MINISTERIO DE EDUCACIÓN

LED SERVICIO DE LIECHTENSTEIN PARA EL DESARROLLO

swisscontact

GUÍA TEMÁTICA

ENERGÍAS RENOVABLES

Versión preliminar de trabajo

Formación en competencias verdes

Créditos

Esta publicación se realizó con el apoyo financiero del Servicio de Liechtenstein para el Desarrollo (LED), en el marco del proyecto ***"Formación en competencias verdes"***, ejecutado por Swisscontact.

La guía temática es el resultado de un proceso colaborativo de construcción colectiva y validación técnico-pedagógica, que contó con la participación de:

- Directores Departamentales de Educación y Subdirectores de Educación Superior de Formación Profesional de Potosí, La Paz y Santa Cruz.
- Directivos y docentes de los Institutos Tecnológicos Nuevo Amanecer, Potosí, Santa Cruz, INFOCAL Santa Cruz, Ayacucho y Mejillones.
- Representantes de empresas verdes y enverdecidas del sector productivo nacional.
- Profesionales especialistas de cada área temática.

Su contribución garantizó que los contenidos respondan a los estándares pedagógicos de la formación técnica superior y a las demandas del mercado laboral en las áreas estratégicas de Movilidad Eléctrica, Energías Renovables y Gestión de Residuos Sólidos.

El contenido de esta publicación refleja las voces de los actores y destinatarios del proyecto y no compromete la opinión de LED.

Swisscontact

Fundación Suiza de Cooperación para el Desarrollo Técnico

Calle 15 de Achumani, esquina Iriarte casa # 5

Tel. +591 (2) 2775566

La Paz - Bolivia

www.formaciontecnicabolivia.org

www.swisscontact.org

Facebook: Formación Técnica Profesional Bolivia

Año: 2026

Documento de trabajo del proyecto FCV, sujeto a actualizaciones durante su implementación. Su distribución y uso está restringida a docentes de los Institutos Técnicos, autoridades y técnicos participantes del proyecto, hasta la aprobación de su versión final

Versión preliminar

CONTENIDO

Módulo 1. Generación distribuida fotovoltaica ---- 3

Presentación ---- 7

Orientaciones metodológicas ---- 18

1. Fuentes de energías renovables ---- 25

1.1 Concepto ---- 25

1.2 Energía solar ---- 25

1.3 Energía eólica ---- 27

1.4 Energía hidráulica ---- 28

1.5 Energía geotérmica ---- 30

1.6 Energía del mar ---- 32

1.7. Aprovechamiento energético de la biomasa ---- 33

1.8. Valorización energética de los residuos sólidos urbanos ---- 36

1.9 El hidrógeno como vector de transporte de energía ---- 37

1.10 Introducción a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) ---- 39

1.11 Acuerdos de la Conferencia de Partes ONU y transición energética ---- 45

1.12 Género y energía ---- 46

1.13 El papel de la mujer en las energías renovables ---- 47

1.14 Barreras para el ingreso, la retención y el ascenso de las mujeres ---- 49

1.15 Mujeres en el contexto del acceso a la energía ---- 51

1.16 Medidas para generar una transición energética más efectiva ---- 52

1.17 Mujeres, empleo y energías renovables ---- 54

2. Generación distribuida ---- 58

2.1 Concepto ---- 58

2.2 Normativa ---- 59

2.3 Legislación nacional ---- 60

2.4 Resoluciones administrativas de generación distribuida ---- 63

Webgrafía ---- 84

Bibliografía ---- 86

Módulo 2. Potencial energético solar ---- 87

Presentación ---- 89

Orientaciones metodológicas ---- 91

1 Geolocalización del emplazamiento ---- 98

2 Aspectos geométricos de la relación Sol-Tierra ---- 99

2.1 Movimientos terrestres y variaciones temporales ---- 99

2.2 Variaciones temporales terrestres ---- 100

2.3 Conceptos geométricos básicos ---- 101

2.4 Coordenadas terrestres ---- 102

3. Radiación solar ---- 105

3.1 Tipos de radiación solar según su fuente radiación solar ---- 105

3.2 Magnitudes de la radiación solar ---- 106

3.3 Geometría solar ---- 107

3.5 Movimiento aparente del Sol ---- 112

3.6 Orientación e inclinación óptima del Módulo Fotovoltaico ---- 114

4. Bases de datos de radiación solar ---- 116
4.1 Modelos empíricos o estadísticos ---- 116
4.2 Modelos de base física (físicos) ---- 116
4.3 Modelos satelitales (semi-empíricos) ---- 116
4.4 Modelos de Inteligencia Artificial (IA) / Machine Learning ---- 117
5 Características de las bases de datos para evaluar el potencial solar ---- 118
5.1 Bases de datos de acceso libre ---- 118
6 Casos de estudio ---- 119
Webgrafía ---- 121

Módulo 3. Componentes y arquitectura de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida ---- 123

Presentación ---- 125
Orientaciones metodológicas ---- 127
1 El módulo fotovoltaico ---- 134
1.1 Tecnología del silicio ---- 134
1.2 Efecto fotovoltaico ---- 136
1.3 La célula solar ---- 137
1.4 Módulo fotovoltaico ---- 146
1.5 Tipología de módulos fotovoltaicos ---- 151
1.6 Classification Tier 1 Bloomberg New Energy Finance Q4 2025 ---- 153
1.7 Conexionado de las células solares en los módulos fotovoltaicos ---- 153
2. Sistema de balance (BOS) ---- 169
2.3 Conductor fotovoltaico ---- 176
2.5 Cableado, ductos y conexiones ---- 185
2.6 Dispositivos de protección en DC ---- 188
2.7 Sensor de potencia ---- 190
2.9 Medidor de generación ---- 191
2.10 Puesta a tierra ---- 191
2.11 Dispositivos de equipotencialización ---- 191
3. Casos de estudio ---- 193
Webgrafía ---- 197
Bibliografía ---- 197

Módulo 4. Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos de generación ---- 199

Presentación ---- 201
Orientaciones metodológicas ---- 203
1 Emplazamiento ---- 211
2 Energía (Wh) ---- 213
3 Producción de energía (Wh) ---- 214
4 Potencia fotovoltaica ---- 215
4.1 Selección del módulo fotovoltaico ---- 215
4.2 Número de módulos fotovoltaicos ---- 216
5 Inversor ---- 223
6 Arreglo fotovoltaico ---- 225
6.1 Parámetros eléctricos del arreglo fotovoltaico ---- 225
7 Corrección por temperatura ---- 228

7.1 Temperatura de operación de la celda fotovoltaica---- 229
7.2 Corrección de magnitudes eléctricas del módulo fotovoltaico ---- 230
8 Conductor fotovoltaico ---- 235
8.1 Ampacidad del conductor fotovoltaico ---- 235
8.2 Selección de la sección del conductor fotovoltaico ---- 236
8.3 Corrección de la ampacidad del conductor fotovoltaico ---- 236
8.4 Caída de tensión del conductor fotovoltaico ---- 237
9 Protecciones eléctricas del arreglo fotovoltaico ---- 239
10 Canalización de conductores CC del arreglo fotovoltaico ---- 242
11 Conductor de potencia de salida CA del inversor ---- 244
11.1 Corrección de ampacidad del conductor de salida de potencia CA ---- 244
11.2 Caída de tensión del conductor de potencia de salida CA ---- 245
11.3 Protecciones eléctricas de la salida de potencia CA del Inversor ---- 246
11.4 Canalización de conductores de potencia de salida AC ---- 247
12. Resumen del proyecto ---- 248
13 Casos de estudio ---- 249
Webgrafía ---- 254
Bibliografía ---- 254

Módulo 5. Montaje y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida ---- 255

Presentación ---- 257
Orientaciones metodológicas ---- 259
1 Montaje y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida ---- 268
1.1. Consideraciones para el montaje de sistemas fotovoltaicos conectados a la red ---- 268
1.2. Montaje del arreglo fotovoltaico ---- 271
2 Análisis inicial del emplazamiento para sistemas fotovoltaicos de generación distribuida 280
2.1. Propiedad y tipo de uso del inmueble ---- 280
2.2. Geolocalización y caracterización del área de emplazamiento ---- 280
2.3. Potencial FV para generación distribuida ---- 285
2.4. Evaluación del sistema eléctrico ---- 286
3 Mantenimiento del sistema fotovoltaico de generación distribuida ---- 288
3.1 Mantenimiento preventivo ---- 288
3.2. Mantenimiento correctivo ---- 295
3.3. Mantenimiento predictivo ---- 298
3.4. Protocolo de mantenimiento del sistema fotovoltaico ---- 299
3.5. Descripción de actividades de mantenimiento preventivo de sistemas fotovoltaicos 304
4 Buenas y malas prácticas en sistemas fotovoltaicos conectados a la red ---- 311
4.1. Buenas prácticas ---- 311
4.2 Malas prácticas ---- 312
4.3 Casos de estudio ---- 314
Webgrafía ---- 316
Bibliografía ---- 317

MÓDULO 1

GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA

Presentación

La presente Guía Técnica de Generación Distribuida se constituye en un instrumento operativo para orientar el diseño, la tramitación, la conexión, la medición y la retribución de proyectos de generación distribuida con fuentes renovables en el Estado Plurinacional de Bolivia, en el marco del ordenamiento jurídico vigente. Se sustenta en el Decreto Supremo N° 4477, que establece las condiciones generales para normar la actividad de generación distribuida en los sistemas de distribución y determina la retribución por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución. Asimismo, incorpora las modificaciones e incorporaciones introducidas por los Decretos Supremos 5167 y 5549, cuyo objeto es impulsar el uso de energías limpias y el cambio de la matriz energética mediante la apertura de beneficios e incentivos que mejoren la participación de la generación distribuida en el mercado eléctrico.

La Guía aborda definiciones regulatorias clave, tales como generador distribuido, autoproductor con generación distribuida, empresa instaladora y el mecanismo de medición neta para la retribución, además de la clasificación por potencia instalada (nano, micro, mini y macro generación distribuida). También desarrolla las obligaciones y prohibiciones de los actores involucrados: distribuidores, empresas instaladoras y generadores distribuidos, enfatizando la necesidad de que la conexión y operación no afecten el suministro normal, y que toda intervención sea realizada por empresas habilitadas y registradas conforme normativa del ente regulador. La Guía introduce una visión general de las fuentes de energía renovable, analiza el marco de los Objetivos de Desarrollos Sostenible en el marco del Cambio Climático y la Teoría de los Límites Planetarios, a fin de argumentar los acuerdos de orden político de la conferencia de partes COP 28 y COP 29.

Para el contexto del desarrollo de las energías renovables en Bolivia, las *competencias verdes* se entienden como el conjunto integrado de conocimientos, habilidades, actitudes y valores orientados a la transición energética sostenible, la eficiencia en el uso de recursos y la mitigación del cambio climático. En particular, los Decretos Supremos 4477, 5167 y 5149 sobre generación distribuida establecen un marco normativo que impulsa la participación activa de usuarios-productores, promoviendo la adopción de sistemas fotovoltaicos y otras tecnologías limpias.

En este escenario, las competencias verdes no solo abarcan capacidades técnicas para el diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas energéticos renovables, sino también competencias transversales como la gestión ambiental, la innovación tecnológica y la responsabilidad social, alineadas con las demandas emergentes del mercado laboral y los compromisos climáticos del país.

En el marco del proyecto INOTEC, la integración de competencias verdes en la formación técnica y tecnológica responde a un enfoque educativo basado en competencias, donde los planes y programas formativos se estructuran en función de resultados de aprendizaje pertinentes al contexto de desarrollo productivo, laboral y ambiental. Esto implica articular perfiles profesionales con estándares ocupacionales vinculados a la economía verde, incorporando metodologías activas, aprendizaje basado en problemas y prácticas en entornos reales. Así, las instituciones de formación técnica y tecnológica fortalecen su rol estratégico en la formación de talento humano capaz de implementar soluciones sostenibles, adaptarse a marcos regulatorios y contribuir al desarrollo económico bajo criterios de sostenibilidad e innovación.

La creciente demanda de energía asequible y no contaminante exige revisar críticamente los ODS en su articulación con la transición energética y la posibilidad de aportar al logro de metas específicas al 2030.

Cuadro 1: Relación ODS 4 y competencias verdes en energías renovables

El ODS 4 plantea educación inclusiva, equitativa y de calidad y promover oportunidades de aprendizaje durante toda la vida para todos. Sin embargo, en Bolivia la débil integración de competencias verdes en la formación técnica y tecnológica ha limitado la innovación para el desarrollo.
Aporte potencial a Metas ODS 4
4.3 De aquí a 2030, asegurar el acceso igualitario de todos los hombres y las mujeres a una formación técnica, profesional y superior de calidad, incluida la enseñanza universitaria.
4.4 De aquí a 2030, aumentar considerablemente el número de jóvenes y adultos que tienen las competencias necesarias, en particular técnicas y profesionales, para acceder al empleo, el trabajo decente y el emprendimiento.
4.c De aquí a 2030, aumentar considerablemente la oferta de docentes calificados, incluso mediante la cooperación internacional para la formación de docentes en los países en desarrollo, especialmente los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo.
4.7. Al 2030, asegurar que todos los estudiantes adquieran los conocimientos teóricos y prácticos necesarios para promover el desarrollo sostenible, entre otras cosas mediante la educación para el desarrollo sostenible y los estilos de vida sostenibles, los derechos humanos, la igualdad de género, la promoción de una cultura de paz y no violencia, la ciudadanía mundial y la valoración de la diversidad cultural y la contribución de la cultura al desarrollo sostenible.

Fuente: ONU

Cuadro 2: Relación ODS 5 y competencias verdes en energías renovables

El ODS 5 promueve igualdad de género, aunque persisten brechas en la participación femenina en sectores energéticos en general y en el sector de energías renovables en particular.
Aporte potencial a Metas ODS 5
5.5 Asegurar la participación plena y efectiva de las mujeres y la igualdad de oportunidades de liderazgo a todos los niveles decisorios en la vida política, económica y pública.
5.c Aprobar y fortalecer políticas acertadas y leyes aplicables para promover la igualdad de género y el empoderamiento de todas las mujeres y las niñas a todos los niveles.

Fuente: ONU

Cuadro 3: Relación ODS 7 y competencias verdes en energías renovables

El ODS 7 impulsa energía limpia; si bien el país tiene una base hidroeléctrica relevante, la diversificación hacia la energía solar y eólica es todavía incipiente.

Aporte potencial a Metas ODS 7
7.1. De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
7.a. De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.
7.b De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

Fuente: ONU

Cuadro 4: Relación ODS 8 y competencias verdes en energías renovables

El ODS 8 propone el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos, pero enfrenta tensiones entre expansión energética de dependencia fósil y la transición energética.

Aporte potencial a Metas ODS 8
8.2 Lograr niveles más elevados de productividad económica mediante la diversificación, la modernización tecnológica y la innovación, entre otras cosas centrándose en los sectores con gran valor añadido y un uso intensivo de la mano de obra.
8.3 Promover políticas orientadas al desarrollo que apoyen las actividades productivas, la creación de puestos de trabajo decentes, el emprendimiento, la creatividad y la innovación, y fomentar la formalización y el crecimiento de las microempresas y las pequeñas y medianas empresas, incluso mediante el acceso a servicios financieros.
8.4. Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre Modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados.
8.10 Fortalecer la capacidad de las instituciones financieras nacionales para fomentar y ampliar el acceso a los servicios bancarios, financieros y de seguros para todos.

Fuente: ONU

Cuadro 5: Relación ODS 9 y competencias verdes en energías renovables

El ODS 9 demanda infraestructura e innovación, aunque la inversión tecnológica sigue siendo limitada. Este conjunto evidencia avances parciales, pero también contradicciones estructurales que dificultan consolidar un modelo energético inclusivo, resiliente y alineado con los compromisos globales.

Aporte potencial a Metas ODS 9
9.3 Aumentar el acceso de las pequeñas industrias y otras empresas, particularmente en los países en desarrollo, a los servicios financieros, incluidos créditos asequibles, y su integración en las cadenas de valor y los mercados.

9.4. De aquí a 2030, modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas.
9.a Facilitar el desarrollo de infraestructuras sostenibles y resilientes en los países en desarrollo mediante un mayor apoyo financiero, tecnológico y técnico a los países africanos, los países menos adelantados, los países en desarrollo sin litoral y los pequeños Estados insulares en desarrollo

Fuente: ONU

Cuadro 6: Relación ODS 11 y competencias verdes en energías renovables

El ODS 11 busca ciudades sostenibles, pero la planificación urbana en Bolivia aún no integra plenamente soluciones energéticas limpias ni la eficiencia energética.
Aporte potencial a Metas ODS 11
11.1 De aquí a 2030, asegurar el acceso de todas las personas a viviendas y servicios básicos adecuados, seguros y asequibles y mejorar los barrios marginales.
11.3 De aquí a 2030, aumentar la urbanización inclusiva y sostenible y la capacidad para la planificación y la gestión participativas, integradas y sostenibles de los asentamientos humanos en todos los países.

Fuente: ONU

Cuadro 7: Relación ODS 12 y competencias verdes en energías renovables

El ODS 12 exige producción y consumo responsables, aunque persisten patrones intensivos en recursos y baja eficiencia energética.
Aporte potencial a Metas ODS 12
12.1 Aplicar el Marco Decenal de Programas sobre Modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, con la participación de todos los países y bajo el liderazgo de los países desarrollados, teniendo en cuenta el grado de desarrollo y las capacidades de los países en desarrollo.
12.2. De aquí a 2030, lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales.
12.8 De aquí a 2030, asegurar que las personas de todo el mundo tengan la información y los conocimientos pertinentes para el desarrollo sostenible y los estilos de vida en armonía con la naturaleza
12.a Ayudar a los países en desarrollo a fortalecer su capacidad científica y tecnológica para avanzar hacia modalidades de consumo y producción más sostenibles
12.c Racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan el consumo antieconómico, eliminando las distorsiones del mercado, de acuerdo con las circunstancias nacionales, incluso mediante la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para reflejar su impacto ambiental, teniendo plenamente en cuenta las necesidades y condiciones específicas de los países en desarrollo y minimizando los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y a las comunidades afectadas

Fuente: ONU

Cuadro 8: Relación ODS 13 y competencias verdes en energías renovables

El ODS 13, centrado en acción climática, revela una brecha entre compromisos internacionales y su implementación efectiva.

Aporte potencial a Metas ODS 13
13.2 Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.
13.3 Mejorar la educación, la sensibilización y la capacidad humana e institucional respecto de la mitigación del cambio climático, la adaptación a él, la reducción de sus efectos y la alerta temprana.

Fuente: ONU

Cuadro 9: Relación ODS 17 y competencias verdes en energías renovables

Finalmente, el ODS 17 promueve alianzas, pero la articulación entre Estado, sector privado y academia sigue fragmentada.

Aporte potencial a Metas ODS 17
17.6 Mejorar la cooperación regional e internacional Norte-Sur, Sur-Sur y triangular en materia de ciencia, tecnología e innovación y el acceso a éstas, aumentando el intercambio de conocimientos en condiciones mutuamente convenidas, incluso mejorando la coordinación entre los mecanismos existentes, en particular a nivel de las Naciones Unidas, y mediante un mecanismo mundial de facilitación de la tecnología
17.7 Promover el desarrollo de tecnologías ecológicamente racionales y su transferencia, divulgación y difusión a los países en desarrollo en condiciones favorables, incluso en condiciones concesionarias y preferenciales, según lo convenido de mutuo acuerdo
17.8 Poner en pleno funcionamiento, a más tardar en 2017, el banco de tecnología y el mecanismo de apoyo a la creación de capacidad en materia de ciencia, tecnología e innovación para los países menos adelantados y aumentar la utilización de tecnologías instrumentales, en particular la tecnología de la información y las comunicaciones

Fuente: ONU

En términos de proporción de electricidad limpia, Bolivia mantiene una participación significativa de fuentes hidroeléctricas, pero continúa dependiendo de termoeléctricas a gas, lo que limita la descarbonización. Este análisis evidencia que la transición energética no es solo tecnológica, sino también institucional y educativa, requiriendo coherencia entre políticas públicas, formación de talento humano y cooperación multisectorial para avanzar hacia un desarrollo verdaderamente sostenible hacia la seguridad energética nacional.

