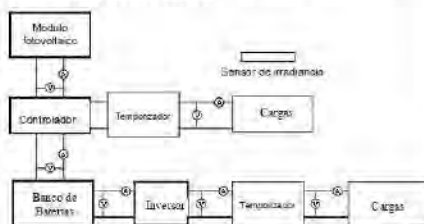


Figura 1. Configuración genérica de un Sistema Fotovoltaico.

3.2. Evaluación del SFV

- Cargar la batería con el generador fotovoltaico hasta que se contabilice una irradiancia equivalente a 1,2 veces la irradiancia mínima especificada. En ese momento, deberá desconectarse el generador fotovoltaico y el controlador deberá indicar que el banco de baterías se encuentra completamente cargado.
- Descargar el banco de batería haciendo uso de las cargas de consumo previstas o equivalentes, hasta que el controlador las desconecte. Registrar las tensiones y corrientes en las terminales del controlador, inversor y banco de baterías cada 10 minutos, como máximo.
- Cargar el banco de baterías con el generador fotovoltaico por un periodo equivalente a los días de autonomía solicitados.
- Descargar el banco de baterías hasta que el controlador desconecte las cargas del consumo.
- El sistema pasará la evaluación si la energía contabilizada en la descarga equivale a la multiplicación del número de días de autonomía solicitado por la energía de consumo diaria solicitada, con una tolerancia de hasta - 5 %. En el caso que no sea ensayada el banco de baterías a 25 °C, se deberá corregir su capacidad con un factor de 1% / °C. Si el SFV no pasará la evaluación, debe verificarse las pérdidas de tensión entre los cables y los terminales, en los elementos accesorios y la compatibilidad entre los componentes.
- En caso que durante el proceso de evaluación alguna condición general de medida no se alcanzara, entonces, se deberá volver a reiniciar el ensayo bajo las mismas condiciones.

3.3. Evaluación de las lámparas incandescentes

- Conectar las lámparas incandescentes a una fuente de alimentación a 12 V, medir la corriente de consumo, multiplicar la tensión y la corriente y dividir este valor con el valor de potencia pico en CEM del generador fotovoltaico. La potencia de la lámpara incandescente deberá ser menor a 5 % para que el SFV cumpla con lo solicitado.

3.4. Evaluación del funcionamiento de los componentes

- Verificar a través de los ensayos previstos que los componentes y sus accesorios funcionen en conjunto, suministrando la energía eléctrica solicitada. Asimismo, verificar en base a la información proporcionada por el fabricante que por causa de las condiciones geográficas o climáticas, la capacidad de cada uno de los equipos no se vea disminuida más allá de lo solicitado. En casos extremos, deberá evaluarse la posibilidad de realizar las evaluaciones correspondientes a cada componente en un lugar con las condiciones geográficas y/o climáticas similares donde serán instalados los SFV.

3.5. Evaluación de los interruptores de CA

- Conectar el interruptor solicitado a una fuente de alimentación y a las cargas de consumo solicitadas (o una carga equivalente) y encenderlas, al menos, durante 10 minutos. El interruptor habrá pasado el ensayo si no sufrió una desconexión o algún otro desperfecto en su funcionamiento.

3.6. Evaluación de los cables

- Verificar que la caída de tensión entre los componentes es menor al 2 %, durante la evaluación del sistema.

4. Evaluación de protecciones

- Verificar que existen las protecciones solicitadas en las diferentes líneas del SFV.

ANEXO

INFORME DE EVALUACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO Y SUS COMPONENTES

Nombre de Laboratorio

Fecha, año

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Sensor de irradiancia					
Sensor de temperatura					
Piranómetro					
Radiómetro					
Anemómetro					
Inclinómetro					
Volímetro					
SiLun					
SiLun					
Potenciometro					
Batería					

Características generales del módulo fotovoltaico

Marca	
Modelo	
Número de Serie	
Tipo de Módulo	Cristalino () Policristalino ()
Tensión nominal	V
Potencia Máxima a CEM	Wp
Corriente de cortocircuito a CEM	Isc
Tensión de circuito abierto a CEM	Voc
Dimensiones del módulo	mm
Dimensiones de las células	mm
Dimensiones del marco	mm

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Periodo de tiempo
Físicas	Variación	Del día al día
	Corriente de cortocircuito	Del día al día
Eléctricas	Tensión de circuito abierto	Del día al día
	Cálculo de la potencia	Del día al día

EVALUACIÓN FÍSICA Y DE PROTECCIONES

Registro Fotográfico

Fotografía del módulo fotovoltaico	
Fuente	Posición

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Estado de las células	En buenas condiciones () Roto () Separadas ()	

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Desalineamiento	Alineadas () Desalineadas ()	
Mineralización	No presenta () Presenta ()	
Impurezas en laminado	No presenta () Presenta ()	
Burbujas en encapsulado	No presenta () Presenta ()	
Vidrio frontal	En buenas condiciones () Roto ()	
Cinta de conexión	En buenas condiciones () Roto ()	
Etiqueta	Legible () ilegible ()	
Módulo	Sin manchas () sin manchas o restos ()	
Tedlar	En buenas condiciones () Roto ()	
Unión marco-módulo	En buenas condiciones () Desprendido ()	
Caja de conexión		
Unión con módulo fotovoltaico	Firme () Desprendido ()	
Tornillos de conexión	Plano () Estrecho () Medio () Otro ...	
Marco	Aluminio Anodizado () otro material ()	
Accesorios	Irremovible () Removible ()	
Protecciones		
P		
Diodes de bypass	2 unidades por módulo	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	

Observaciones
Comentarios

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

CUMPLE () , NO CUMPLE ()

del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA

Condiciones generales de medición

Parámetro	Mínimo	Máximo
Irradiancia solar (W/m ²)		
Fracción difusa		
Velocidad del viento (m/s)		
Ángulo de inclinación del Módulo fotovoltaico		
Sensor de irradiancia		
Sensor de temperatura		
Calidad		

Observaciones
Comentarios

Parámetros	Unid.	Fecha y hora Inicio	Fecha y hora Fin	Medido
Irradiancia del módulo PV	1			
Corriente de cortocircuito a CEM	A			
Tensión en circuito abierto a CEM	V			

Observaciones

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA

Personal

Nombre de Evaluado:	
Nombre de Responsable:	
Código de evaluación del laboratorio:	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Voltímetro					
Amperímetro					
Wattímetro					
Batería					
Potenciometro					
Carga 1					
Carga 2					
Carga 3					
Home					
Refrigeradora					

Características generales del Controlador de Carga

Marca			
Modelo			
Número de Serie			
Tipo			
Tensión nominal		V	
Capacidad		A	
Tensión de desconexión del consumo		V	
Tensión de conexión del consumo		V	
Tensión de desconexión de la carga		V	
Tensión de conexión de la carga		V	
Autoconsumo		mA	
Caida de tensión entre terminales		V	

Fechas de Evaluaciones

Evaluación	Parámetro	Periodo de tiempo
Fisicas	Varios	Del día ... al día ...
Eléctricas	Varios	Del día ... al día ...
Mecánicas	Varios	Del día ... al día ...

EVALUACIÓN FÍSICA

Registro Fotográfico

Fotografía del Controlador de Carga	
Frontal	Posterior

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Superficie lresidible	SI (), No ()	
Polaridad de terminales	Corresponde (), No Corresponde ()	
Terminales cables	Fijación firme (), Fijación débil ()	
Terminales controlador	Unión firme (), Débil Unión ()	
Tipo de tornillos	Plano (), Estrella (), Mido (), otro	
Fusible		
Exposición	Sanilla (), Difícil ()	
Ubicación en el Controlador	Dentro (), Fuera ()	
Capacidad	Sanilla (), No Sanilla ()	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)

--	--

Observaciones:

Comentarios:

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DEL CONTROLADOR DE CARGA

CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA, CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Solonado	Medida	Cumple (S/No)
		Inicio	Termino			
Tensión de desconexión de carga de generador EV	V					
Tensión de conexión de carga de generador EV	V					
Factor de conexión por temperatura	mV/°C					
Tensión de reposición del consumo	V					
Tensión de alarma por proximidad de desconexión del consumo	V					
Tensión de desconexión de consumo	V					
Profundidad de descarga (PD)	%					
Varación de las tensiones por variación de corriente	%					
Caida de tensión	%					
Autoconsumo	mA					
Interferencia						
Condiciones extremas de funcionamiento						
Bajas temperaturas						
Altas temperaturas						
Protecciones						
Indice de Protección						
Corrientes inversas						
Funcionamiento sin batería						
Sobrecarga						
Inversión de polaridad						
Conocimiento						
Información visual						

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 2

Observaciones:

Comentarios:

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN ELÉCTRICA DEL CONTROLADOR DE CARGA

CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Solicitado	Medido	Cumple (Si/No)
		Inicio	Termino			
Capacidad inicial	Ah					
Capacidad estabilizada de la batería						
Densidad de la batería	g/cm ³					
Autodescarga	%					

Observaciones

Comentarios

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 3

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN ELÉCTRICA DE LA BATERÍA
CUMPLE (), NO CUMPLE ()

del de

Evaluador

Responsable

ANEXO 3

Medida de la capacidad inicial, estabilizada y autodescarga

Tiempo (min)	Corriente (A)	Tensión (V)	Temperatura (°C)	Observaciones

Curva de descarga de la batería	Temperatura promedio (°C)	
	Tensión	PD (%)

Curva de carga de la batería	Temperatura promedio (°C)	
	Tensión	FR (%)

FR: Factor de recuperación

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL CONVERTIDOR CC/CC

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Voltmetro					
Amperemetro					
Termómetro					
Fuente de alimentación					
Radio 1					
Radio 2					
Radio "n"					
TV					
Horno					
Refrigeradora					

Características generales del Convertidor CC/CC

Marca	
Modelo	
Número de Serie	
Tipo	
Tensión nominal	V
Capacidad	A
Tensiones de salida	V
Autocorriente	mA

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Periodo de tiempo
FISICAS	Varios	Del día ... al día ...
ELECTRICAS	Varios	Del día ... al día ...
PROTECCIONES	Varios	Del día ... al día ...

EVALUACION FISICA

Registro Fotográfico

Fotografía del Convertidor CC/CC	
Frontal	Posterior

Características	Calificación	Cumple (Si/No)
Superficie inoxidable	Si () No ()	
Prioridad de terminales	Corresponde () No Corresponde ()	
Diseño tipo de convertidor	Simple () Doble ()	
Terminales cables	Fijación firme () Fijación endeble ()	
Terminales convertidor	Unión firme () Doble Unión ()	
Tipo de tornillos	Plano () Estrado () Mixto () Otro ()	
Fusible		
Estración	Simple () Doble ()	
Ubicación en el convertidor	Deriva () Fija ()	
Capacidad	Simple () No Simple ()	
Índice de Protección	IP	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	

Observaciones

Comentarios

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DEL CONVERTIDOR CC/CC
CUMPLE (), NO CUMPLE ()

del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA, CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES

Parámetros	Unidad	Fecha y hora		Solicitado	Medido	Cumple (S/N)
		Inicio	Termino			
Interferencias						
Conversión de las tensiones	V					
Autoconsumo	mA					
Protecciones						
Indicador de Protección						
Señalización						
Inversión de polaridad						
Conexión						
Condiciones extremas de funcionamiento						
Bajas temperaturas						
Altas temperaturas						

Observaciones

Comentarios

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 4

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN ELÉCTRICA CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES DEL CONVERTIDOR CC/CC

CUMPLE (), NO CUMPLE ()

del de

Evaluador

Responsable

ANEXO 4

Interferencias

A radio o televisor
No se produce () , Si se produce () ¿A qué distancia?

Con radio o televisor funcionando independiente (pilas o batería)
No se produce () , Si se produce () ¿A qué distancia?

Conversión de tensiones

Temperatura de entrada	Temperatura de salida		Variación temperatura a la nominal		Observaciones
	Con carga	Sin carga	Con carga	Sin carga	

Autoconsumo

Tensión de entrada (V)	Corriente (A)	Observaciones

Evaluación de las condiciones extremas de funcionamiento

El Convertidor soporta el funcionamiento en condiciones extremas de funcionamiento

Bajas temperaturas °C Si () , No ()
Altas temperaturas °C Si () , No ()

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE LA LUMINARIA

Personal

Nombre de Evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Volímetro					
Amperímetro					
Termómetro					
Radio					
TV					
Cronómetro					
Cámaras					
Luminaria patrón					
Horno					
Refrigeradora					

Características generales de la luminaria

Marca	
Modelo	
Número de Serie	
Tipo	
Cantidad de lámparas	
Presencia de lámpara	A
Flujo luminoso	lm
Tensión nominal	V
Corriente	mA

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Periodo de tiempo
FÍSICAS	Varios	Del día al día
ELÉCTRICAS	Varios	Del día al día
PROTECCIONES	Varios	Del día al día