Contextualmente en Bolivia, el PGDES y el PDES reflejan la visión estratégica del país en el largo y mediano plazo, contemplando siete ejes de desarrollo interrelacionados y articulados entre sí.

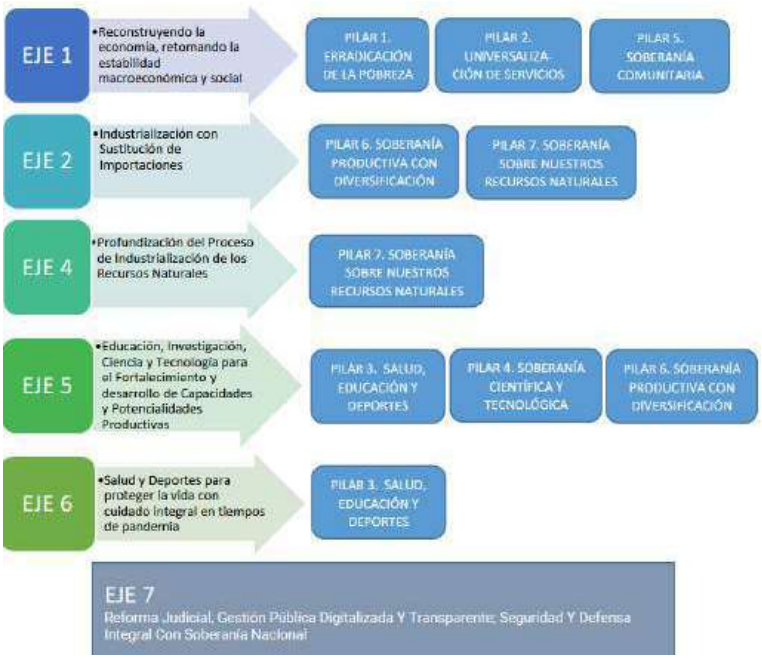
Cuadro 10: Ejes de desarrollo del Plan Bolivia 2026–2035

Bolivia, economía para la gente Bolivia al mundo y el mundo a Bolivia Bolivia 50/50 Bolivia moderna y eficiente Bolivia transparente Bolivia, bienestar para todos Bolivia verde y sustentable	Particularmente el *séptimo eje* pone énfasis en la búsqueda de posicionar a Bolivia como referente regional en la protección de su patrimonio natural mediante una gestión integral que garantiza el agua y aire para la vida, alineándose con compromisos internacionales y la ***economía circular***. Esta estrategia articula la protección y conservación de áreas protegidas y el uso sostenible de recursos (suelo, bosques y biodiversidad) con acciones decisivas de adaptación y mitigación al cambio climático desde los territorios. Asimismo, prioriza la calidad ambiental mediante el control de la contaminación y ***una transición energética enfocada en la eficiencia, la descarbonización y el desarrollo de energías renovables*** para asegurar la resiliencia y sostenibilidad del ecosistema nacional.

Fuente: MPDyMA

La configuración del escenario energético nacional ha seguido lineamientos políticos estratégicos previos impulsados por el PDES 2021-2025 (AETN, 2024), buscando pasar de un 8,2% de energías no convencionales a un objetivo ambicioso del 75% de participación renovable en la matriz energética nacional para 2050. Esto mediante proyectos hidroeléctricos, solares, eólicos y de biomasa, con planes de expansión importantes hasta el 2050 que incluyen inversiones masivas en nuevas capacidades verdes, para asegurar la soberanía y sostenibilidad energética del país.

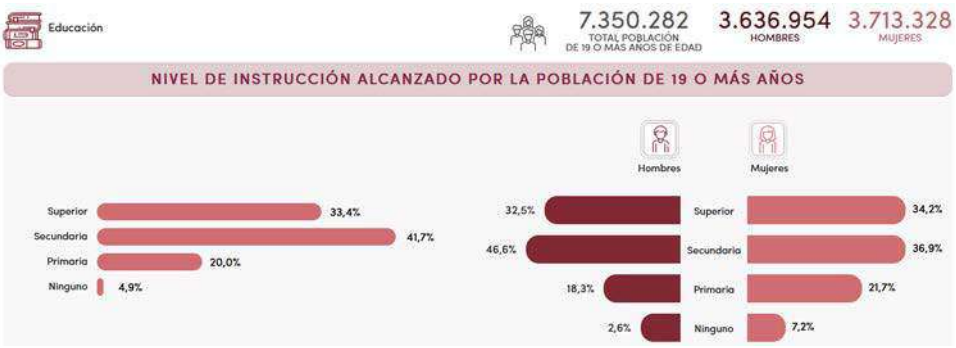
Gráfico 1: Articulación del sector energético con los ejes del PDES



Fuente: https://energypedia.info/images/8/8f/PSDI_SECTOR_ENERGETICO_2021-2025.pdf

La planificación de mediano plazo del sector energético propone alcanzar la seguridad y soberanía energética, erradicar la pobreza extrema, universalizar el acceso a los servicios básicos de electricidad (Ministerio de Hidrocarburos y Energías, 2025) y redes de gas, industrializar los recursos naturales, con el objetivo de alcanzar la integración energética y fortalecer el sector, para construir los pilares fundamentales de una nueva sociedad y un Estado más incluyente.

Gráfico 2: Nivel de instrucción alcanzado para la población de 19 o más años 2024

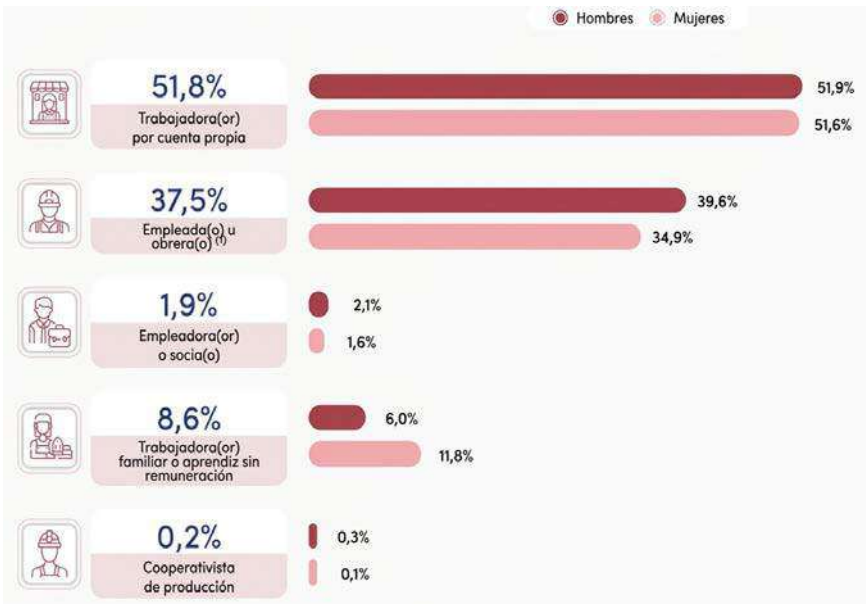


Fuente: https://Carpeta de Proyecto.v2024.ine.gob.bo

En Bolivia, el acceso a la educación superior muestra que 33,4% de la población boliviana alcanzó el nivel educativo superior, en 2024. Respecto a la comparación por sexo, las mujeres presentan un 34,2% y los varones un 32,5% de cualificación que ira a incidir en la posibilidad de insertarse en el mercado laboral.

En términos de categoría ocupacional, la mayor concentración corresponde a trabajadores por cuenta propia, con un 51,8%, y empleados u obreros, con una concentración del 37,5%. Estas dos categorías aglomeran la ruta laboral de casi el 90% de la población ocupada.

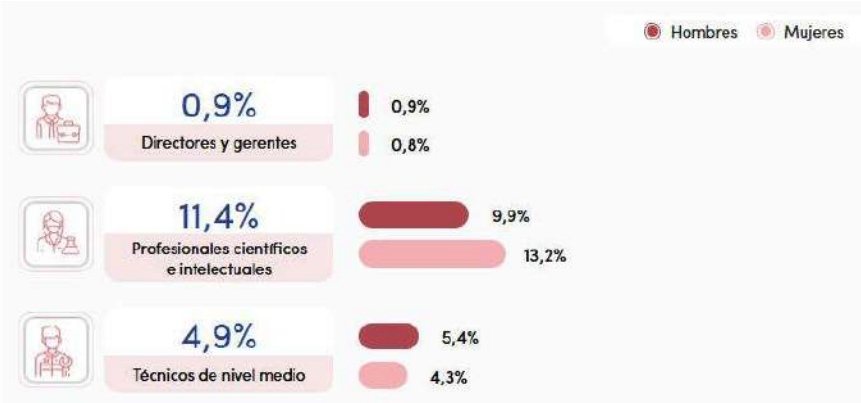
Gráfico 3: Población ocupada según categoría ocupacional y género



Fuente: https://Carpeta de Proyecto.v2024.ine.gob.bo

Llama la atención que, en el sector de cuentapropista, la brecha de género es mínima; sin embargo, en el sector dependiente, el acceso de las mujeres sigue presentando una brecha importante.

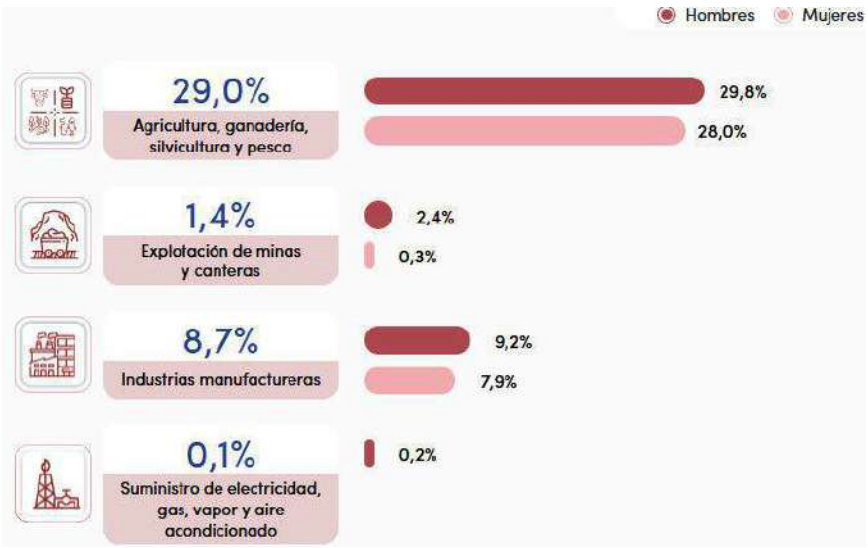
Gráfico 4: Población ocupada según grupo ocupacional



Fuente: https://Carpeta de Proyecto.v2024.ine.gob.bo

Focalizando el análisis de potencialidad y empleo de profesionales de nivel técnico superior, este campo corresponde al de profesionales, científicos e intelectuales. En este caso el dato de brecha de género es de gran relevancia, pues manifiesta una reducción de la brecha de acceso de profesionales mujeres.

Gráfico 5: Población ocupada por actividad económica



Fuente: https://Carpeta de Proyecto.v2024.ine.gob.bo

En el contexto de la actividad económica vinculada con energías renovables, el sector de suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado representa un 0,1% de la población ocupada, y su tendencia es completa a la ocupación de varones.

A manera de síntesis, la participación probable de los profesionales formados en las carreras vinculadas a energías renovables, de acuerdo con la Matriz de Consistencia, para el próximo quinquenio (2025-2030) presenta una tendencia al crecimiento,

particularmente debido a cuatro factores socioeconómicos determinantes de la coyuntura actual, que guían la política de transición energética nacional al 2030:

- **Dependencia fiscal de hidrocarburos:** el Presupuesto General del Estado recibe cerca del 40% (Energética, 2021) de ingresos por regalías, IDH y YPFB de gas natural, que genera el 70% de la electricidad demandada, impulsando la diversificación hacia renovables para mitigar contracción de exportaciones y reposición de reservas. Esto genera urgencia por incentivos fiscales y alianzas público-privadas en solar (1.200 MW proyectados) y eólica.

- **Reforma de subsidios:** es necesario ir reduciendo la dependencia de un solo recurso, que es no renovable, como el gas natural, el diesel y la gasolina, además de los riesgos que existen en el país para garantizar la sostenibilidad y el acceso equitativo a los servicios de electricidad.

- **Eficiencia energética:** reducción de los costos de producción, mejora de la competitividad, acceso a financiamiento verde, innovación tecnológica, desarrollo de nuevas capacidades y reducción del impacto ambiental, entre otras acciones para fomentar una transición justa.

- **Innovación verde:** necesidad de generar mayor colaboración y alianzas para impulsar la investigación e innovación (Cámara Boliviana de Electricidad, 2025), mejorar el acceso a financiamiento -tanto para los proyectos como para la comercialización de productos y servicios- y desarrollar los sistemas de patentes; también urge ver la generación de esas soluciones como inversión en el mediano y largo plazo, además de desarrollar normas claras que incentiven prácticas ligadas a la valorización de los residuos o a la economía circular, impulsando proyectos que democraticen el acceso a la energía eólica, la electromovilidad, el impulso al uso de biocombustibles y la conversión de desechos orgánicos en energía.

En suma, el contexto nacional proyectado al 2030, en términos de sostenibilidad y transición energética, está definido por la urgencia de vincular las necesidades prácticas e intereses estratégicos de desarrollo local y nacional, y a la formación de talento humano en ciencia y tecnología. Retos pendientes para operar esta vinculación son aquellos que tienen relación con los estudios de vocaciones productivas locales, demanda, oferta laboral y modelos de intermediación laboral. Finalmente, los procesos de evaluación y acreditación de competencias profesionales deben ser estructurados, desarrollados y aplicados para la cualificación profesional, así como la transitabilidad entre niveles y grados académicos

En esos términos, la prioridad de la política pública nacional de integración de las energías renovables por medio de la generación distribuida, es impulsada por los Decretos Supremos 4477 y 5167 y sus respectivas resoluciones emanadas de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Si bien el área de energías renovables comprende fuentes como la termo-solar, la fotovoltaica, la eólica, la biomasa y la geotérmica, entre otras, y considerando la necesidad de intermediación laboral de los egresados de las carreras de los institutos tecnológicos con las empresas nacionales, estratégicamente se delimitan las acciones formativas a la temática de generación distribuida fotovoltaica. Las razones son la estructuración del mercado laboral nacional, el acceso a tecnología de generación y la imposibilidad de aplicar los conocimientos teóricos en la construcción de competencias técnicas aplicadas en los procesos de desarrollo de competencias de empleabilidad específica y de inserción laboral efectiva:

i. Las tecnologías con mayor madurez en el país para la integración de sistemas de generación distribuida son la eólica y la fotovoltaica.
ii. La generación distribuida eólica tiene requerimientos técnicos y tecnológicos aún no accesibles en el mercado nacional.
    a. Inexistencia de proveedores comerciales generadores eólicos para nanogeneración, microgeneración y minigeneración distribuida;
    b. El montaje de generadores eólicos requiere una altura de torre de al menos 10 m. sobre la altura de los objetos, en un radio de 100 m de superficie libre, para garantizar flujos de aire sin turbulencia.
iii. La presencia de proveedores de tecnología fotovoltaica en el país permite accesibilidad a la tecnología a precios competitivos (0.90 $US/Winstalado)

Importante: en términos normativos nacionales, considerado el campo ocupacional, los egresados con grado de técnico superior solo pueden aplicar a instalaciones de nanogeneración distribuida (Resolución AETN N° 376/2024):

Requisitos técnicos

a) Para instalaciones en nanogeneración (potencia instalada menor o igual a 10 Kw), la empresa instaladora deberá contar como mínimo con un ***técnico superior electricista o ramas afines*** *con capacitación acreditada en energías alternativas.*
b) Para instalaciones en microgeneración (potencia instalada mayor a 10 Kw y menor o igual a 50 Kw) y minigeneración (potencia instalada mayor a 50 Kw y menor o igual a 500 Kw), así como para instalaciones en macrogeneración (potencia instalada mayor a 500 Kw), la empresa instaladora deberá contar como mínimo con *un profesional* ***ingeniero eléctrico o ramas afines*** *con capacitación acreditada en energías renovables.*

Importante: de acuerdo al registro nacional de empresas dedicadas al diseño de proyectos e instalación de generación distribuida, inscritas en el registro de empresas instaladoras del ente regulador, existen 64 registradas formalmente con presencia en La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Beni, Pando, Oruro y Tarija. Estas empresas se constituyen en el mercado natural de empleo y con alta posibilidad de generar espacios de pasantía o práctica profesional para los estudiantes de los institutos tecnológicos superiores.

Importante: la totalidad de empresas registradas se desempeñan en el rubro fotovoltaico.

Mapeo de aplicación del Módulo 1 por ITS/Carrera/Asignatura/Semestre/Año

Área de competencias verdes: energías renovables			
Temática priorizada: Generación distribuida fotovoltaica			
Elemento de competencia – EC1			
Interpretar los requerimientos normativos, técnicos y tecnológicos de instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones y requerimientos del proyecto y del operador local			
Módulo 1			
Generación distribuida fotovoltaica			
Instituto tecnológico	**Carrera**	**Código Asignatura semestral**	**Código Asignatura anual**
Santa Cruz	Electricidad Industrial	SIM 100 CEL 200	IET 104 CEL 103
	Construcción Civil	SIM 100	SIM 101
INFOCAL	Electromecánica Industrial	IER 101	No aplica
Potosí	Construcción Civil	SIM 100	SIM 101
Nuevo Amanecer	Electricidad Industrial	SIM 100 CEL 200	IET 104 CEL 103
	Electrónica	INE 100 ACC 100	No aplica
Puerto de Mejillones	Electrónica	INE 100 ACC 100	No aplica
Ayacucho	Electromecánica	GTD 400	No aplica
	Electrónica	INE 100 ACC 100	No aplica
	Construcción Civil	SIM 100	SIM 101

Orientaciones metodológicas

Para la integración de contenidos verdes desde la perspectiva del desarrollo de competencias, la presente guía está estructurada en torno al estándar de competencia en términos de escenarios ocupacionales, desempeños eficientes y descriptores de los elementos de competencia que orientarán la planificación didáctica y la evaluación, articulando las dimensiones del **aprender a ser**, el **aprender a conocer** y el **aprender a hacer**. Estos descriptores responden al mapa funcional de la calificación que explicita el perfil de formación terminal esperado para el desarrollo de las competencias verdes relacionadas con energías renovables.

La didáctica específica (en términos de desarrollo y evaluación de competencias) se orienta a través de criterios de desempeño y evidencias clasificadas por categorías y lineamientos generales para la evaluación, que darán pie a la articulación de elementos metodológicos como el trabajo con proyectos, la resolución de problemas, los casos de estudio y el trabajo en equipo desde la perspectiva de las Situaciones de Didácticas (Brousseau, 2023). https://archive.org/details/brousseau-g.-iniciacion-al-estudio-de-las-situaciones-didacticas/page/5/mode/2up

Se proporciona también una rúbrica de evaluación para la evaluación de Casos de Estudio, así como una propuesta de prueba de opción múltiple.

Finalmente se presentan los **contenidos** de orden **sustantivo y sintáctico** que solventa su aplicación en casos de estudio y un soporte de referencia bibliográfica (Referencia APA libros físicos, webgrafía o videografía digital) correspondiente al tema de la Guía.

Información del estándar de competencia

Cuadro 11: Estructura de categorías de calificación

Nivel de competencia	Campo ocupacional	Clase ocupacional	Rango de aplicación
Nivel 1 ✗ Nivel 2 ✓ Nivel 3 ✗	Electricidad ✓ Electrónica ✓ Electromecánica ✓ Electromecánica Industrial ✓ Construcción civil ✓	Generación eléctrica ✓ Transmisión eléctrica ✗ Distribución eléctrica ✗ Comercialización eléctrica ✗	Nano GD FV ✓ Micro GD FV ✗ Mini GD FV ✗ Macro GD FV ✗ Residencial ✓ Comercial ✓ Industrial ✓ Transporte ✗ Construcción ✓ Agropecuario ✓ Pesca ✗ Minería ✓ Servicios ✓ Público ✓

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 12: Mapa funcional de la calificación

Unidad de competencia	Elemento de competencia
UC: Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.	**EC-1:** Interpretar los requerimientos normativos, técnicos y tecnológicos de instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida, de acuerdo con las especificaciones y requerimientos del proyecto y del operador local.
	EC-2: Determinar la potencialidad energética solar de la zona de emplazamiento para desarrollar proyectos de generación distribuida fotovoltaica, de acuerdo con los requerimientos establecidos para la categoría y el sector de consumo.
	EC-3: Caracterizar los componentes y arquitectura de los sistemas de generación distribuida fotovoltaica, en función a la tecnología de generación y la compatibilidad de los elementos del sistema de balance.
	EC-4: Determinar los parámetros eléctricos nominales y corregidos por temperatura del generador distribuido fotovoltaico, su configuración, arquitectura y compatibilidad con el sistema de balance y la red del SIN, considerando su rendimiento con base en las características y disponibilidad de los componentes para la tipología del sistema y los requerimientos de las operadoras locales.
	EC-5: Instalar sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con especificaciones de montaje y conexionado del fabricante, requerimiento de la legislación y normativa nacional, y conformidad del cliente.
	EC-6: Mantener sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones del fabricante y el plan de mantenimiento.

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 13: Descriptor del elemento de competencia EC-1

	Descripción de elementos de competencia	**N° 1/6**
Código: UC.	**Título de la unidad de competencia:** Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.	
Elementos de competencia que conforman la unidad de competencia:		
Referencia: 1 de 6	**Título del elemento:** **EC1.** *Interpretar los requerimientos normativos, técnicos y tecnológicos de instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones y requerimientos del proyecto y del operador local.*	
Criterio de desempeño. La persona es competente cuando:		
CD-EC1	Los requerimientos normativos, técnicos y tecnológicos de instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida se aplican en la elaboración y/o interpretación del documento del proyecto de instalación.	
Evidencias de desempeño. La persona es competente cuando:		
1.	Comprueba el cumplimiento de la normativa y legislación vigente vinculada al proyecto de generación distribuida fotovoltaica	
2.	Comprueba los requerimientos mínimos que deben cumplir los materiales, equipos y artefactos en la instalación eléctrica del sistema fotovoltaico de generación distribuida.	
3.	Comprueba las características originales y normativas de los equipos, materiales y artefactos de la instalación eléctrica del sistema fotovoltaico de generación distribuida.	
4.	*Comprueba las características y el estado del equipo de protección personal requerido para la instalación eléctrica del sistema fotovoltaico de generación distribuida.*	
5.	Determina el importe de energía por la instalación eléctrica del sistema fotovoltaico de generación distribuida.	
Evidencias de producto. La persona es competente cuando presenta:		
1.	El informe de viabilidad técnica elaborado.	
2.	El reporte de cálculo de importe de energía por la instalación eléctrica del sistema fotovoltaico de generación distribuida.	

Evidencias de conocimiento. La persona es competente cuando posee los siguientes conocimientos:	
1.	Normativa fotovoltaica boliviana.
2.	Legislación nacional de generación distribuida.
3.	Hojas técnicas de los componentes de sistemas FV-GD.
4.	Manuales de instalación, operación y mantenimiento de los componentes de sistemas FV-GD
Evidencias de actitudes / hábitos / valores. La persona es competente cuando presenta:	
1.	**Limpieza:** en la manera en que elabora los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios sin tachaduras y libres de suciedad.
2.	**Orden:** en la manera en que presenta los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en formatos estandarizados.
3.	**Cumplimiento:** en la manera en que entrega los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en los plazos y requerimientos establecidos
Lineamientos generales para la evaluación:	
1.	Para la evaluación de los criterios de desempeño el evaluador utilizará una guía de observación de desempeño.
2.	Para la evaluación de las evidencias de producto el/la evaluador/a utilizará una rúbrica de evaluación por producto.
3.	Los candidatos deberán someterse a una prueba objetiva y cuestionarios para la demostración del dominio sustantivo mencionado en las evidencias de conocimientos,
4.	Las evidencias de actitudes serán evaluadas durante la aplicación de la prueba objetiva y o cuestionario, así como en la exposición dialogada de sus argumentos y presentación de informes.

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 14: Rúbrica de evaluación del caso de estudio

NIVELES DE DESEMPEÑO				
Criterios	**Valoración: Muy baja**	**Valoración: Baja**	**Valoración: Media**	**Valoración: Óptima**
Seguimiento de instrucciones. 33%	0% no sigue las instrucciones para ejecutar la resolución del caso de estudio.	50% sigue pocas de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del caso de estudio.	75% sigue la mayor parte de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del caso de estudio.	100% sigue todas las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del caso de estudio.
Procedimien-to metodoló-gico. 34%	0% no sigue los pasos metodológicos adecuados para la resolución del caso de estudio.	50% sigue pocos de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del caso de estudio.	75% sigue la mayoría de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del caso de estudio.	100% sigue todos los pasos metodológicos adecuados para la resolución del caso de estudio.
Claridad conceptual. 33%	0% no evidencia claridad conceptual en el análisis del caso de estudio incoherente y presenta ambigüedades.	50% evidencia ambigüedades e imprecisiones en algunos conceptos para el análisis en el caso de estudio	75% evidencia pocas ambigüedades e imprecisiones conceptuales para el análisis del caso de estudio, aunque el análisis es poco claro.	100% evidencia claridad conceptual para el análisis del caso de estudio.

Fuente: C. Ormachea

Prueba de opción múltiple Módulo 1

1. ¿Qué es la generación distribuida?

- ☐ a) Producción de electricidad en grandes plantas centralizadas.
- ☐ b) Generación de electricidad por fuente renovable en puntos cercanos al consumo.
- ☐ c) Envío de electricidad a largas distancias a través de la red eléctrica.
- ☐ d) Producción de electricidad únicamente mediante fuentes no renovables.

Respuesta correcta: b) Generación de electricidad con fuente renovable en puntos cercanos al consumo.

Fundamentación: La generación distribuida se refiere a la producción de electricidad con base en fuentes de energía renovable en o cerca de los puntos donde se utiliza, especialmente en la distribución eléctrica.

2. ¿Cuál es el objeto del Decreto Supremo 5167, promulgado el 5 de junio de 2024?

- ☐ a) Modificar e incorporar disposiciones al D.S. 4477 para impulsar el uso de energías limpias y la generación distribuida.
- ☐ b) Facilitar la instalación de sistemas de generación distribuida para consumo propio.
- ☐ c) Regular la compensación económica por la energía excedente inyectada a la red de distribución.
- ☐ d) Introducir la medición neta aplicable a diversas categorías, no solo domiciliarias, permitiendo el balance entre energía inyectada y consumida.

Respuesta correcta: a) Modificar e incorporar disposiciones al D.S. 4477 para impulsar el uso de energías limpias y la generación distribuida.

Fundamentación: el objeto del Decreto Supremo 5167, promulgado el 5 de junio de 2024, es modificar e incorporar disposiciones al Decreto Supremo 4477 para impulsar el uso de energías limpias y la generación distribuida.

3. ¿Cuál es el principal beneficio de la generación distribuida?

- ☐ a) Aumento de la dependencia de una única fuente centralizada.
- ☐ b) Incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- ☐ c) Necesidad de invertir en infraestructura de transmisión a gran escala.
- ☐ d) Reducción de las pérdidas de transmisión y distribución de energía.

Respuesta correcta: d) Reducción de las pérdidas de transmisión y distribución de energía.

Fundamentación: uno de los principales beneficios de la generación distribuida es la reducción de las pérdidas de transmisión y distribución de energía, ya que la energía se produce y consume localmente.

4. ¿Cuál es la clasificación para una potencia instalada de 450 kW en la generación distribuida?

- ☐ a) Nanogeneración distribuida.
- ☐ b) Microgeneración distribuida.
- ☐ c) Minigeneración distribuida.
- ☐ d) Macrogeneración distribuida.

Respuesta correcta: c) Minigeneración distribuida.

Fundamentación: según la clasificación vigente de la potencia instalada, la minigeneración distribuida se refiere a una potencia instalada mayor a 50 kW y menor o igual a 500 kW. Por lo tanto, 450 kW se clasifica como minigeneración distribuida.

5. ¿Cuál es una de las principales responsabilidades del distribuidor u operador eléctrico con respecto al acceso de los generadores distribuidos?

- ☐ a) Realizar una visita técnica para revisar todas las instalaciones eléctricas del país.
- ☐ b) Establecer canales de comunicación y consulta para informar a los consumidores regulados sobre requisitos técnicos y comerciales.
- ☐ c) Proveer equipos y materiales para todas las instalaciones de generación distribuida.
- ☐ d) Decidir el tipo de energía que se usará en cada proyecto.

Respuesta correcta: b) Establecer canales de comunicación y consulta para informar a los consumidores regulados sobre requisitos técnicos y comerciales.

Fundamentación: es esencial que el distribuidor u operador eléctrico establezca canales efectivos de comunicación y consulta. Esta responsabilidad garantiza que los consumidores regulados estén bien informados, asegurando así la integridad, seguridad y eficiencia de todo el sistema eléctrico.

6. ¿Quién puede constituirse como autoproductor con generación distribuida?

- ☐ a) El consumidor regulado que pertenece a las categorías industriales.
- ☐ b) El consumidor que pertenece a las categorías industriales y transporte masivo.
- ☐ c) El consumidor regulado que pertenece a las categorías industriales, transporte masivo o que brinda servicios básicos.
- ☐ d) El consumidor que pertenece a las categorías industriales, transporte masivo o que brinda servicios básicos.

Respuesta correcta: c) El consumidor regulado que pertenece a las categorías industriales, transporte masivo o que brinda servicios básicos.

Fundamentación: es el consumidor regulado que pertenece a las categorías industrial, transporte masivo o que brinda servicios básicos quien requiere constituirse como autoproductor con generación distribuida y potencia instalada preliminar del sistema de generación distribuida.

7. ¿Cuál es la potencia instalada preliminar del sistema de generación distribuida que se puede solicitar el consumidor regulado?

- ☐ a) La que corresponda al promedio de los últimos tres meses de consumo.
- ☐ b) La que considere necesaria el consumidor regulado solicitante.
- ☐ c) La que justifique con una evaluación de cargas de su domicilio.
- ☐ d) Hasta 500 kW.

Respuesta correcta: b) La que considere necesaria el consumidor regulado solicitante.

Fundamentación: la potencia instalada preliminar del sistema de generación distribuida será la que considere necesaria el consumidor regulado solicitante.

8. ¿Dónde se realizará la medición de la autoproducción con generación distribuida?

- ☐ a) En los puntos de inyección.
- ☐ b) En el lugar de instalación del sistema de generación distribuida
- ☐ c) En los puntos de inyección y retiro remoto.
- ☐ d) En el lugar de instalación del sistema de generación distribuida o en los puntos de inyección y retiro remoto.

Respuesta correcta: d) En el lugar de instalación del sistema de generación distribuida o en los puntos de inyección y retiro remoto.

Fundamentación: la medición de energía eléctrica generada por el autoproductor con generación distribuida será realizada por el distribuidor en el lugar de instalación del sistema de generación distribuida o en los puntos de inyección y retiro remoto, con medidores que tengan la misma clase.

9. ¿Cuál es la sanción para la empresa instaladora por incumplir con su inscripción en el ente regulador?

- ☐ a) Será sancionada con 5.000 UFV.
- ☐ b) Será sancionada con 5.000 Bs.
- ☐ c) Será sancionada con 5.000 kWh.
- ☐ d) Será sancionada con 5.000 kW.

Respuesta correcta: d) Será sancionada con 5.000 kWh.

Fundamentación: las empresas instaladoras y los generadores distribuidos serán sancionados con multas equivalentes al importe de la cantidad de energía multiplicado por la tarifa promedio de venta del lugar que corresponde al último trimestre anterior a la infracción. a) Incumplir la inscripción en el ente regulador, será sancionado con 5.000 kWh.

10. ¿Dónde deben registrarse y habilitarse las empresas dedicadas a las actividades de la instalación de generación distribuida inscritas en el ente regulador?

- ☐ a) No se requiere registrarse y habilitarse en otra instancia.
- ☐ b) Deben registrarse y habilitarse en la Gobernación del domicilio legal de la empresa.
- ☐ c) Deben registrarse y habilitarse con los operadores de los municipios del campo de acción de la empresa.
- ☐ d) Deben registrarse y habilitarse en el Gobierno Municipal del domicilio legal de la empresa.

Respuesta correcta: c) Deben registrarse y habilitarse con los operadores de los municipios del campo de acción de la empresa.

Fundamentación: las empresas dedicadas a las actividades de la instalación de generación distribuida deben inscribirse en el ente regulador, así como registrarse y habilitarse en el distribuidor, conforme a lo establecido en la normativa regulatoria del sector eléctrico.

1. Fuentes de energías renovables

1.1 Concepto

Las fuentes de energía renovables (Jarabo, Pérez & Elórtegui, 1988) tienen su origen en ciclos de regeneración continuados (renta energética) basados, en su mayor parte, en la energía del sol, disipándose a través de los ciclos naturales. A diferencia de las fuentes de energía no renovables, se caracterizan por estar geográficamente bien distribuidas, ser inagotables y respetuosas con el medio ambiente -impacto ambiental prácticamente nulo- y no contribuir a la emisión de ningún tipo de gases o subproductos residuales. El principal inconveniente de estas fuentes de energía -argumentado con frecuencia por sus detractores- es su bajo grado de densidad, es decir que se necesitan extensiones importantes de terreno para poder recolectar cantidades importantes de energía. Aun así, la cuantificación total de los recursos renovables no es, en ningún momento, despreciable.

Las principales características de las energías renovables (Secretaría de Estado de la Energía) son:

- Constituyen una fuente de energía inagotable, ya que, a medida que se consumen, se van regenerando.
- No contribuyen a los problemas medioambientales actuales (emisiones de CO_2, SO_2 y NOx).
- El proceso físico que proporciona la energía es gratuito.
- Contribuyen a disminuir la dependencia energética con el exterior.
- Favorecen la diversificación energética.
- Promueven infraestructuras locales con desarrollo de fuentes endógenas.

Los principales inconvenientes que tienen las energías renovables para una aplicación a gran escala son:

- En general, son fuentes de energía de baja densidad si se comparan con las fuentes de energía no renovables.
- Algunas de ellas no tienen una disponibilidad continuada, es decir, son intermitentes, ya que dependen de ciclos diarios o estacionales, o de cambios meteorológicos fluctuantes, lo que requiere de sistemas de acumulación para atenuar esta variabilidad.
- Tienen que competir con los bajos precios de las fuentes de energía no renovables.
- Requieren de intervención y apoyo estatal para financiar acciones, amortiguar la falta de rentabilidad inmediata en algunos casos, y estimular la investigación y el desarrollo tecnológico.

1.2 Energía solar

La energía solar, como su propio nombre indica, es la energía procedente del sol, emitida en forma de radiación electromagnética. Nuestro planeta recibe del sol una cantidad anual aproximada de $5{,}4 \times 10^{24}$J, una cifra que representa 4.500

veces el total de la energía que se consume. Esta fuente de energía es la responsable de la mayoría de las otras formas energéticas renovables, así como lo fue de algunas de las actuales fuentes de energía no renovables (combustibles fósiles).

Gráfico 6: El sol como fuente de energía renovable.

Fuente: https://blog.holaluz.com/el-sol-fuente-de-vida-y-energia-sostenible

El balance de energía solar que llega a la Tierra muestra que, del total de la radiación entrante, un 30% se refleja directamente al espacio y, del 70% restante, la mayoría se invierte en el calentamiento de la superficie de la Tierra, la atmósfera y los océanos (47%), o bien se absorbe por evaporación del agua (23%). Algo menos de un 1% se destina a las plantas para la realización de la fotosíntesis, y el mismo porcentaje contribuye a crear las corrientes convectivas que originan los vientos y las olas del mar.

En general, la radiación solar disponible en un emplazamiento se mide en términos de irradiación global a través de solarímetros, es decir, la cantidad de energía recibida por unidad de superficie y tiempo (W/m2). El aprovechamiento de la radiación solar depende principalmente de tres aspectos:

- La intensidad de radiación solar recibida por la Tierra, en función de la latitud y de la altura del lugar. Por ejemplo, la mayor parte de la radiación solar se absorbe en zonas de latitudes bajas, como en el Ecuador.
- Los ciclos diarios y anuales a los que está sometido el planeta, debido a los movimientos de rotación y traslación.
- Las condiciones climatológicas variables de cada emplazamiento (microclima y contaminación).

Para determinar aquellas zonas más propensas, dentro de un territorio, a la utilización de este tipo de energía, se confeccionan los atlas de radiación solar (MJ / m2 día1). Se trata de un mapa que contiene la información sintetizada sobre la disponibilidad de la radiación solar en un territorio, basada en la recopilación y estudio de los valores radiactivos recogidos en estaciones radiométricas situadas en puntos estratégicos de dicho lugar.

Estos mapas solares permiten realizar estimaciones del flujo de radiación solar incidente sobre una determinada zona y durante un tiempo limitado, mediante un sencillo cálculo aritmético. También se utilizan procedimientos estadísticos para representar los valores de radiación solar incidente, basados en distribuciones de frecuencia y curvas de duración de potencia.

La radiación solar puede convertirse directamente a distintas formas de energía útil. Según sea la tecnología aplicada para el aprovechamiento de la energía solar, se pueden distinguir básicamente dos tipos de sistemas:

- Fundamentados en la obtención de calor. Este concepto engloba aplicaciones que comprenden desde el calentamiento de agua a baja

temperatura para el suministro de agua caliente sanitaria (ACS) de uso doméstico hasta la arquitectura bioclimática.

Aunque no es lo más habitual, también se pueden utilizar sistemas de concentración de calor para obtener vapor de agua a alta temperatura y, de esta forma, emplearlo con el fin de generar electricidad mediante ciclos termodinámicos convencionales.

- Fundamentados en el aprovechamiento fotónico. Es la denominada comúnmente energía solar fotovoltaica, basada en la generación de electricidad a partir de la radiación solar incidente sobre células fotoeléctricas.

1.3 Energía eólica

La energía eólica es una forma indirecta de energía solar, pues en ella reside su origen. En efecto, las diferencias de temperatura ocasionan gradientes de presión y éstas, a su vez, propician la presencia de los vientos.

Tal y como se ha mencionado en el apartado anterior, los rayos solares inciden más perpendicularmente en las zonas de baja latitud, como en el Ecuador, provocando un mayor calentamiento. Sin embargo, la temperatura media de esta zona no aumenta, ni tampoco disminuye en los polos: en consecuencia, debe existir un flujo de calor de las zonas más calientes a las más frías, o sea, del ecuador hacia los polos. Esta transferencia de calor, que depende de aspectos climatológicos y geográficos a gran escala, recibe el nombre de circulación general atmosférica.

Los agentes portadores de estos flujos de calor son corrientes convectivas de largo recorrido de aire en la atmósfera y las masas de agua en los océanos. Las principales direcciones de los vientos a gran escala son una combinación de los vientos zonales (circulación longitudinal) y meridionales. Estos vientos reciben el nombre de macroclimáticos:

- Los vientos alisios soplan de NE a SW en el hemisferio norte y de SE a NW en el hemisferio sur.
- Los vientos ponientes van hacia el NE en el hemisferio norte y hacia el SE en el hemisferio sur.
- Los vientos polares soplan en la misma dirección que los alisios.