EVALUACIÓN FÍSICA

Registro Fotográfico

Fotografía del Contratador CC/CC	
Frontal	Posterior

Características	Observación	Cumplimiento (Si/No)
Superficie, terminales, tornillos y accesorios instalados	Si () , No ()	
Dimensione de luminaria	Sencilla () , Difusa ()	
Polaridad de terminales	Correspondo () , No Correspondo ()	
Terminales escalables	Figuras fijas () , Figuras variables ()	
Terminales luminarios	Union fijas () , Doble Union ()	
Tipo de tornillos	Plano () , Estrella () , Moxo () ,.....	
Índice de Protección	IP	
Tipo de casco E (Luminarios compactos)	E	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	

Observaciones
Comentarios

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DE LA LUMINARIA

CUMPLE () , NO CUMPLE ()

..... del de
Evaluador Responsable

EVALUACIÓN ELÉCTRICA, CICLADO, FLUJO LUMINOSO, CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES

Parámetros	Unid	Fecha y hora		Solicitado	Medido	Cumple (Si/No)
		Inicio	Terminó			
Interferencia						
Temperatura ambiente de la luminaria						
Funcionamiento de luminaria sin lámpara fluorescente						
Ciclado						
Flujo luminoso						
Potencia de consumo de la luminaria						
Protecciones						
Índice de protección						
Inversión de polaridad						
Funcionamiento de la luminaria con tubo fluorescente quemado						
Funcionamiento de la luminaria con tubo fluorescente roto						
Cortocircuito						
Funcionamiento en condiciones extremas de operación						
Bajas temperaturas						
Altas temperaturas						

Observaciones
Comentarios

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 5

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN ELÉCTRICA, CICLADO, FLUJO LUMINOSO, CONDICIONES EXTREMAS DE FUNCIONAMIENTO Y PROTECCIONES DE LA LUMINARIA

CUMPLE () , NO CUMPLE ()

..... del de
Evaluador Responsable

ANEXO Nº 5

Interferencias

Radio o televisor
No se produce () , Si se produce () ¿A que distancia?

Con radio o televisor funcionando independiente (pilas o batería)
No se produce () , Si se produce () ¿A que distancia?

Flujo luminoso

Luminaria en ensayo					
Tensión de entrada (V)	Corriente de consumo (A)	Potencia de consumo (W)	Distancia (m)	Luminancia (lm)	Flujo luminoso (lm)

Luminaria en patrón					
Tensión de entrada (V)	Corriente de consumo (A)	Potencia de consumo (W)	Distancia (m)	Luminancia (lm)	Flujo luminoso (lm)

Flujo luminoso de la luminaria patrón corregido: lm

Flujo luminoso de la luminaria en ensayo corregido: lm

Rendimiento luminoso de la luminaria en ensayo: lm/W

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL INVERSOR CC/CA

Personal

Nombre del evaluador	
Nombre de Responsable	
Código de evaluación del laboratorio	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Volímetro					
Amperímetro					
Análizador de armónicos					
Placa empalmadora					
Banco de batería					
Fuente de alimentación					
Cargas					

FICHA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Personal

Nombre de Evaluador:	
Nombre del Responsable:	
Código de evaluación del laboratorio:	

Instrumentos de medición y dispositivos auxiliares

Equipo	Cantidad	Marca	Modelo	Descripción	Capacidad
Voltímetro					
Amperímetro					
Inclinómetro					
Contador					
Módulo sensor de temperatura					
Módulo sensor de irradiancia					
Pirómetro para registro de irradiancia difusa					
Temporizador					
Sistema de adquisición de datos					

Características generales del Sistema Fotovoltaico

	Marca	Modelo	N° de Serie	Código de laboratorio	Cantidad	Capacidad por unidad	
Módulo fotovoltaico							Wp
Controlador de carga							A
Batería							Ah
Luminaria							W
Convertidor CC/CC							A
Inversor							W

Fechas de Evaluaciones

Evaluaciones	Parámetro	Período de tiempo
Físicas	Varios	Del día al día
Eléctricas	Varios	Del día al día
CONDICIONES LÍNEAS DE FUNDAMENTO	Varios	Del día al día
PROTECCIONES	Varios	Del día al día

EVALUACIÓN FÍSICA

Registro Fotográfico

Fotografía del Sistema Fotovoltaico	
Frente	Posterior

Características	Calificación	Cumple (Sí/No)
Accesorios	Plano (), Estrella (), Masa (), otro	
Capacidad de fusibles	Cumple (), No Cumple ()	
Terminales-cables	Fijación firme (), Fijación suelta ()	
Terminales-componentes	Unión firme (), Debil Unión ()	
Caja de conexiones	Cumple (), No Cumple ()	
Soporte del módulo PV	Cumple (), No Cumple ()	
Poste	Cumple (), No Cumple ()	
Tablero de control	Cumple (), No Cumple ()	
Cables	Cumple (), No Cumple ()	
Conjunto bornas/conectores/anchales	Cumple (), No Cumple ()	

Fotografía de defectos encontrados (si corresponde)	

Observaciones: _____
Comentarios: _____

CALIFICACIÓN DE LA EVALUACIÓN FÍSICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CUMPLE (), NO CUMPLE ()

..... del de

Evaluador

Responsable

EVALUACIONES ELÉCTRICAS Y PROTECCIONES

Parámetros	Unid.	Fecha y hora		Solicitud	Medido	Cumple (Sí/No)
		Inicio	Termino			
N° de días de autonomía	Días					
Lámparas incandescentes	W					
Funcionamiento de componentes						
Interrupción de CA						
Cables						
Protecciones						

Observaciones: _____
Comentarios: _____

Las medidas realizadas se encuentran en el Anexo 7

ANEXO 7

Tiempo (min)	Presión de entrada (kg)	Corriente (A)	Irradiancia (W/m²)	Temperatura (°C)	Irradiación directa (W/m²)	Irradiación global (W/m²)	Inclinación (°)

28848-1

Anexo E. Código nacional de electricidad utilización

Puesta a Tierra de Sistemas y Circuitos

060-100 Circuitos

Los circuitos deben ponerse a tierra, según sea necesario, de acuerdo con lo establecido en esta Sección.

060-102 Sistemas de Corriente Continua de dos Conductores:

- (1) Los sistemas de corriente continua de dos conductores que alimentan alambros interiores y operan a tensiones entre conductores no menores de 50 V, ni mayores de 300 V, deben ponerse a tierra mediante uno de los conductores; a menos que dichos sistemas alimenten equipos industriales en áreas de acceso limitado y el circuito esté equipado con detector de tierra.
- (2) Si el circuito opera a más de 300 V entre conductores, y se puede establecer un punto neutro, de modo que la máxima diferencia de tensión entre el punto neutro y cualquier otro punto del sistema no exceda de 300 V, el punto neutro puede ser puesto a tierra.

060-104 Sistema de Corriente Continua de Tres Conductores

El conductor neutro de todos los sistemas de tres conductores de corriente continua que alimentan alambros interiores, debe ponerse a tierra.

060-106 Sistemas de Corriente Alterna (ver Anexo B)

- (1) Salvo que en otra parte del Código se establezca algo específico, los sistemas de corriente alterna deben ponerse a tierra sí:
 - (a) Al hacerlo, su máxima tensión a tierra no excede de 250 V; o
 - (b) El sistema tiene conductor neutro.
- (2) Los sistemas de alambro interior, que son alimentados por redes sin puesta a tierra, deben estar equipados con un dispositivo adecuado que detecte e indique la presencia de una falla a tierra.

060-108 Circuitos de Hornos de Arco Eléctrico

Los circuitos que alimentan a hornos de arco eléctrico pueden, pero no necesitan, ser conectados a tierra.

060-110 Circuitos de Grúas Eléctricas

Los circuitos que alimentan a grúas eléctricas que operan en ambientes con fibras combustibles, en lugares peligrosos de la Clase III, no deben ponerse a tierra.

Anexo F. Cotización N°020-00496 TESGA Energy



TESGA S.A.C

www.tesga.pe

DIRECCIÓN: Ma U 04a 14 Urb. El Bosque - Castilla - Piura

TELÉFONOS: +51 (073) 624862 / +51 960438602 / +51 980134488

RUC N° 20602793029

COTIZACIÓN

N° 020 - 00496

PROYECTO:	SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 11 KW - 35.00 KWH/DÍA	FECHA DE EMISIÓN:	18/02/2021
CLIENTE:	DANIEL ESPINOZA MEZA	VALIDEZ DE OFERTA:	05/03/2021
RUC:		REVISIÓN:	REV00
DIRECCIÓN:			