La circulación general atmosférica se ve afectada por la fuerza de atracción que ejerce la Tierra sobre la atmósfera y la orografía de la superficie terrestre, propiciando la aparición de los vientos micro climáticos o locales. Dicho relieve geográfico es el que determina la presencia y características de los recursos eólicos.

Los vientos locales pueden originarse debido a un gradiente de temperatura, por la orografía del terreno o por la influencia de las condiciones climáticas a dicho nivel.

El viento es una fuente de energía renovable que ha sido utilizada a lo largo de la historia del hombre en múltiples ocasiones, por ejemplo, en la propulsión de las embarcaciones y en los molinos para moler grano o bombear agua. No obstante, para que sea una fuente de energía aprovechable, no basta con su sola presencia, sino que, a causa de su gran variabilidad temporal, es necesario conocer otros parámetros, como la

dirección, la velocidad, las variaciones cíclicas diarias y estacionales, la intensidad, etc.

De una manera general, los mejores vientos -fuertes y constantes- se encuentran a lo largo de las costas, disminuyendo a medida que se adentran hacia el interior. Otro factor importante es la altitud: las montañas también son lugares muy apropiados para la instalación de máquinas eólicas, ya que la velocidad del viento aumenta con la altura, existiendo modelos matemáticos que permiten calcular la velocidad del viento a una determinada altura en función del tipo de terreno. El nivel más bajo de energía eólica lo proporcionan las llanuras.

Tal y como sucedía en el caso de la energía solar, para localizar aquellos lugares que reúnan las condiciones más favorables a fin de aprovechar la potencia del viento, se confeccionan los denominados atlas eólicos. A partir de datos reales recogidos y modelos matemáticos, proporcionan una estimación de la velocidad, dirección e, incluso, de la energía resultante en la conversión. También se utilizan procedimientos estadísticos para medir las variaciones de velocidad del viento y de la potencia (distribuciones de frecuencia y curvas de duración).

El aprovechamiento del viento se fundamenta en el empleo de aerogeneradores para la producción de movimiento rotacional como tal (bombeo de agua, accionamiento de compresores y de motores hidráulicos, molturación de cereales, etc.), o bien para la generación de energía eléctrica, por lo que en este último caso se tendrá que acoplar un alternador.

Gráfico 7: Warnes II Parque eólico de Santa Cruz

Fuente:https://abi.bo/index.php/economia2/61191-con-warnes-ii-parque-eolico-de-santa-cruz-generara-153-megavatios

Sin embargo, a pesar de que una pequeña variación de velocidad supone un gran aumento de potencia (ambas magnitudes están relacionadas al cubo), no es posible extraer todo el potencial energético del viento.

Tan sólo es factible extraer un 59.3% (16/27) como máximo de todo el potencial energético del viento (Límite de Betz).

A finales de 2025, la potencia eólica instalada en el mundo era de unos 1,133 GW (IRENA, 2025). Algunos de los países con potencias instaladas elevadas son Estados Unidos, Dinamarca, Alemania, Reino Unido y Holanda.

Finalmente, es necesario recordar que, aunque la mayoría de explotaciones eólicas actuales se encuentran en tierra firme, los recursos fuera de la costa (off-shore) son mucho mayores, a pesar de que actualmente la relación tecnología-coste no permita su aprovechamiento.

1.4 Energía hidráulica

La energía hidráulica es también otra forma indirecta de la energía solar, ya que el sol constituye el motor del ciclo hidrológico

del planeta: parte del agua evaporada de los océanos, por efecto de la radiación solar, condensa en forma de agua, nieve o granizo y vuelve al mar a través de torrentes y ríos. Se define como la energía mecánica contenida en el movimiento del agua (cinética), y asociada al desnivel de los saltos de agua (potencial).

El empleo de la energía hidráulica contenida en las corrientes fluviales data de muy antiguo; ya era utilizada para el accionamiento de ruedas que, mediante sistemas de engranaje, transmitían la energía hasta máquinas destinadas a cortar troncos, moler grano, forjar hierro, elevar agua, etc.

La hidroelectricidad es la utilización de la energía hidráulica para la producción de electricidad. Su origen data de finales del siglo XIX -junto con la invención del generador eléctrico-, constituyendo una de las primeras formas de producción de electricidad a gran escala. Actualmente, casi la totalidad de la energía hidráulica del mundo se destina a la producción de electricidad, de ahí que en muchas ocasiones se sustituya el término energía hidráulica por el de energía hidroeléctrica.

Los condicionantes físicos que permiten el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico son:

- Aspectos climatológicos. Las regiones más favorables son las que reciben fuertes cantidades de precipitaciones, repartidas regularmente a lo largo del año.
- Aspectos relacionados con la hidrología. Dependen de la climatología y, a la vez, de la configuración, localización y extensión de las cuencas.
- Aspectos topográficos. Las cuencas hidrográficas con fuertes desniveles, rápidos y cascadas sobre lecho rocoso, representan las condiciones naturales más propicias.

La existencia de lagos naturales, más o menos extensos, constituye una circunstancia favorable al constituir reservas susceptibles de compensar las irregularidades que pueda haber en el caudal, debido al reparto desigual de precipitaciones a lo largo del año. El potencial hidroeléctrico sólo se ha desarrollado a gran escala en los países industrializados, debido en parte a los aspectos económicos que condicionan este tipo de aprovechamiento, a saber: el consumo eléctrico interno del país, los recursos financieros disponibles para la construcción de centrales hidroeléctricas y los altos costes de las líneas de transporte de la electricidad desde la central hasta los puntos consumidores.

Dentro de los distintos tipos de centrales hidroeléctricas se pueden distinguir básicamente dos grupos: las grandes centrales hidroeléctricas y las centrales de pequeña potencia o centrales minihidráulicas.

Se entiende por central minihidráulica aquella instalación hidroeléctrica con una potencia instalada igual o inferior a los 10 MW.

La otra característica diferencial de una central minihidráulica es que no requiere de grandes embalses reguladores, por lo que tienen un menor impacto ambiental.

De la potencia hidroeléctrica instalada en el mundo -cifrada en 1 426 GW (IRENA, 2025), se considera que sólo un 7% corresponde a centrales con potencias menores a los 10 MW. Asimismo, el potencial hidráulico aprovechable no

explotado se estima en unos 3.000 GW, de los cuales un 6% correspondería a explotaciones minihidráulicas.

La energía hidráulica es la fuente de energía renovable más desarrollada y extendida de la actualidad, ya que supone más del 90% de la energía producida por todas ellas. Los recursos mundiales se estiman en 36.000 TWh, de los cuales únicamente son técnicamente aprovechables 14.000 TWh. Actualmente, en América del Norte y Europa, el grado de aprovechamiento es del 60% y, en el resto del mundo, tan sólo del 10%.

Los principales productores de electricidad a partir de la energía hidráulica son: Canadá, Estados Unidos, antigua Unión Soviética, Brasil, China, India y Noruega.

Gráfico 8: La energía hidráulica como fuente de energía renovable

Fuente: https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-renovable-hidraulica/

1.5 Energía geotérmica

La energía geotérmica es una de las fuentes de energía renovable, cuyo origen no es propiamente solar. Tal y como su nombre indica, se refiere a la energía térmica procedente del subsuelo terrestre. Las altas temperaturas existentes en el centro de la Tierra provienen en su origen de la contracción gravitacional a que estuvo sometido el planeta durante su formación, de forma que el calor desprendido por la desintegración de materiales radiactivos como el U-235, U-238, Th-232 y K-40 es el principal responsable de la generación de energía geotérmica. Se encuentra más abundantemente en formaciones continentales graníticas que en los fondos oceánicos contenidos en el núcleo de la Tierra, contribuyó notablemente al incremento de este tipo de energía.

Se sabe que la temperatura de la Tierra aumenta unos 30°C por cada km que se avanza de la superficie hacia el centro. Sin embargo, existen lugares de la corteza terrestre en que este gradiente aumenta hasta valores de 200 o 300°C a profundidades de 2 o 3 km, con lo que se incrementan enormemente las posibilidades de aprovechamiento energético.

Los principales yacimientos geotérmicos se distribuyen por zonas activas de la corteza terrestre, de elevada sismicidad y relacionadas con la tectónica de placas. Las localizaciones que permiten la obtención de energía geotérmica son básicamente tres:

- Zonas de separación de placas con generación de corteza a partir del magma ascendente (dorsales centro-oceánicas).
- Zonas de encuentro de placas con subducción de una debajo de la otra y la consiguiente fusión de corteza y generación de magma (arcos circumpacíficos).
- Zonas distensivas de adelgazamiento de una placa con ascenso del magma (parte oriental del continente africano).

Las áreas geotérmicas activas llevan asociadas algunas manifestaciones superficiales que pueden ser útiles para

la correcta localización del foco calorífico. Las más frecuentes son: alteraciones hidrotermales de las rocas, emanaciones de gases y vapor (fumarolas, géisers), volcanes activos y fuentes termales y minerales. Los recursos geotérmicos se pueden definir como un gran volumen de roca con una temperatura anormalmente elevada, debido a un mayor flujo de calor de origen terrestre.

Los yacimientos se dividen en:

- Yacimiento hidrotérmico: es aquél en el que existe agua previamente a la generación espontánea de agua caliente o vapor.
- Yacimiento de roca seca caliente: no hay presencia de agua o vapor de agua.

Los sistemas de aprovechamiento de la energía geotérmica se basan en la extracción del calor mediante un fluido caloportador, que puede ser el propio fluido geotérmico en el caso de yacimientos hidrotérmicos; o de agua previamente inyectada, en el caso de yacimientos de roca seca caliente. Una vez se ha aprovechado el calor, se reinyecta el fluido al interior del yacimiento para cerrar el ciclo.

Algunos autores no sitúan a la energía geotérmica dentro del grupo de energías renovables, puesto que existe la posibilidad de que ante tasas de extracción de calor altas un yacimiento termine agotándose. Es por ello que, probablemente, la energía geotérmica no sea una energía renovable en sentido estricto, pero sí que su aprovechamiento puede ser realizado desde un punto de vista renovable, siempre que la extracción de calor del yacimiento se realice a la misma velocidad a la que se está regenerando el calor en el mismo.

Las aplicaciones del calor procedente de la Tierra son muy antiguas, por ejemplo, la utilización de las aguas termales para fines curativos dio lugar a los balnearios romanos. Sin embargo, hasta el siglo XIX no se introdujo esta fuente de energía en el sector industrial y posteriormente, en 1913, se construyó la primera central geotérmica de 250 kW para la producción de energía eléctrica en Larderello (Italia).

Actualmente, la utilización final del calor extraído depende básicamente de la temperatura a la que se obtiene el fluido caloportador en la superficie.

Las aplicaciones más frecuentes son: por un lado, la producción de electricidad en el caso de la obtención de vapor de agua de alta temperatura y, por otro lado, para cubrir consumos de calor y calefacción domésticos o industriales en el caso de agua a baja temperatura. En casi todos los casos no es posible la utilización directa del fluido caloportador, debido al alto contenido en sales minerales y azufre que provocarían problemas de corrosión. Por ello se necesita un intercambiador térmico para que transfiera su calor a otro fluido, que llevará el calor hasta el consumo final.

Gráfico 9: La energía geotérmica como fuente de energía

Fuente: https://fundacionsolon.org/2020/01/24/geotermica-la-mas-cara/

Los principales países productores de electricidad de origen geotérmico se agrupan en tres zonas:

- Estados Unidos, México, El Salvador, Japón, Filipinas, Nueva Zelanda y otros países que limitan con el océano Pacífico.
- Países bañados por el Mediterráneo (Italia y Yugoslavia).
- Países situados en la dorsal Centroatlántica e Islandia.

La potencia actual de centrales geotérmicas para la producción de electricidad supera los 15.412 MW (IRENA, 2025).

1.6 Energía del mar

La energía del mar es un nombre genérico que seha dado para agrupar a las tres formas de energía renovable, contenidas en los océanos y que pueden aprovecharse:

- La energía mareomotriz.
- La energía de las olas.
- La energía maremotérmica.

a) La energía mareomotriz

Esta fuente de energía es, junto a la energía geotérmica, la otra fuente de energía renovable que no tiene su origen en la energía solar. Las fuerzas gravitacionales entre la Tierra y la luna provocan un abultamiento en los océanos que quedan encarados hacia la luna; y, otro más, en el lado opuesto de la Tierra, debido a la fuerza centrífuga generada por la rotación mutua: son las mareas.

Un efecto similar, pero de menor magnitud es el ejercido por las fuerzas gravitacionales entre la Tierra y el sol. Dicho efecto puede amplificarse o minimizarse por el efecto lunar (en función de las posiciones relativas de la Tierra, la luna y el sol), con lo que se provoca una variación de la altura de las mareas. Existen lugares específicos que, por sus características geográficas, crean estrechamientos naturales y efectos de resonancia, que provocan la concentración y la amplificación de las mareas. Por otro lado, esta energía tiene poco potencial en mares cerrados, como el mar Mediterráneo, el mar Negro o el mar Báltico.

De manera superficial, la tecnología empleada para el aprovechamiento de las mareas es similar a la utilizada en la tecnología hidroeléctrica para bajas alturas. Se basa en cerrar un estuario con un dique artificial que permita contener el agua cuando la marea sube, y turbinarla de nuevo hacia el mar cuando la marea ha vuelto a bajar. La energía estimada que disipan las mareas es de 20.000 TWh al año, de la cual se considera recuperable una cantidad que ronda las 200 TWh/año.

Actualmente, la mayor central maremotriz del mundo es la de La Rance, en la Bretaña francesa, con una potencia instalada de 240 MW. Otras centrales menores se encuentran en Canadá, la antigua Unión Soviética y China.

Gráfico 10: Central mareomotriz de La Rance

Fuente: https://elperiodicodelaenergia.com/la-energia-de-las-olas/

b) La energía de las olas

Las olas del mar son una forma indirecta de energía solar, pues la radiación del sol genera el viento y éste, a su vez, las olas. Solamente un 0,01% de la energía del sol se traduce en energía de las olas. La energía de las olas se concentra en las costas, que totalizan una longitud de 336.000 km. La densidad media de las olas en los litorales costeros es de 8 kW por km, aunque existen zonas geográficas, como las costas de Nueva Zelanda, que alcanzan valores de 50-60 kW/km.

Se han realizado una gran variedad de diseños de sistemas de extracción de la energía de las olas, sin embargo, la mayoría de las tecnologías actuales de conversión de la energía del movimiento oscilatorio de las olas en electricidad se fundamenta en el movimiento relativo que crea la ola incidente entre un absorbedor y un punto de reacción que impulsa un fluido a través de un generador eléctrico. A pesar de que se han realizado distintos ensayos y pruebas con modelos experimentales, ninguno ha llegado a alcanzar el estado comercial, trabajándose con modelos que varían entre 1 y 2 MW de potencia.

c). Energía maremotérmica

Esta fuente de energía renovable se basa en el aprovechamiento del gradiente térmico existente entre el agua de la superficie y el agua de la profundidad de los océanos, debido al calentamiento de la superficie oceánica por la radiación solar. La temperatura superficial del agua es de unos 20°C, mientras que a una profundidad de 800 m es de aproximadamente 5°C. Esta diferencia de temperatura puede llegar a ser notoria en las zonas tropicales, donde la superficie del agua se encuentra a más temperatura debido a una mayor irradiación solar. Para una profundidad de entre 800 a 1.000 m, el gradiente puede llegar a ser de 25°C en la zona comprendida entre el trópico de Cáncer y el trópico de Capricornio.

El principio de funcionamiento está basado en una máquina térmica por la que circula un fluido de trabajo de bajo punto de ebullición (amoníaco o propano) que transporta calor, de la superficie (foco caliente) a la profundidad del océano (foco frío), lo que permitiría su conversión a gas y posterior expansión en una turbina para la obtención de electricidad. Las posibilidades de esta fuente de energía se han ampliado debido a la transferencia de tecnología asociada a las explotaciones petrolíferas fuera de la costa. Actualmente, el factor económico sigue siendo el principal inconveniente de su implantación.

A principios de siglo, se puso en marcha una central maremotérmica de 22 kW en Cuba, pero fracasó. Actualmente, Estados Unidos y Japón son los países más avanzados en este tipo de tecnología: hace años que existe en Hawai una central flotante de 50 kW y otra planta de 1MW en Japón, en la isla de Nauru.

1.7. Aprovechamiento energético de la biomasa

La energía contenida en la biomasa (PNUD) se deriva directamente de la materia orgánica que ha tenido un proceso biológico. Esta energía tiene su origen en las plantas que realizan, a través de la fotosíntesis, la transformación de la energía solar a energía química. Es por lo tanto otra forma de energía solar indirecta.

Hasta la aparición a gran escala de los combustibles fósiles, la madera y los residuos agrícolas habían sido una fuente de energía empleada tradicionalmente. Según su origen, se pueden diferenciar tres grandes grupos de biomasa:

Biomasa natural. Se produce en la naturaleza, en bosques de árboles, matorrales, etc. El hombre la obtiene producto de labores silvícolas de las talas y limpieza de los bosques para evitar incendios.

Biomasa residual. Se genera a partir de la actividad humana como consecuencia de la explotación de los sectores forestal, agrícola y ganadero. En este apartado también se incluyen los residuos sólidos urbanos (RSU).

Biomasa producida en plantaciones energéticas. Se obtiene en los llamados cultivos o plantaciones energéticas, y tiene la finalidad de conseguir biomasa transformable en combustible (biocombustible), en lugar de producir alimentos.

La leña o madera, que se encontraría dentro del primer grupo de biomasa de origen natural, se considera como un recurso renovable siempre que la velocidad de consumo sea inferior a la velocidad de regeneración. En caso contrario, se producen situaciones terribles para la naturaleza que conducen a problemas de deforestación y desertización.

La biomasa residual y la energética constituyen las dos principales fuentes de aprovechamiento para la obtención de energía. La agroenergética es una nueva área de la agricultura destinada a producir biomasa mediante plantaciones específicas y, de esta manera, transformarla en productos energéticos que sustituyan a los combustibles fósiles tradicionales.

Se debe tener en cuenta que el aprovechamiento energético de la biomasa está justificado en el caso de no ser factible ningún otro tipo de utilización del residuo, ya sea como alimento o como materia prima. El aprovechamiento de la biomasa depende fundamentalmente del origen, del poder calorífico y del contenido en humedad de los residuos. En general, el poder calorífico de la biomasa oscila entre los 12.560 kJ/kg de los residuos forestales y los 16.750 kJ/kg de los residuos sólidos urbanos (RSU). Estos valores son bastante inferiores a los proporcionados por el gas oíl empleado en calefacción (43.960 kJ/kg).

Respecto a la tecnología susceptible para el aprovechamiento energético de la biomasa, ésta depende de aspectos como la densidad, la granulometría del residuo, la presencia de contaminantes o las condiciones necesarias de almacenamiento. Existen varios procesos de conversión de la biomasa en energía o en combustibles susceptibles de ser utilizados posteriormente. Los más extendidos son:

- ***Combustión directa para la obtención de calor.*** Es el proceso más simple de aprovechamiento energético de la biomasa. El calor obtenido de la combustión se puede utilizar directamente para procesos de secado, calefacción, etc., o bien puede transmitirse a un fluido como el agua para la obtención de vapor destinado a su uso en procesos industriales e, incluso, para turbinar el vapor de agua

y accionar un generador eléctrico para la producción de electricidad.

- ***Gasificación.*** Este proceso calienta la biomasa a temperaturas superiores a los 700°C y produce un gas con alto contenido en monóxido de carbono (CO) y nitrógeno (N). Dicho gas se puede utilizar posteriormente para la obtención de calor o energía mecánica. A partir de la madera se obtiene el gas de gasógeno, muy utilizado durante la II Guerra Mundial.

- ***Pirólisis.*** Es un proceso en el que se descompone térmicamente la biomasa en ausencia de oxígeno. Las proporciones de los productos obtenidos de la pirólisis dependen de las temperaturas alcanzadas y del tiempo de permanencia.

- ***Fermentación alcohólica.*** Permite convertir el contenido en hidratos de carbono de muchas plantas, como la caña de azúcar, la remolacha, el trigo o la mandioca, en etanol. El etanol constituye un buen sustituto de la gasolina, hasta el punto que los primeros autos se diseñaron para poder funcionar indistintamente con dicho alcohol o gasolina.

- ***Digestión anaerobia.*** Es la fermentación de residuos vegetales o animales y agua en ausencia de oxígeno. De este proceso se obtiene el llamado biogás, o gas biológico, obtenido de la digestión de la materia orgánica por ciertas bacterias. Los líquidos y lodos semilíquidos que quedan tras la digestión anaerobia se pueden utilizar como abonos.

Actualmente, la biomasa constituye una de las fuentes de energía más importantes de los países subdesarrollados, proporcionando el 40% de la energía consumida. Algunos de los países industrializados con tasas mayores de utilización de la biomasa con fines energéticos son Canadá y Suecia.

Uno de los mayores programas desarrollados en el mundo a favor de esta fuente energética se inició en Brasil, en 1975. Se denominó Programa Nacional del Alcohol, el cual se basaba en la sustitución progresiva de la gasolina de automoción por etanol, obtenido a partir de la caña de azúcar. En la actualidad, el 40% del parque automovilístico brasileño consume etanol puro (con motores modificados especialmente), mientras que el resto utiliza mezclas con un contenido en alcohol que oscila entre un 12 y un 22%.

Algunas de las ventajas medioambientales asociadas al aprovechamiento energético de la biomasa son:

- Siempre que se cierre el ciclo, es decir, se proceda a la reforestación en el caso de la tala de árboles, su contribución al efecto invernadero es prácticamente nula.
- Favorece la regeneración de la masa forestal y disminuye el peligro de plagas e incendios.
- El empleo de combustibles procedentes de la biomasa produce una reducción de emisiones de SO_2.
- La utilización de terrenos marginales para cultivos energéticos evita la degradación y la erosión del suelo, debidas al abandono de las tierras de labor.

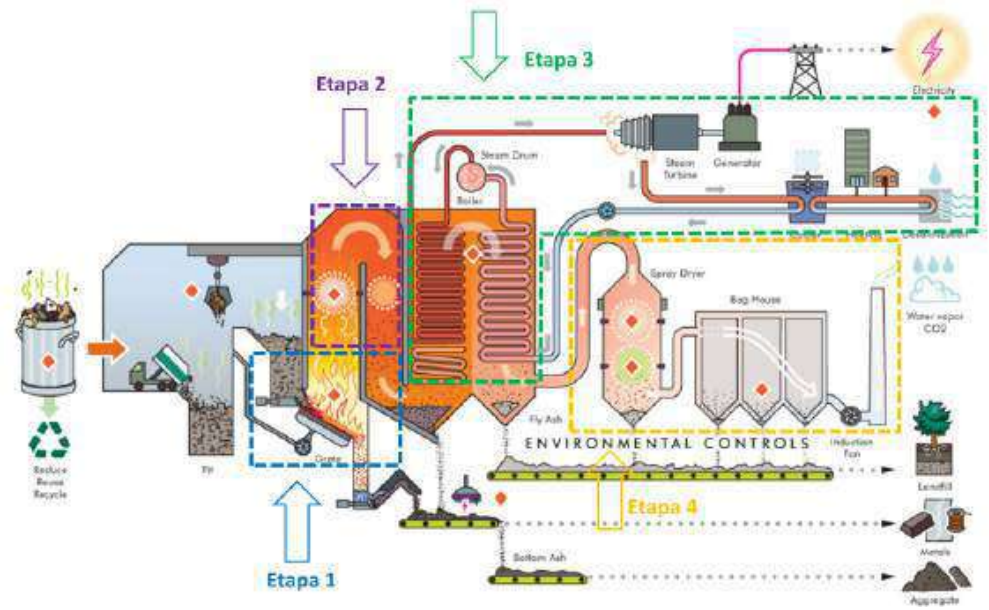
Gráfico 11: La biomasa como fuente de energía renovable

Fuente: https://www.enel.com/es/learning-hub/renovables/energia-de-biomasa

1.8 Valorización energética de los residuos sólidos urbanos

La valorización energética de los residuos sólidos urbanos (RSU) normalmente se encuentra englobada dentro del aprovechamiento energético de la biomasa, ya que muchos de los residuos generados por la actividad humana tienen directa o indirectamente un origen orgánico (papel, parte orgánica de las basuras, aguas residuales, etc.). La producción continua de los RSU, junto con su alto valor energético, permite que puedan ser considerados como una fuente de energía renovable. En realidad, sólo se podría considerar como recurso renovable a la fracción orgánica de dichos recursos.

Gráfico 12: Proceso de incineración de RSU. Etapa 1: combustión de RSU, etapa 2: post-combustión y reducción de NOx, etapa 3: generación de vapor y potencia, etapa 4: control ambiental.



Fuente: https://www.redalyc.org/journ

En el transcurso de los últimos años se ha producido un espectacular aumento de la generación de residuos -especialmente en las grandes ciudades-, lo que ha provocado que todos los países se hayan replanteado cuál era la mejor estrategia a seguir para la gestión óptima de los residuos, minimizando así su impacto ambiental.

Los principales factores que han dado lugar a esta situación son:

- El incremento constante de la población en los centros urbanos.
- La utilización de bienes materiales de rápido envejecimiento.

- El uso generalizado de envases sin retorno, junto a la desaparición de mercados de materiales de desecho o de segunda mano.

Hasta hace relativamente poco, estos residuos eran contemplados como un problema, más que como un potencial, de manera que generalmente eran depositados en vertederos.

La mayor concienciación medioambiental de la sociedad ha permitido el inicio de muchos programas de recogida selectiva y reciclaje de papel, vidrio, pilas, latas de aluminio, plásticos, etc., en la mayoría de nuestras ciudades. La valorización energética de los RSU tiene actualmente varias aplicaciones tecnológicamente viables:

- ***Producción y recogida de gas metano.*** Mediante el diseño de vertederos apropiados que estimulen el proceso natural de putrefacción, para la obtención de gas metano que sería conducido por tuberías y almacenado en depósitos subterráneos.

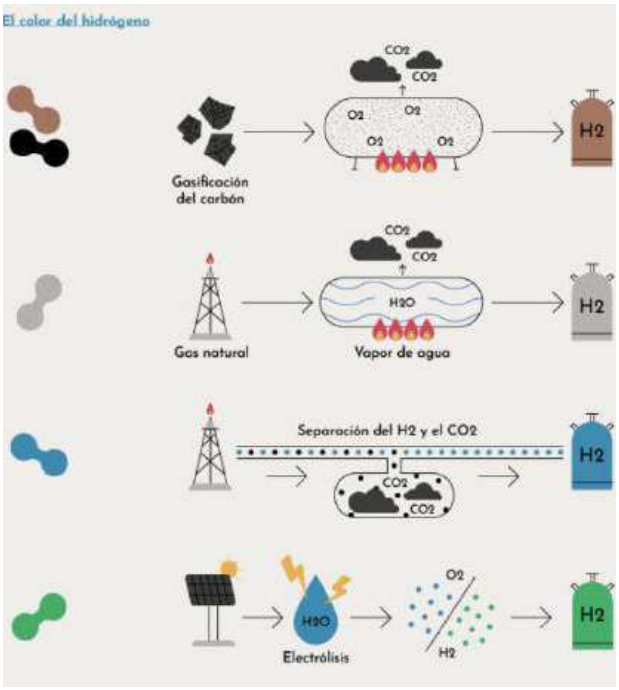
- ***Incineración.*** Es la opción actualmente más utilizada, basada en la combustión de los RSU para reducir el volumen de los mismos y producir calor para la posterior generación de electricidad u otros fines.

- ***Compostaje.*** Técnica basada en la fermentación aerobia bajo cubierta de la fracción orgánica de los RSU, para la obtención del compost, utilizado como abono.

1.9 El hidrógeno como vector de transporte de energía

El hidrógeno producido de forma artificial se ha convertido en un recurso clave para la industria química y las refinerías, así como para la producción de acero. De acuerdo con los datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2025)), la producción mundial de hidrógeno alcanzó aproximadamente 97 millones de toneladas (Mt) en 2023. De esa producción, menos del 1% corresponde a hidrógeno de bajas emisiones.

Gráfico 13: Código de colores del hidrógeno según su proceso de producción



Fuente: https://clickmica.fundaciondescubre.es/conoce/100-preguntas-100-respuestas/cuales-son-los-colores-del-hidrogeno/

No es una fuente de energía, sino un vector energético, ya que debemos producirlo. Puede ser utilizado como combustible para el transporte, y para generar electricidad mediante pilas de combustible. Es el vector energético de referencia en un modelo libre de emisiones de carbono. De cara al futuro, además, el hidrógeno puede convertirse en un importante vector energético, definido como un elemento a través del cual transportar la energía generada de otra forma, que reemplace algunos de los usos actuales del gas fósil.

Un kilogramo de hidrógeno libera más energía que cualquier otro combustible (casi el triple de la gasolina o gas natural), y no emite dióxido de carbono, sólo vapor de agua, por lo que el impacto ambiental es nulo. A pesar de ser el componente más abundante en el Universo, es muy escaso en la atmósfera terrestre, ya que, al ser tan ligero, escapa a la gravedad de nuestro planeta. La mayor parte del hidrógeno terrestre se encuentra en forma de hidrocarburos y de agua.

La paleta de colores del hidrógeno

La producción de hidrógeno con fines energéticos se clasifica por colores. Éstos hacen referencia a las emisiones producidas durante su generación. Podemos distinguir cuatro colores.

- ***Hidrógeno dorado.*** Es aquel que está presente de forma natural en la corteza terrestre en forma de yacimientos. La extracción y el uso del hidrógeno dorado aún plantea desafíos técnicos, pero se espera que llegue a desempeñar un papel significativo en la transición verde.

- ***Hidrógeno marrón o negro.*** Este tipo de hidrógeno se produce a través de la gasificación del carbón, un método que genera gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y que es dependiente de un recurso fósil y finito. Según datos de la Fundación Renovables, la gasificación del carbón es un proceso ineficiente (más del 60% de la energía del combustible se pierde por el camino) que sigue siendo utilizado por su coste relativamente bajo. A finales de 2021, el hidrógeno marrón o negro suponía el 27% de la producción global de hidrógeno, de acuerdo con IRENA.

- ***Hidrógeno gris.*** El hidrógeno gris se produce a partir de gas natural (formado casi por completo por metano) o petróleo. Se hace mediante procesos bastante perfeccionados y eficientes, y también baratos, por lo que es el más utilizado a nivel industrial en la actualidad. Según datos de IRENA, el 47% del hidrógeno fabricado en 2021 procedía del gas natural y el 22%, del petróleo. Su gran inconveniente es que depende de recursos fósiles y, como tal, genera emisiones de gases de efecto invernadero que alteran el clima del planeta.

- ***Hidrógeno azul.*** El proceso de producción del hidrógeno azul es similar al del gris, pero con un añadido: las emisiones contaminantes se minimizan a través de sistemas de captura y almacenamiento de carbono. Solo algunas empresas tienen capacidad tecnológica para producir hidrógeno azul en la actualidad. Además, un estudio reciente de las universidades de Stanford y Cornell, señala que el hidrógeno azul no está completamente libre de emisiones, ya que durante su proceso se producen fugas de metano, un potente gas de efecto invernadero.

- ***Hidrógeno turquesa.*** Este tipo de hidrógeno también parte de hidrocarburos y se genera a través de una reacción de pirólisis (una degradación térmica a temperaturas altísimas en ausencia de oxígeno). Su gran ventaja es que el proceso no genera dióxido de carbono (CO_2) ni monóxido de carbono, pero es altamente ineficiente, por lo que no es muy utilizado en la actualidad.

- ***Hidrógenos rosa y violeta.*** Ambos tipos de hidrógenos parten de un enfoque diferente a todos los anteriores, ya que se generan a partir de la electrólisis del agua, es decir, la descomposición de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno separados. Si la electrólisis se lleva a cabo con electricidad de origen nuclear, hablamos de hidrógeno rosa. Si la energía nuclear se combina también con calor y reacciones termoquímicas, hablamos de hidrógeno violeta.

- ***Hidrógeno verde.*** Como el rosa y el violeta, el hidrógeno verde procede de la electrólisis del agua. La gran diferencia es que utiliza solo electricidad procedente de fuentes de energía renovables (como la eólica o la fotovoltaica). De todos los procesos, es el que menos emisiones genera, pero su gran problema en la actualidad son sus costes, ya que el precio por kilogramo producido llega a triplicar el del hidrógeno gris, según los datos de la Fundación Renovables (https://fundacionrenovables.org/).

1.10 Introducción a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

El 25 de septiembre de 2015, se publicaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. En esa fecha, los 193 países miembros de la Asamblea General de las Naciones Unidas se comprometieron unánimemente a alcanzar 17 ambiciosos objetivos globales para 2030 (ONU, 2015). Estos objetivos se establecieron tras una masiva consulta global de tres años con múltiples partes interesadas, en la que participaron cientos de grandes y pequeñas empresas, gobiernos, grupos de la sociedad civil, institutos de conocimiento y otras instituciones. De hecho, los ODS representan la mayor consulta pública en la historia de las Naciones Unidas. La encuesta de las Naciones Unidas "MyWorld2015" preguntó a 9,7 millones de ciudadanos qué les gustaría que se incluyera en los nuevos objetivos que sucederían a los ocho Objetivos de Desarrollo del Milenio, establecidos en el año 2000. Los 17 objetivos y 169 submetas resultantes de este proceso de consulta global abarcan la erradicación de la pobreza y el hambre, la mejora del acceso a la salud y la educación, la garantía de los derechos humanos y la protección de los ecosistemas y la biodiversidad.

Si bien todos parecen estar de acuerdo en el porqué de estos 17 objetivos —y las 169 submetas que les otorgan matices y especificidad— son de importancia clave su naturaleza integral, compleja e interconectada, que crea considerables dificultades para abordar las preguntas de "quién", "qué" y "cómo".

Los ODS son, sin duda, una forma novedosa de abordar un mundo cada vez más volátil, incierto, complejo y ambiguo a través de una serie de componentes que, en conjunto, constituyen un nuevo modelo (disruptivo) de progreso: (i) objetivos inclusivos basados en un cambio positivo, (ii) definidos como desafíos universales, (iii) orientados a ambiciones colectivas y (iv) basados en la inversión conjunta de energía y finanzas (en lugar de subsidios o filantropía). La aceptación de los ODS señala un cambio de paradigma muy necesario en la reflexión sobre las condiciones para el desarrollo sostenible y el papel que desempeñan actores sociales como las empresas. Un

punto de inflexión crucial es cambiar no solo los paradigmas de pensamiento, sino también la percepción de estos 17 grandes objetivos interconectados: de los desafíos que amenazan cada aspecto del statu quo a nuevas y vibrantes oportunidades para crear valor sostenible (y estabilidad) para las empresas, los gobiernos, las personas y el planeta.

Gráfico 14: Objetivos de Desarrollo Sostenible

Fuente: ONU

Los ODS buscan impulsar simultáneamente una amplia gama de temas cruciales para el desarrollo sostenible, con cobertura universal y mediante un enfoque inclusivo. Han recibido fuertes críticas por ser demasiado ambiciosos y complejos (Consenso de Copenhague, 2015) o por no ser lo suficientemente ambiciosos, especialmente en lo que respecta a las modalidades de su ejecución (Pogge y Sengupta, 2015) y a la omisión de consideraciones financieras cruciales tales como quién va a pagar.

A pesar de este discurso tan relevante y crítico, generalmente se considera que los ODS constituyen el marco principal de la agenda global de desarrollo hasta 2030 (Kolk, 2016; Pattberg y Widerberg, 2016; Sachs, 2015). La pregunta medular es: ¿En qué condiciones se convertirán también en la agenda principal de las corporaciones?

1) El desafío del nexo (Taller de Pensamiento y Acción INNOVE SAS).

Los ODS presentan 17 áreas de desafíos estrechamente relacionados. La eficacia con la que cada ODS puede abordarse por separado depende fundamentalmente de la capacidad de las empresas, los gobiernos y otros actores sociales para comprender, gestionar y aprovechar las interrelaciones entre éste y los demás ODS. Por lo tanto, el éxito en la consecución de resultados en un área problemática depende de las acciones, las políticas y el progreso en otras áreas. Este fenómeno también se conoce como el “desafío del nexo”.

Este concepto se refiere a un enfoque integrado para la formulación de políticas y la toma de decisiones que no se centra únicamente en los componentes individuales, sino que tiene en cuenta la interrelación e interdependencia de todo el sistema (o de sus partes relevantes) para reducir las compensaciones y crear y aprovechar sinergias. A modo de ejemplo: la ambición de un crecimiento inclusivo está directamente relacionada con los ODS 1, 5, 8, 9 y 10. Pero indirectamente, también involucra los ODS 2, 3 y 16, a la vez que se ve facilitada por la acción colectiva en los ámbitos de los ODS 4, 6, 7 y 11.

Cuando el objetivo es el "crecimiento verde inclusivo", los ODS 13, 14 y 15 también deben abordarse simultáneamente.

2) Enfoque de jerarquías de los ODS (Tulder).

El enfoque adoptado por el Centro de Resiliencia de Estocolmo (2016) desarrolló una jerarquía de ODS en la que la ***biosfera*** presenta el ***contexto general*** en el que deben ubicarse todos los demás objetivos.

Gráfico 15: Enfoque de jerarquías de los ODS

Fuente: Stockholm Resilience Centre (2016).

Las *economías y las sociedades* se consideran *partes integrales de la biosfera*. El centro define los *límites planetarios* como el contexto fundamental dentro del cual la humanidad puede continuar desarrollándose para las generaciones venideras, mientras que las *"sociedades"* presentan las *condiciones institucionales* creadas por el hombre y la *"economía"* representa, en mayor o menor medida, cómo se puede *organizar el cambio de manera eficiente*.

La colaboración (ODS 17) se presenta como el eje central entre todos los niveles de interacción. El Centro argumenta que los alimentos como recurso, así como la forma en que producimos y organizamos la sociedad en torno a ellos, conectan todos los ODS.

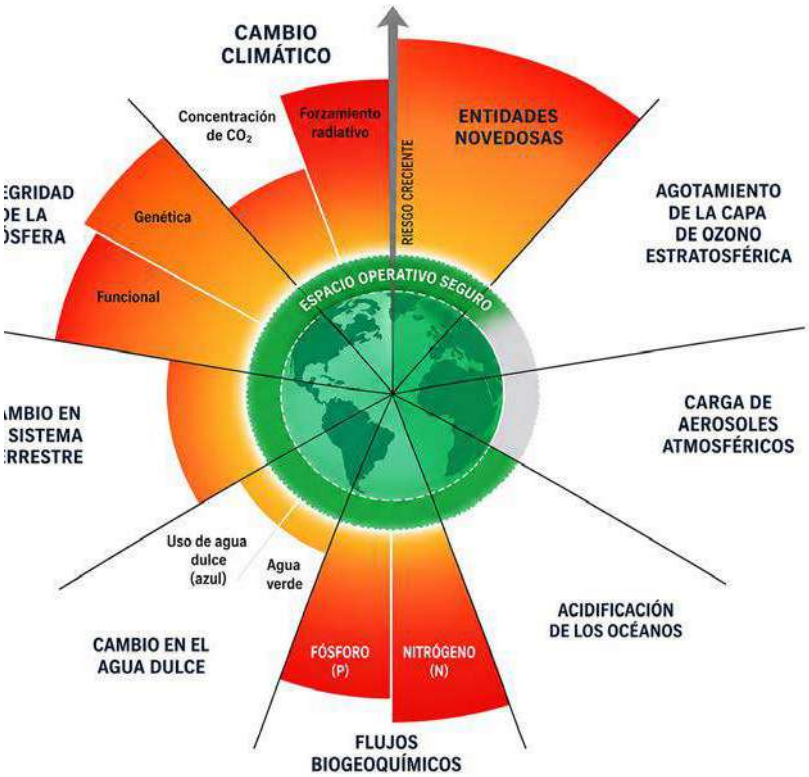
3) Límites planetarios

El marco de límites planetarios destaca los crecientes riesgos de la presión humana sobre nueve procesos globales críticos que regulan la estabilidad y la resiliencia de la Tierra. En 2023, un equipo de científicos cuantificó, por primera vez, los nueve procesos del marco que, en conjunto, mantienen un sistema terrestre estable y resiliente.