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	METRADO	P. UNITARIO	SUBTOTAL
01.00	SUMINISTRO SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF GRID DE 11 KW - 35.00 KWH/DÍA				5/202,749.21
01.01	PANEL SOLAR MONOCRISTALINO DE 455Wp DE ALTA EFICIENCIA	LIND	24.00	5/821.89	5/19,725.36
01.02	INVERSOR VICTRON MULTIPHUS 48V/5000W	LIND	2.00	5/7,252.82	5/14,505.64
01.03	CONTROLADOR DE CARGA MPPT VICTRON ENERGY SMARTSOLAR 250V/100A	LIND	1.00	5/4,235.05	5/4,470.05
01.04	BANCO DE BATERÍA DE LITIO GUDPOH 3500WH/48V	GLB	16.00	5/7,861.50	5/125,783.98
01.05	TERMINALES, CABLEADO Y ACCESORIOS DE CONEXIÓN **EL COSTO PUEDE VARIAR SEGÚN LO INDICADO EN CONDICIÓN TÉCNICA N°01	GLB	1.00	5/5,663.67	5/5,663.67
01.06	SISTEMA DE MONITOREO REMOTO VICTRON ENERGY - VICTRON ENERGY CERBO GX - MÓDULO DE MONITOREO GX TOUCH 30"	GLB	1.00	5/2,406.66	5/2,406.66
01.07	SISTEMA DE MONITOREO DE RED SMART - MÓDULO WIFI - ACCESORIOS DE INTERCONEXIÓN	GLB	1.00	5/1,190.33	5/1,190.33
01.08	TABLERO AUTOSOPORTADO PARA INVERSORES, BATERÍAS Y PROTECCIONES (INCLUYE: BANDEJA DE MONTAJE PARA INTEGRACIÓN DE COMPONENTES)	GLB	2.00	5/5,312.80	5/10,625.60
01.09	RACK DE SOPORTE PARA BATERÍA DE LITIO (PARA MONTAJE EN INTERIOR) **INCLUYE PUENTES DE INTERCONEXIÓN DE BATERÍAS.	GLB	1.00	5/5,949.66	5/5,949.66
01.10	HUB PylonTECH PARA CONEXIONADO EN PARALELO DE BATERÍAS	GLB	1.00	5/5,113.04	5/5,113.04
01.11	SOPORTE REGULABLE PARA PANELES SOLARES DE 10-15" **EL COSTO PUEDE VARIAR SEGÚN LO ENCONTRADO EN LA VISITA TÉCNICA.	LIND	24.00	5/138.13	5/3,315.19
02.00	INSTALACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO OFF GRID DE 11 KW - 31.5 KWH/DÍA				5/13,133.91
02.01	DESARROLLO DE INGENIERÍA DE DISEÑO	GLB	1.00	5/2,198.40	5/2,198.40
02.02	TRANSPORTE Y MOVILIZACIÓN DE EQUIPOS Y PERSONAL TÉCNICO	GLB	1.00	5/6,006.42	5/6,006.42
02.03	INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y MONTAJE DE EQUIPOS	GLB	1.00	5/4,929.10	5/4,929.10
SUBTOTAL					5/215,883.13
				IGV	5/38,858.96
					TOTAL
					5/254,742.09

CUENTAS BANCARIAS

CUENTA BCP SOLES: 475-2467012-092
 N° CCI SOLES: 010-41500246701209124
 CUENTA DE DETRACCIONES: 631-011547

CUENTA BCP DOLARES: 475-07326329-1-90
 N° CCI DOLARES: 002-07519732632919019

CONDICIONES COMERCIALES

FORMA DE PAGO: 50% CON FIRMA DE ORDEN DE COMPRA / 50% CON PUESTA EN MARCHA
 TIEMPO DE ENTREGA: 30 DÍAS CALENDARIO DESPUÉS DE FIRMA DE CONTRATO O ENVÍO DE ORDEN DE SERVICIO
 LUGAR DE ENTREGA: INSTALACIONES DEL CLIENTE
 VALIDEZ DE OFERTA: 15 DÍAS HÁBILES
 TIPO DE MONEDA: DÓLARES AMERICANOS
 TIEMPO DE GARANTÍA: 60 MESES EQUIPOS PRINCIPALES Y 12 MESES PARA ACCESORIOS Y PROTECCIONES
 TIPO DE CAMBIO: TIPO DE CAMBIO DE MERCADO VIGENTE AL MOMENTO DE LA COMPRA

Fuente: TESGA Energy (2021)