Los límites planetarios fueron propuestos por primera vez en 2009 por un grupo de 28 científicos de renombre internacional, liderados por el exdirector del centro, Johan Rockström. Combinando perspectivas de diversos campos de investigación sobre el cambio ambiental global, el marco destaca nueve procesos de cambio global en los que las actividades humanas afectan el funcionamiento del sistema terrestre. Los límites planetarios son evaluaciones cuantitativas de los límites seguros para la presión humana sobre estos nueve procesos críticos.

La actualización de 2023 no solo cuantificó todos los límites planetarios, sino que también concluyó que se han transgredido seis de ellos. Cruzar los límites aumenta el riesgo de generar cambios ambientales abruptos o irreversibles a gran escala.

Gráfico 16: Actualización de los límites planetarios para 2025



Fuente: Elaboración con datos del Centro de Resiliencia de Estocolmo

Los impactos de estos cambios no serán necesariamente inmediatos ni drásticos, pero, en conjunto, los límites marcan un umbral crítico de riesgos para las sociedades y la biosfera de la que formamos parte. Los límites planetarios son interdependientes.

La estabilidad a gran escala y a largo plazo del pasado, que permitió el desarrollo y la prosperidad de las sociedades humanas, proviene de las complejas interacciones de los procesos biofísicos dentro del sistema terrestre. Esto significa que no podemos considerar los límites planetarios de forma

aislada en ninguna decisión sobre sostenibilidad. Las acciones que afectan a un proceso dentro del marco de los límites planetarios afectarán los riesgos de los demás procesos. Solo respetando los nueve límites podremos mantener un espacio operativo seguro para la humanidad.

Los nueve límites planetarios y su estado

- ***Cambio climático:*** el aumento de gases de efecto invernadero y aerosoles en la atmósfera terrestre retiene el calor que, de otro modo, escaparía al espacio. El límite planetario del cambio climático evalúa el cambio en la proporción de energía entrante y saliente de la Tierra. Un mayor dióxido de carbono en la atmósfera y una mayor radiación atrapada provocan el aumento de las temperaturas globales y alteran los patrones climáticos. Al traspasarse este límite, las concentraciones de CO2 están aumentando.

- ***Entidades novedosas:*** los avances tecnológicos introducen sustancias químicas sintéticas novedosas en el medio ambiente, movilizan materiales de formas completamente nuevas, modifican la genética de los organismos vivos e intervienen en los procesos evolutivos y alteran el funcionamiento del sistema terrestre. La cantidad de sustancias sintéticas liberadas al medio ambiente sin las pruebas de seguridad adecuadas coloca a las entidades novedosas en la zona de alto riesgo.

- ***Agotamiento del ozono estratosférico:*** el ozono en la atmósfera protege la vida en la Tierra de la radiación ultravioleta entrante. El adelgazamiento de la capa de ozono, debido principalmente a las sustancias químicas artificiales, permite que una mayor cantidad de radiación UV dañina llegue a la superficie terrestre. El ozono total se está recuperando lentamente gracias a la eliminación gradual a nivel internacional de las sustancias que lo agotan desde finales de la década de 1980. Por lo tanto, el agotamiento del ozono se encuentra actualmente en el "Espacio operativo seguro".

- ***Carga atmosférica de aerosoles:*** los cambios en las partículas en suspensión provenientes de actividades humanas y fuentes naturales influyen en el clima, al alterar los patrones de temperatura y precipitación. Si bien la contaminación atmosférica a gran escala ya causa cambios en los sistemas monzónicos, los biomas forestales y los ecosistemas marinos, la métrica global utilizada en el marco de límites planetarios (diferencia interhemisférica en la carga atmosférica de aerosoles) sitúa este proceso justo dentro del "Espacio operativo seguro".

- ***Acidificación de los océanos:*** la acidez del agua oceánica aumenta (su pH disminuye) a medida que absorbe el CO2 atmosférico. Este proceso perjudica a los organismos que necesitan carbonato de calcio para formar sus conchas o esqueletos, lo que impacta en los ecosistemas marinos y reduce la eficiencia del océano como sumidero de carbono. El "Chequeo de salud planetaria 2025" mostró que el límite de acidificación de los océanos se ha superado por primera vez. Desde el inicio de la era industrial, el pH superficial del océano ha disminuido alrededor de 0,1 unidades, lo que representa un aumento de acidez del 30-40%, llevando a los ecosistemas marinos más allá de

los límites seguros y ha degradado la capacidad de los océanos para actuar como estabilizadores de la Tierra.

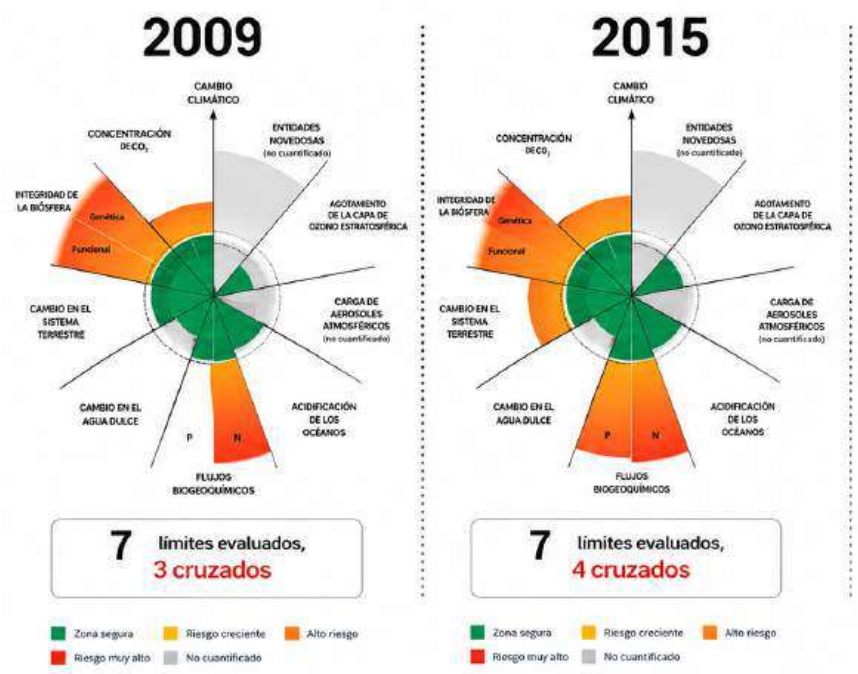
- ***Modificación de los flujos biogeoquímicos:*** elementos nutritivos como el nitrógeno y el fósforo son cruciales para la vida y el mantenimiento de los ecosistemas. Los procesos industriales y agrícolas alteran los ciclos naturales y modifican el equilibrio de nutrientes de los organismos vivos. Esta limitación se ha traspasado porque tanto el flujo global de fósforo hacia el océano como la fijación industrial de nitrógeno (convirtiendo el nitrógeno estable de la atmósfera en formas biorreactivas) han alterado los flujos biogeoquímicos globales.

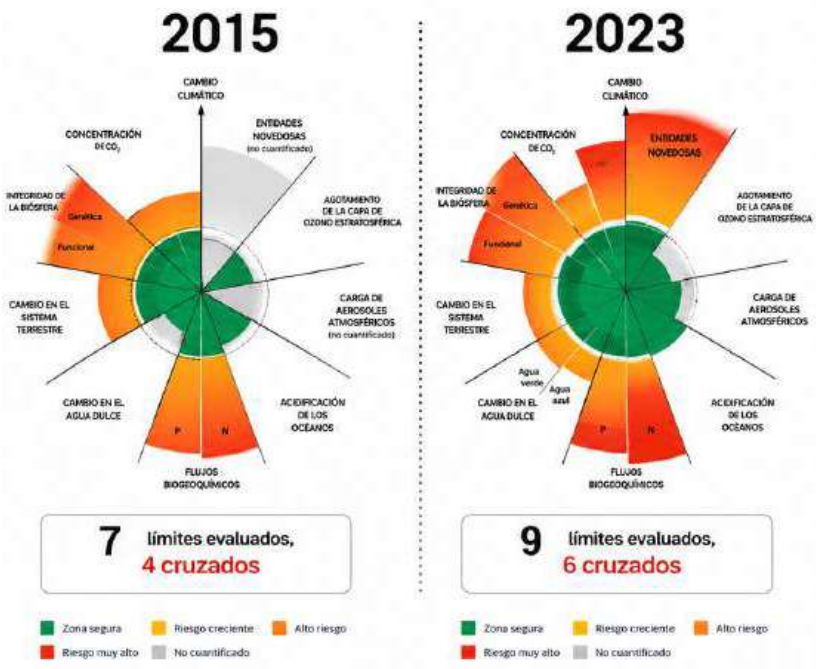
- ***Cambios en el agua dulce:*** la alteración de los ciclos del agua dulce, incluyendo los ríos y la humedad del suelo, afecta funciones naturales como la captura de carbono y la biodiversidad, y puede provocar cambios en los niveles de precipitación. Las perturbaciones antropogénicas tanto del agua azul (p. ej., ríos y lagos) como del agua verde (es decir, la humedad del suelo) han superado los límites planetarios.

- ***Cambios en el sistema terrestre:*** la transformación de los paisajes naturales, como la deforestación y la urbanización, altera los hábitats y la biodiversidad, y disminuye funciones ecológicas como la captura de carbono y el reciclaje de la humedad. A nivel mundial, las áreas forestales restantes en los biomas tropicales, boreales y templados han caído por debajo de los niveles seguros.

- ***Integridad de la biosfera:*** la diversidad, la extensión y la salud de los organismos vivos y los ecosistemas afectan el estado del planeta al corregular el equilibrio energético y los ciclos químicos de la Tierra. La alteración de la biodiversidad amenaza esta corregulación y la estabilidad dinámica. Tanto la pérdida de diversidad genética como el deterioro de la integridad funcional de la biosfera se encuentran fuera de los límites seguros.

Gráfico 17: Evolución del riesgo de los puntos de inflexión en los límites planetarios





Fuente: Centro de Resiliencia de Estocolmo, basado en Sakschewski y Caesar et al. (2025).

El marco de límites planetarios destaca los crecientes riesgos de la presión humana sobre nueve procesos globales críticos que regulan la estabilidad y la resiliencia de la Tierra.

4) Cambio climático

El cambio climático se refiere a los cambios a largo plazo de las temperaturas y los patrones climáticos. Estos cambios pueden ser naturales, debido a variaciones en la actividad solar o erupciones volcánicas grandes. Pero desde el siglo XIX, las actividades humanas han sido el principal motor del cambio climático, debido principalmente a la quema de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas.

5) Calentamiento global

Las emisiones principales de gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático son el dióxido de carbono y el metano. Éstos proceden del uso de la gasolina para conducir un coche o del carbón para calentar un edificio, por ejemplo. El desmonte de tierras y bosques también puede liberar dióxido de carbono. La agricultura y las actividades relacionadas con el petróleo y el gas son fuentes importantes de emisiones de metano. La energía, la industria, el transporte, los edificios, la agricultura y el uso del suelo se encuentran entre los principales emisores.

6) Eficiencia energética

Como parte de las acciones que se han implementado en respuesta al cambio climático y en estrecha relación con la huella de carbono, surge el concepto de eficiencia energética, fundamental para la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero. La eficiencia energética es una serie de esfuerzos que implican el uso de tecnologías, diferentes técnicas, maquinaria más eficiente, entre otras, para reducir el consumo energético involucrado en la elaboración de un producto o la generación de un servicio con el objetivo de hacer más eficiente el proceso y gastar menos energía. También implica la adopción de hábitos y comportamientos más responsables en el consumo de energía, por ejemplo, el uso de focos ahorradores o desenchufar equipo o aparatos que no se estén usando, especialmente los que tienen sistemas de pre-encendido porque gastan energía sin que nos demos cuenta.

1.11 Acuerdos de la Conferencia de Partes ONU y transición energética

La COP28 de Dubái (2023) marcó un hito al acordar una "transición" para abandonar los combustibles fósiles, buscando cero emisiones netas para 2050 y limitar el calentamiento global a 1,5°C. El pacto impulsa ***triplicar energías renovables*** y duplicar eficiencia energética para 2030, acelerando la acción climática.

- ***Transición energética y combustibles fósiles:*** por primera vez se reconoció explícitamente la necesidad de alejar los sistemas energéticos de los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) de manera justa, ordenada y equitativa.

- ***Cambio climático y ODS:*** la cumbre concluyó el primer "Balance global" del Acuerdo de París, subrayando la necesidad de recortes profundos de emisiones para 2025 y 2030 con el objetivo de cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), especialmente el ODS 13.

- ***Límites planetarios:*** las discusiones subrayaron que el mundo está cerca de superar los límites seguros, requiriendo acción inminente para evitar daños ecológicos irreversibles.

Acuerdos clave:

- Triplicar la capacidad de energía renovable y duplicar la eficiencia energética para 2030.
- Reducir emisiones de metano y otras fuentes distintas al CO2
- Acelerar tecnologías de cero y bajas emisiones, incluyendo la energía nuclear y la captura de carbono.
- Financiamiento climático: impulso al "Fondo verde para el clima" y fondos de adaptación, aunque se advierte que se necesitan billones adicionales.

La COP28 sentó las bases para el principio del fin de la era de los combustibles fósiles, alineando los planes mundiales con la necesidad de una transición rápida y limpia.

1.12 Género y energía

La transición global a las energías renovables es clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. Si se implementan las políticas adecuadas, también es una vía prometedora para mejorar los medios de vida, crear millones de empleos decentes y abrir nuevas oportunidades económicas, a la vez que se aumenta la seguridad energética.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) estima que la fuerza laboral del sector de las energías renovables (16,2 millones de personas en 2023) podría alcanzar los 30 millones de empleos para 2030 y casi 40 millones para 2050, siguiendo una trayectoria alineada con el objetivo del Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 1,5 grados Celsius.

Más allá de la generación de energía renovable, industrias relevantes como la eficiencia energética y la flexibilidad energética podrían generar decenas de millones de empleos adicionales. Esta expansión sin precedentes requiere marcos de políticas integrales para remodelar y mejorar los mercados laborales a nivel mundial. Sin embargo, aún persiste la pregunta de quién se beneficia realmente de esta transformación.

A pesar de los avances, las mujeres y otros grupos típicamente marginados siguen estando infrarrepresentados en el empleo en el sector de las energías renovables. En términos de género, el sector tiene un mejor desempeño que las industrias de combustibles fósiles, pero aún refleja muchas de las desigualdades que impregnan la economía global.

Ésta es una traducción libre y síntesis de la segunda edición del informe "Energías renovables: una perspectiva de género, ofrece una visión actualizada del papel de las mujeres en las energías renovables, las barreras que enfrentan y las medidas necesarias para permitir su plena participación. Basándose en el estudio insignia de IRENA de 2019, para evaluar la participación de las mujeres en el sector de las energías renovables en general, este informe se basa en una encuesta global a personas y organizaciones, que ofrece información tanto sobre patrones cuantitativos como sobre experiencias vividas.

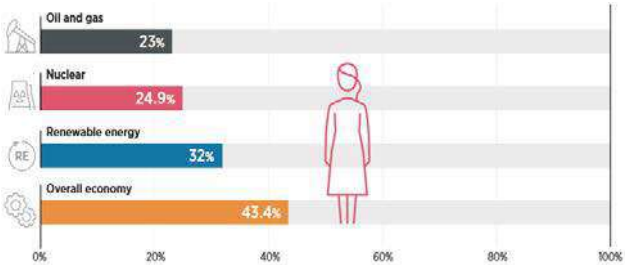
Las conclusiones subrayan que la equidad de género es una cuestión no solo de justicia, sino también de eficacia: la transición energética no puede alcanzar sus objetivos si la mitad de la humanidad queda excluida de su configuración.

1.13 El papel de la mujer en las energías renovables

El análisis de IRENA muestra que las mujeres ocupan el 32% de los empleos a tiempo completo en el sector de las energías renovables. Esta cifra es superior a la del petróleo y el gas (2 %) o la energía nuclear (25%), lo que demuestra que las energías renovables son comparativamente más inclusivas.

Sin embargo, esta proporción aún está muy por debajo del promedio mundial de mujeres en la fuerza laboral, que es del 43,4%, lo que significa que casi una de cada nueve mujeres potenciales está ausente en el sector de las energías renovables en comparación con la economía en general (gráfico 1).

Gráfico 18: Empleos femeninos a tiempo completo en el sector de energías



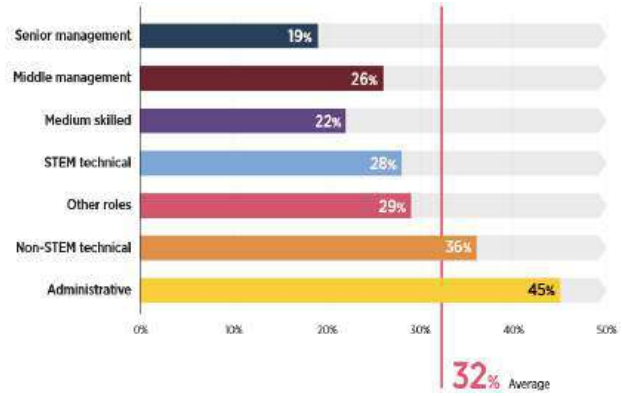
Fuente: IRENA (2025).

Es importante destacar que la definición de los límites del sector también influye en las percepciones. Cuando se define estrictamente como empleo directo en manufactura, operaciones e instalación, la participación de las mujeres en energías renovables disminuye al 25%. Al ampliarla para incluir desarrollo de proyectos, servicios, investigación y educación, la proporción aumenta al 32%. En contextos de acceso a la energía, en particular en proyectos fuera de la red eléctrica liderados por organizaciones no gubernamentales y comunitarias, la participación de las mujeres se acerca al 35%.

Si bien estas definiciones más amplias destacan contribuciones importantes, corren el riesgo de sobreestimar la participación de las mujeres en el núcleo económico de la industria. Sin embargo, este informe confirma nuestro análisis previo, que refleja la situación en la economía en general: la representación de las mujeres en energías renovables es desigual en las distintas categorías laborales.

Los empleos ocupados por mujeres se concentran en gran medida en puestos administrativos, que representan el 45% del empleo femenino en el sector, y en puestos técnicos no relacionados con las ***ciencias, la ingeniería y las matemáticas*** (STEM), como los puestos legales, donde representan el 36% (gráfico 2).

Gráfico 19: Participación femenina en el empleo a tiempo completo en energías renovables, por función

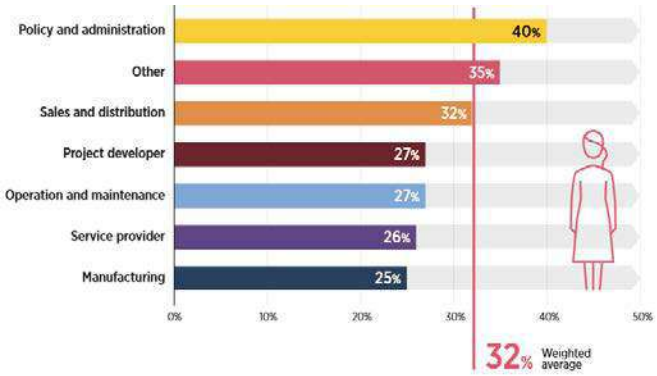


Fuente: IRENA (2025).

En contraste, las mujeres representan solo el 28% de los puestos relacionados con las ciencias, la tecnología, la ingeniería y las matemáticas (STEM) (incluyendo ingenieros, científicos de datos y especialistas técnicos, por ejemplo) y solo el 22% de los empleos de cualificación media, como la instalación de energía solar y la construcción. En los niveles más altos de toma de decisiones, las mujeres son aún más escasas: el 26% de los gerentes intermedios son mujeres, al igual que solo el 19% de los gerentes sénior o miembros de la junta directiva. Este desequilibrio ilustra la persistencia de un "techo de cristal" que limita la influencia de las mujeres en los aspectos estratégicos y técnicos de la transición energética.

Al igual que ocurre con el tipo de habilidades requeridas para el puesto, el tipo de trabajo realizado parece influir en la proporción de empleo femenino (gráfico 3).

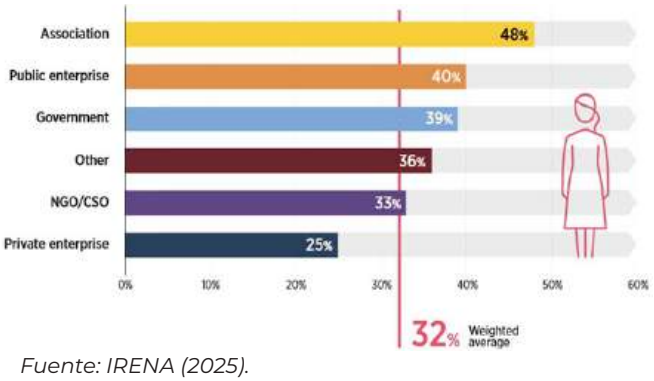
Gráfico 20: Participación femenina en el empleo a tiempo completo en energías renovables, por actividad



Fuente: IRENA (2025).

El tipo de organización es otro factor determinante del equilibrio de género. Las empresas privadas, que dominan la definición más restringida de empleo en energías renovables, registran la menor participación femenina, con un 25%. En cambio, las organizaciones no gubernamentales y de la sociedad civil registran una participación femenina cercana al 48%, mientras que las organizaciones gubernamentales y no comerciales promedian un 37% (gráfico 4).

Gráfico 21: Porcentaje de mujeres empleadas a tiempo completo en energías renovables, por tipo de organización



Fuente: IRENA (2025).

Las diferencias regionales son relativamente modestas. África y la región de Asia y el Pacífico registran una participación femenina ligeramente superior, con un 33%, mientras que Europa y América del Norte registran la más baja, con un

27%. Estas variaciones no son estadísticamente significativas, lo que apunta a un patrón global de subrepresentación, en lugar de disparidades específicas de cada región. Tanto en las economías avanzadas como en las emergentes, el acceso de las mujeres a la fuerza laboral del sector de las energías renovables se ve constantemente limitado.

El análisis también muestra que las organizaciones más pequeñas tienden a tener plantillas con mayor equilibrio de género, mientras que las empresas más grandes informan de una disminución de la participación femenina a medida que aumenta el tamaño. Esto sugiere que la cultura laboral y el diseño institucional son tan importantes como el propio sector. Además, el análisis muestra que el trabajo a tiempo parcial ofrece tanto oportunidades como riesgos. Si bien esto puede permitir flexibilidad a los trabajadores que compaginan las responsabilidades de cuidado, los puestos a tiempo parcial suelen estar asociados con salarios más bajos, menos beneficios y una progresión profesional limitada. A menos que se diseñe cuidadosamente, el empleo a tiempo parcial puede afianzar las desigualdades en lugar de reducirlas.

1.14 Barreras para el ingreso, la retención y el ascenso de las mujeres

La escasa representación de las mujeres en el sector de las energías renovables no se debe a la falta de interés o capacidad, sino a barreras sistémicas en múltiples niveles. La encuesta destaca tres categorías de obstáculos: barreras laborales, restricciones sociales y barreras académicas.

Las barreras laborales fueron calificadas como las más significativas por los encuestados, destacando la percepción de un "techo de cristal" como la más grave para las mujeres que buscan puestos de liderazgo. Otras barreras incluyeron el sesgo de género en la contratación, la ausencia de objetivos de género y diversidad, la inflexibilidad de los acuerdos laborales, los requisitos de movilidad, las instalaciones inadecuadas y la falta de políticas que favorezcan la familia.

Casi el 45% de las mujeres encuestadas informaron haber sufrido discriminación por razón de género en el lugar de trabajo. Los ejemplos iban desde ser ignoradas para tareas técnicas y ascensos, hasta comentarios inapropiados y acoso. Estas barreras variaban según la región y el nivel de experiencia, y las encuestadas en América Latina y los profesionales con más experiencia reportaban niveles más altos de discriminación. Sin embargo, la encuesta también mostró que solo una minoría de esos casos fueron denunciados, y aún menos resultaron en acciones organizacionales.

Muchos encuestados manifestaron falta de confianza en los mecanismos de denuncia e insinuaron temor a la inacción o represalias. Las leyes nacionales no se consideraron cruciales para la retención, pero sí una barrera de entrada, especialmente en países con leyes laborales restrictivas y limitaciones a los derechos de las mujeres. Las organizaciones más grandes tendieron a calificar las barreras con menor importancia, quizás debido a prácticas más estandarizadas y recursos para aplicar medidas de igualdad de género. La educación también jugó un papel clave: las mujeres con menor cualificación informaron enfrentar más desafíos, lo que sugiere que ampliar el

acceso a la formación y la educación superior podría ayudar a mejorar las oportunidades.

En general, la encuesta muestra que las barreras a la participación de las mujeres aumentan con el tiempo (es decir, se vuelven más pronunciadas con mayores años de experiencia y se acumulan a medida que las mujeres progresan en sus carreras), lo que requiere políticas específicas y cambios organizacionales para garantizar la igualdad de oportunidades en todas las etapas de la carrera profesional.

Las limitaciones sociales constituyen una capa estructural más profunda de barreras, que las encuestadas clasificaron en segundo lugar. Las expectativas culturales en torno al cuidado de personas, los estereotipos arraigados sobre las capacidades de las mujeres y la falta de modelos a seguir visibles influyen en las elecciones profesionales y la autopercepción. Muchas mujeres internalizan dudas sobre su idoneidad para puestos técnicos o de liderazgo.

En algunas regiones, las leyes discriminatorias restringen aún más la participación de las mujeres, como la prohibición de trabajar en turnos de noche, la exigencia de la aprobación de tutores masculinos para viajar y la desigualdad en el derecho a poseer propiedades y acceder a financiación. Estas limitaciones subrayan cómo la energía renovable no puede aislarse de las dinámicas de género más amplias en la sociedad.

También se observaron diferencias demográficas: las encuestadas de Europa y Norteamérica, así como las de organizaciones más grandes, tendieron a restar importancia a las barreras sociales en comparación con las de África y Asia-Pacífico. A diferencia de las barreras laborales, las restricciones sociales no mostraron patrones claros relacionados con la experiencia o la formación académica, lo que implica que se necesitan reformas culturales y legales más amplias, junto con la educación a nivel de la población, para abordar estos problemas sistémicos y fomentar una mayor inclusión en el sector.

Las barreras académicas comienzan en las primeras etapas de la vida y se refuerzan continuamente. La encuesta enfatiza que, si bien la educación de las niñas es crucial para el desarrollo, persisten las disparidades globales, especialmente en la educación secundaria, la formación profesional y las trayectorias STEM, todas ellas esenciales para las carreras en energías renovables, dadas las diversas exigencias de la fuerza laboral.

Las mujeres a menudo se enfrentan a una situación de “filtración de oportunidades”, abandonando los campos relacionados con STEM en diversas etapas, a pesar de alcanzar altas tasas de educación de posgrado en muchas regiones. Las encuestadas destacaron la falta de un vínculo entre la educación y el empleo debido a la falta de estructuras que apoyen el crecimiento profesional de las mujeres. Éstas incluyen oportunidades de mentoría y networking, así como formación en liderazgo, que se calificó como el obstáculo más importante para ascender en la carrera profesional hacia puestos directivos, donde los programas de ascenso son escasos y, a menudo, inaccesibles. Los patrones regionales y demográficos fueron consistentes con los hallazgos anteriores: las participantes de Europa, América del Norte y

organizaciones más grandes obtuvieron puntuaciones más bajas en general.

Las personas encuestadas con mayor cualificación también reportaron menos barreras, lo que indica el efecto protector de la educación. Abordar estos desafíos requiere mejorar el acceso de las niñas a la educación, promover la participación en las áreas STEM, ampliar los programas técnicos y de liderazgo, y fomentar sistemas de mentoría y redes de contactos.

La persistencia de problemas interconectados, como la brecha salarial de género, ilustra aún más cómo las barreras laborales, sociales y académicas se refuerzan mutuamente, atrapando a las mujeres en puestos peor remunerados y perpetuando la desigualdad.

Los resultados también muestran sistemáticamente que las barreras se acumulan y empeoran con el tiempo. En la etapa de ingreso, las mujeres se enfrentan a sesgos en la contratación y a estereotipos culturales. Durante la retención, los desafíos se intensifican, especialmente para las mujeres que compaginan sus roles profesionales con el cuidado de otros. En la etapa de ascenso, las barreras alcanzan su punto máximo, con prácticas discriminatorias y el "techo de cristal" que limita la movilidad ascendente.

Esta progresión sugiere que las intervenciones para retener y promover a las mujeres pueden ser las más beneficiosas para mejorar la equidad de género. Además, existen barreras que surgen como consecuencia de las categorías mencionadas anteriormente. Estas barreras están profundamente interconectadas y persisten a pesar de los esfuerzos por aislar y abordar sus causas subyacentes. Un ejemplo notable es la brecha salarial de género, que se deriva de varios factores, como la dinámica laboral diferenciada por género debido a la ausencia de medidas sólidas de igualdad salarial y la dependencia de la negociación individual para determinar las escalas salariales.

Las restricciones sociales más amplias también influyen en la configuración de la brecha salarial, con sesgos implícitos que perjudican injustamente a ciertos grupos. Finalmente, las barreras académicas también contribuyen: si bien es razonable que los puestos con menor responsabilidad tengan un salario menor, las personas con acceso limitado a la educación suelen encontrarse atrapadas en puestos peor remunerados, lo que perpetúa los ciclos de desigualdad.

La encuesta muestra que la desigualdad salarial sigue siendo una realidad persistente: el 68% de los encuestados cree que los hombres cobran más que las mujeres por puestos similares, aunque solo el 32% de las organizaciones admitió dichas disparidades. La brecha se atribuyó con mayor frecuencia a diferencias en el poder de negociación, la ausencia de escalas salariales estandarizadas y prácticas de ascenso sesgadas.

Si bien algunas diferencias pueden explicarse por variaciones en el tipo de puesto o la antigüedad, una parte significativa refleja desigualdades injustificadas. Sin sistemas de compensación estandarizados ni transparencia, es probable que estas brechas persistan, perpetuando las desventajas estructurales para las mujeres.

1.15 Mujeres en el contexto del acceso a la energía

El acceso a la energía, si bien debería ser un derecho fundamental, aún dista mucho de ser una realidad. Sin medidas urgentes, cientos de millones de personas, desproporcionadamente mujeres, seguirán sin servicios energéticos modernos incluso para 2030, cuando los compromisos de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) prometían avances sustanciales. Abordar conjuntamente la pobreza energética y la desigualdad de género es esencial para alcanzar el ODS 5 (igualdad de género) y el ODS 7 (acceso universal a la energía).

En este contexto de acceso a la energía (caracterizado por los esfuerzos para ampliar el acceso a servicios energéticos modernos), el papel de las mujeres es vital y, a la vez, poco reconocido. Los datos de las encuestas sugieren que las mujeres representan el 35% de los empleados en organizaciones centradas en el acceso a la energía, principalmente organizaciones no gubernamentales (ONG), organizaciones de la sociedad civil (OSC) y organismos gubernamentales.

Sin embargo, esta perspectiva institucional no refleja plenamente la realidad: las mujeres son fundamentales para el uso y la gestión de la energía en los hogares y las comunidades. Ellas son las más afectadas por la pobreza energética, pasando horas recogiendo leña o cocinando con combustibles contaminantes, con importantes consecuencias para su salud, educación y medios de vida.

Al mismo tiempo, las mujeres son agentes de cambio en los sistemas descentralizados de energía renovable. Los programas que involucran a mujeres como agentes de ventas, trabajadoras de mantenimiento y administradoras de microrredes reportan sistemáticamente mayores tasas de adopción, una mayor sostenibilidad del sistema y mayores beneficios sociales. Sin embargo, con demasiada frecuencia, la inclusión se centra en lo simbólico, donde las mujeres están presentes, pero no son escuchadas ni empoderadas.

La "participación transformadora" reconoce a las mujeres como tomadoras de decisiones y cocreadoras, en lugar de beneficiarias pasivas. Los proyectos piloto de IRENA en comunidades indígenas ilustran cómo los enfoques participativos pueden integrar las perspectivas de las mujeres y generar beneficios socioeconómicos duraderos.

1.16 Medidas para generar una transición energética más efectiva

Las estrategias de diversidad, equidad e inclusión (DEI) han demostrado ser impulsoras de un mayor rendimiento empresarial; sin embargo, la reciente oposición política ha socavado las iniciativas de DEI a nivel mundial, amenazando los derechos de las mujeres en muchos países. En el sector de las energías renovables, promover la igualdad de género requiere datos sólidos, intervenciones específicas y colaboración entre los distintos niveles de la sociedad.

Los gobiernos son los principales responsables de crear condiciones propicias para la equidad de género en el sector de las energías renovables y en la sociedad en general. Esto incluye la promulgación y

aplicación de leyes sobre no discriminación, igualdad salarial y acceso a la tierra, así como la financiación y la educación, a la vez que protegen a las mujeres contra la violencia. Los gobiernos también deben crear conciencia, promover la incidencia política y promover la equidad para proteger a los más desfavorecidos.

La integración de la perspectiva de género es esencial: la recopilación de datos con perspectiva de género en el sector energético garantiza la rendición de cuentas y la adopción de políticas específicas; las auditorías energéticas de género pueden identificar brechas y facilitar soluciones específicas. La presupuestación con perspectiva de género integraría objetivos de igualdad en los sistemas financieros nacionales, garantizando que el gasto en clima y energía beneficie a todos los grupos de manera equitativa.

La incorporación de la perspectiva de género en políticas climáticas más amplias también puede ser clave, al incorporar consideraciones de género en las "Contribuciones determinadas a nivel nacional" (NDC) más allá de una simple mención. Si bien las NDC ahora hacen referencia al género, muchas siguen siendo deficientes en acciones concretas.

Los empleadores deben contribuir a mejorar las prácticas laborales. Desempeñan un papel fundamental a la hora de abordar los desafíos persistentes en la contratación y retención de mujeres (problemas reportados por el 42% de las organizaciones encuestadas). Las medidas clave pueden incluir:

- Políticas de conciliación de la vida laboral y personal (horario flexible, teletrabajo, trabajo compartido, apoyo para el cuidado infantil).
- Apoyo familiar (permiso de maternidad/paternidad prolongada, guarderías).
- Desarrollo profesional (mentoría, fondos de formación, programas de patrocinio).
- Lugares de trabajo seguros y respetuosos (políticas de tolerancia cero frente al acoso, formación en sensibilización).
- Equidad e inclusión (contratación transparente, equidad salarial, objetivos de diversidad de género, lenguaje inclusivo).

Los resultados muestran que las mujeres encuestadas calificaron los esfuerzos de equidad de género de sus empleadores con una puntuación de 69/100, valorando los esfuerzos de la empresa, pero insinuando que se puede hacer más. Los empleados indicaron en la encuesta que prefieren firmemente las medidas que apoyan la conciliación de la vida laboral y personal, la equidad, la inclusión y el desarrollo profesional. Sin embargo, muchas políticas siguen aplicándose de forma desigual, especialmente para los trabajadores a tiempo parcial, cuya disponibilidad es mucho menor.

Otros actores, más allá de los gobiernos y los empleadores, pueden ser clave para apoyar la igualdad de género en las energías renovables:

- Organizaciones intergubernamentales como IRENA, ONU Mujeres y la Organización Internacional del Trabajo (OIT) establecen normas, apoyan la integración de la perspectiva de género en las políticas energéticas y brindan apoyo técnico y financiero.
- La sociedad civil es clave para amplificar la voz de las mujeres, desarrollar capacidades y exigir responsabilidades a las instituciones. Esto incluye

redes de mujeres que brindan mentoría, visibilidad y oportunidades de liderazgo en diferentes tecnologías y regiones. Algunos ejemplos son la Red Mundial de Mujeres para la Transición Energética (GWNET), Mujeres en Geotermia (WING), Mujeres en Hidrógeno Verde (WiGH) y grupos regionales y nacionales como REDMEREE en América Latina y WiSER en los Emiratos Árabes Unidos. La nueva plataforma HERHub de IRENA busca conectar estas redes para amplificar su impacto.

- Los sindicatos son clave para negociar políticas inclusivas, garantizar la representación de las mujeres en puestos de liderazgo y promover reformas sistémicas. Las instituciones educativas pueden derribar estereotipos, promover carreras STEM y ofrecer becas y mentorías, garantizando así una transición fluida de las mujeres al mundo laboral.

Por último, pero no menos importante, ***la sociedad en su conjunto*** también es fundamental para derribar las barreras sistémicas, las normas de género profundamente arraigadas y las responsabilidades domésticas desiguales que limitan la participación de las mujeres en las energías renovables y en otros sectores. Lograr la igualdad requiere una transformación cultural. Las campañas deben promover el trabajo de cuidados compartido, reconocer a las mujeres líderes y desafiar los estereotipos perjudiciales.

La solidaridad de las mujeres, junto con la alianza activa de los hombres, es fundamental. Las personas deben desafiar sus propios prejuicios y apoyar sistemas equitativos, convirtiendo la justicia de género en una responsabilidad colectiva.

1.17 Mujeres, empleo y energías renovables

La transición a las energías renovables representa una gran oportunidad para construir no solo un sistema energético más limpio, sino también una sociedad más justa. Pero esto no ocurrirá automáticamente. La equidad de género debe perseguirse deliberada y sistemáticamente mediante acciones desde arriba (liderazgo político, reforma regulatoria y políticas energéticas con perspectiva de género), estrategias desde abajo (mediante el empoderamiento comunitario, la programación inclusiva y el diseño participativo de proyectos) e iniciativas transversales (mediante la incorporación de la perspectiva de género en todas las etapas de la planificación, financiación e implementación energética).

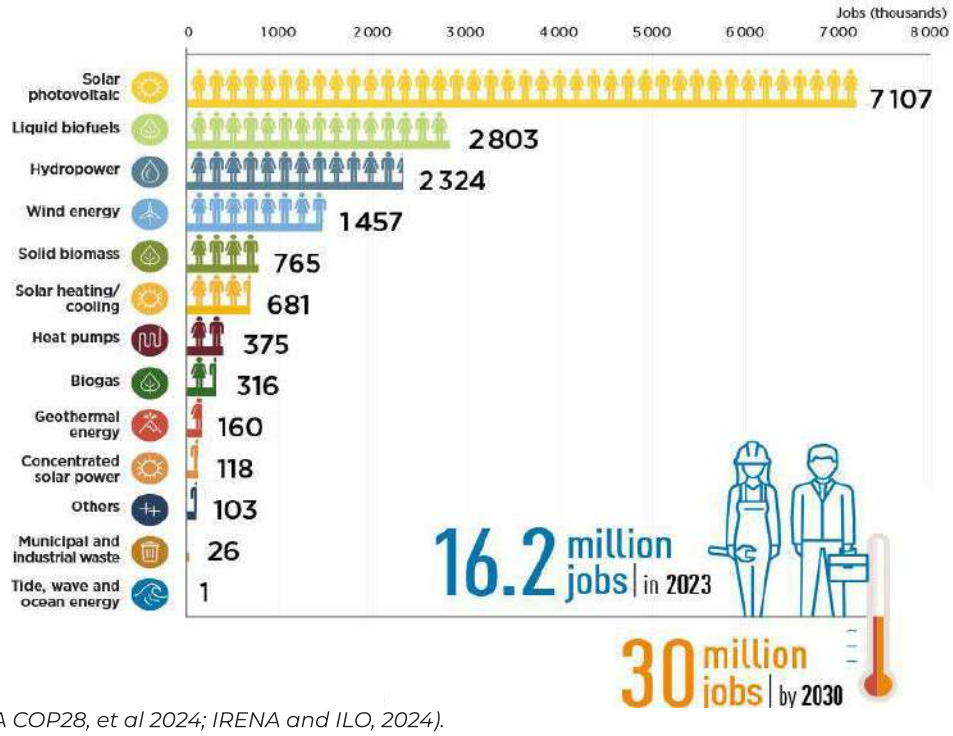
Si bien esto es una cuestión de justicia, también tiene sentido económico y, en resumen, la transición energética no puede tener éxito si las mujeres siguen marginadas. La economía de las energías limpias debe construirse no solo sobre tecnologías renovables, sino también sobre instituciones inclusivas. Garantizar la participación igualitaria de las mujeres no solo acelerará la transición, sino que la hará más resiliente, equitativa y duradera.

El futuro de las energías renovables debe ser moldeado por todos y ofrecer resultados para todos: la mayor medida del éxito no reside en los megavatios instalados, sino en las vidas que las energías renovables empoderan y transforman. Las energías renovables y las industrias afines han sido uno de los motores de creación de empleo más dinámicos del mundo en la última década y se prevé que crezcan aún más rápido en los próximos años.

Impulsado por los objetivos climáticos, la constante disminución de los costes tecnológicos, el aumento de la inversión y la creciente preocupación por la soberanía energética, el sector se está expandiendo mucho más rápido que los mercados laborales que lo sustentan. Según estimaciones de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la fuerza laboral mundial en energías renovables ascendió a 16,2 millones de personas en 2023, un 18% más que el año anterior (IRENA y OIT, 2024).

Siguiendo una trayectoria compatible con el objetivo del Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 1,5 grados Celsius (°C), la Agencia estima que el empleo podría alcanzar alrededor de 30 millones de puestos de trabajo para 2030, más del doble del nivel actual (gráfico 5), y alrededor de 40 millones para 2050 (IRENA, 2024a).

Gráfico 22: Mujeres, empleo y energías renovables

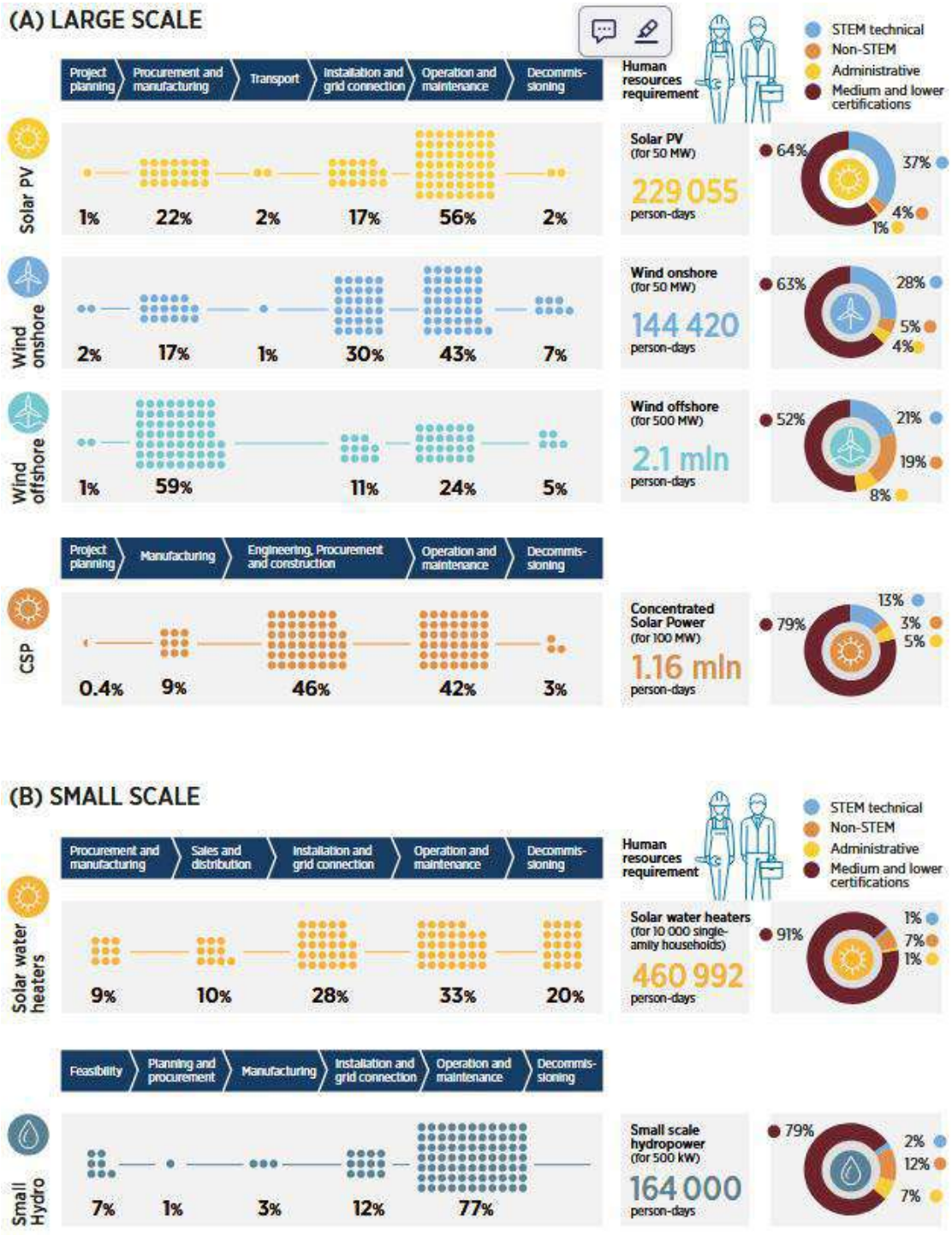


Sources: (IRENA COP28, et al 2024; IRENA and ILO, 2024).

Estas oportunidades se extienden a toda la cadena de valor de las energías renovables, pero también a otras industrias relacionadas con la transición energética. IRENA estima que sectores como la eficiencia energética podrían alcanzar los 50 millones de empleos para 2030, y los empleos en flexibilidad, casi 27 millones para el mismo año, abarcando tanto grandes proyectos a escala de servicios públicos como soluciones descentralizadas como minirredes, sistemas fotovoltaicos (FV) en tejados y tecnologías de cocina limpia (IRENA, 2024a).

La demanda de empleados está creciendo en toda la cadena de valor de las energías renovables, desde la planificación inicial y la adquisición de materiales hasta la fabricación de componentes, el desarrollo de proyectos, la construcción, la instalación, la integración en la red, las operaciones y el mantenimiento, y el reciclaje al final de su vida útil.

Gráfico 23: Requisitos de recursos humanos a lo largo de la cadena de valor de las energías renovables y patrones ocupacionales para los trabajadores en tecnologías seleccionadas (a) a gran escala y (b) descentralizadas



Fuente: IRENA, 2017, 2018, 2021, 2023, 2025

Las energías renovables ofrecen numerosas oportunidades de acceso para trabajadores de diversos niveles educativos, desde puestos de alta cualificación (ingenieros, científicos de datos, especialistas en finanzas y políticas), hasta oficios de cualificación media (electricistas, soldadores, escaladores de torres, instaladores solares), pasando por puestos más administrativos. IRENA ha analizado y mapeado estos requisitos para tecnologías seleccionadas (figura 2).

Con la rápida expansión de las energías renovables y la transición hacia el abandono de los combustibles fósiles, la demanda de habilidades supera la oferta. El trabajo de IRENA lleva más de una década destacando que los desajustes educativos y la persistente escasez de mano de obra y habilidades están aumentando y es probable que se generalicen a menos que se tomen medidas proactivas.

Ya existen pruebas que demuestran que las organizaciones que intentan contratar trabajadores cualificados tienen dificultades para encontrar candidatos cualificados para casi todas las ocupaciones, siendo los técnicos de instalación y reparación los que encabezan la lista. Por ejemplo, el informe del censo de la fuerza laboral de la Junta de Capacitación de la Industria de la Construcción e Ingeniería (ECITB) reveló que, en 2024, el 81% de los empleadores del sector de las energías renovables en la industria de la construcción e ingeniería (ECI) tenían dificultades para contratar trabajadores, en comparación con el 71% en la ECI, en general, en el Reino Unido. Esto es aún más grave cuando se trata de reclutar mujeres,

Abordar la escasez de habilidades requiere una comprensión profunda de la dinámica del mercado laboral, compromisos a largo plazo y una sólida estrategia de desarrollo del talento que anticipe los desafíos de la fuerza laboral. Esta estrategia debe ser holística y multinivel, abarcando desde la modernización de los programas universitarios que integran consideraciones sobre energías renovables y garantizan una educación vocacional y técnica alineada con los estándares de certificación de la industria, hasta la creación de modelos duales de formación y aprendizaje que combinen el aprendizaje presencial con la experiencia práctica y proporcionen una continua actualización y reciclaje profesional, especialmente para los trabajadores en transición desde los sectores de combustibles fósiles (IRENA y OIT, 2024).

Además, el diálogo social y la participación ciudadana y de los trabajadores son cruciales para unir a los empleados y las comunidades, sobre todo porque la evidencia muestra que, en algunos casos, los propios trabajadores muestran poco entusiasmo por los puestos etiquetados como empleos verdes. En los mercados menos desarrollados, es necesario tener en cuenta consideraciones adicionales, como el reconocimiento de los empleos informales, garantizar el acceso adecuado a programas de formación y facilitar itinerarios de aprendizaje en el trabajo, que a menudo son la puerta de entrada para los jóvenes. Sin embargo, todas estas estrategias fracasarán si la reserva de talento se limita a los hombres.

Es necesario implementar esfuerzos para garantizar que las personas subrepresentadas (como mujeres, jóvenes, pueblos indígenas, personas con discapacidad y otras comunidades marginadas) también formen parte de los esfuerzos de capacitación para que tengan la oportunidad de convertirse en la fuerza laboral del futuro. Al ampliar y diversificar la cartera de talento hoy, los gobiernos, la industria y los proveedores de educación pueden garantizar que las energías renovables no solo impulsen el planeta, sino que también sean el motor de una prosperidad equitativa y duradera para millones de personas en todo el mundo.

2. Generación distribuida

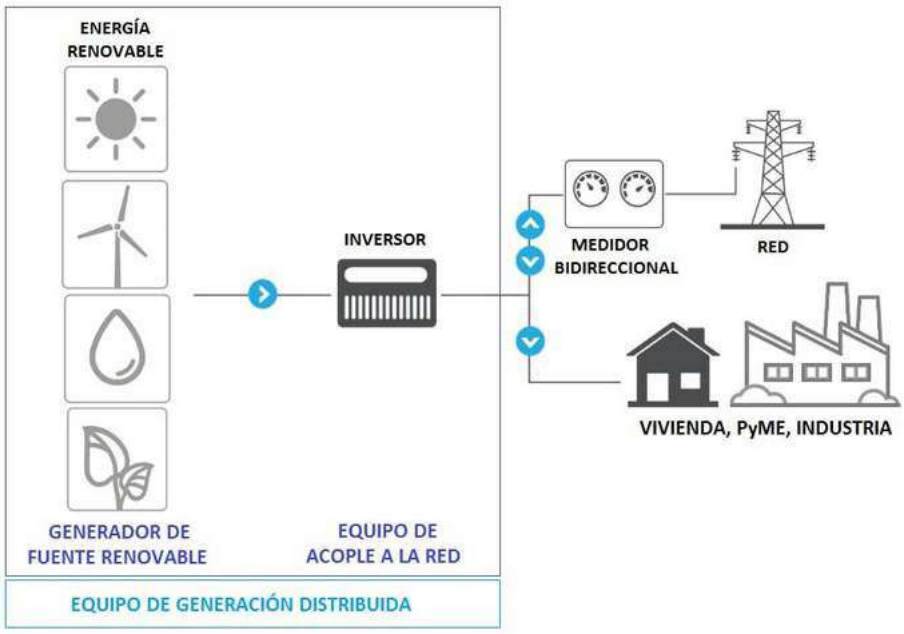
2.1 Concepto

La generación distribuida es la actividad de generación de energía eléctrica que realiza un consumidor regulado para el autoconsumo, a partir de un sistema de generación descentralizado, con fuentes renovables, conectado a la red de distribución, como los sistemas solares fotovoltaicos que se instalan cerca de los puntos de consumo, y tiene la capacidad de inyectar sus excedentes de generación a la red de distribución. No tiene soporte en baterías, la red funciona como un acumulador de energía eléctrica virtual.

El distribuidor autoriza la conexión de la generación distribuida a su red eléctrica de distribución. Cuando un generador distribuido quiera inyectar su excedente de energía eléctrica, el distribuidor u operadores eléctricos estarán a cargo de la conexión y adecuación, así como de la colocación del equipo de medición y otros accesorios necesarios (no incluye costo de materiales). Toda instalación para generación distribuida debe ser realizada por empresas instaladoras especializadas, debidamente registradas y habilitadas.

Con la promulgación del Decreto Supremo 4477 de 24 de marzo de 2021, modificado mediante el Decreto Supremo 5167 de 05 de junio de 2024, se pretende incentivar la generación distribuida de energía renovable para autoconsumo y el ahorro energético.

Gráfico 24: Generación distribuida



Fuente: enersa.com.ar

Gráfico 25: Empresas distribuidoras de energía eléctrica

Fuente: https://www.google.com

2.2 Normativa

En Bolivia, la normativa para la generación distribuida se divide entre la regulación legal del Estado y los estándares técnicos emitidos por el Instituto Boliviano de Normalización y Calidad (IBNORCA).

1) Normas técnicas de IBNORCA

IBNORCA establece los estándares de seguridad y calidad para los equipos e instalaciones:

- **NB 777:2024:** recientemente lanzada, esta norma técnica actualizada regula el diseño, instalación y verificación de instalaciones eléctricas de baja tensión en Bolivia, incluyendo requisitos para nuevos sistemas.
- **NB 81014:2022:** define las características técnicas específicas para la conexión de sistemas fotovoltaicos (paneles solares) con la red eléctrica de distribución, basada en estándares internacionales IEC.

2) Marco legal nacional (regulación de la AETN)

En la actualidad, el marco legal se rige principalmente por los siguientes decretos, resoluciones y reglamentos:

- **Decreto Supremo N° 4477 (2021):** es la norma matriz que establece las condiciones generales para la actividad y la retribución por energía inyectada a la red.
- **Decreto Supremo N° 5167 (junio 2024):** actualiza y amplía los beneficios de la generación distribuida, facilitando trámites para hogares, empresas e industrias.
- **Resoluciones AETN (2024):** La Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) aprobó seis procedimientos reglamentarios que definen la inscripción de empresas instaladoras, el registro de usuarios y los mecanismos de compensación económica.

IBNORCA

Código de Norma	Título / Descripción
NB 81005:2008	Sistemas fotovoltaicos - Terminología y definiciones
NB 60364-7-712:2021	Instalaciones eléctricas de baja tensión Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales Sistemas de generación solar fotovoltaica (FV) (Anula y reemplaza a la norma NB 1056:2000)
NB 81012-1:2021	Sistemas fotovoltaicos (FV) - Requisitos de prueba, documentación y mantenimiento - Parte 1: Sistemas conectados a la red - documentación, pruebas de puesta en servicio e inspección
NB 81012-2:2022	Sistemas fotovoltaicos (FV) - Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento - Parte 2: Sistemas conectados a la red - Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos
NB 81013:2021	Arreglos fotovoltaicos (FV) - Requisitos de diseño
NB 81014:2022	Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características de conexión con la red eléctrica de distribución (Correspondiente a la norma IEC 61727:2004)
NB 81015-1:2023	Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV) - Parte 1: Requisitos de construcción
NB 81015-2:2023	Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV) - Parte 2: Requisitos para ensayos
NB/EN 60904-1:2023	Dispositivos fotovoltaicos - Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos (Correspondiente a la norma NB/EN 60904-1:2021)
NB/EN 61215-1:2023	Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre - Cualificación del diseño y homologación - Parte 1: Requisitos de ensayo (Correspondiente a la norma NB/EN IEC 61215-1:2021) (Anula y reemplaza a la norma NB 795:1997)
NB/EN 61215-2:2023	Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre - Cualificación del diseño y homologación - Parte 2: Procedimientos de ensayo (Correspondiente a la norma NB/EN IEC 61215-2:2021) (Anula y reemplaza a la norma NB 795:1997)
NB 777-2:2024	Diseño y construcción de instalaciones eléctricas interiores en baja tensión - Parte 2: Protecciones en instalaciones eléctricas en baja tensión (Anula y reemplaza a la norma NB 777-2:2015)
NB 81014:2022	Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características de conexión con la red eléctrica de distribución (Correspondiente a la norma IEC 61727:2004)
NB/EN 62109-1:2022	Seguridad de los equipos de conversión de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos - Parte 1: Requisitos generales (Correspondiente a la norma EN 62109-1:2010)
NB/EN 62109-2:2022	Seguridad de equipos de conversión de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos - Parte 2: Requisitos particulares para inversores (Anula y reemplaza a la norma NB 81034:2003) (Correspondencia de EN 62109-2:2011)
NB/EN 62109-3:2023	Seguridad de los convertidores de potencia para uso en sistemas de energía fotovoltaica - Parte 3: Requisitos particulares para dispositivos electrónicos en combinación con elementos fotovoltaicos

2.3 Legislación nacional

1) DS 4477 - Generación Distribuida

El Decreto Supremo N° 4477, promulgado el 24 de marzo de 2021, es la norma fundamental que regula la generación distribuida. Esta actividad permite que los consumidores de electricidad produzcan su propia energía, utilizando fuentes renovables para autoconsumo e inyecten sus excedentes a la red eléctrica nacional a cambio de una retribución económica.

Definiciones y aspectos clave del DS 4477

- **Distribuidor:** es la empresa eléctrica titular de una concesión de servicio público que ejerce la actividad de distribución.

- **Energía inyectada:** es la energía eléctrica efectivamente entregada a la red de distribución en el punto de suministro del usuario, con generación distribuida.

- **Ente regulador:** es la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

- **Generación distribuida:** es la generación de energía eléctrica que se caracteriza por ser un sistema de generación descentralizado e instalado en el lugar de consumo, de pequeña a mediana escala, con fuentes renovables, conectadas a la red de distribución a fin de inyectar sus excedentes de generación.

- **Generador distribuido:** es el usuario del servicio público de electricidad que ejerce la actividad de generación distribuida;

- **Operador eléctrico:** son las empresas eléctricas y los operadores rurales regulados, que ejercen las actividades de distribución;

- **Red de distribución**: es la red de energía eléctrica del distribuidor;

- **Retribución:** es el reconocimiento en favor del generador distribuido por la energía inyectada a la red de distribución.

- **Retribución (Net Metering):** los excedentes inyectados a la red se compensan en la factura eléctrica del usuario, permitiendo acumular y compensar excedentes hasta por 12 meses.

- **Requisitos de instalación:** toda instalación debe ser realizada por empresas especializadas, registradas y habilitadas ante el ente regulador.

- **Exclusiones:** los usuarios que se acojan a la generación distribuida pierden el beneficio de la “Tarifa dignidad”.

Clasificación de potencia: define categorías según la capacidad del sistema:

- Nanogeneración: hasta 10 kW.
- Microgeneración: de 10 kW a 50 kW.
- Minigeneración: ce 50 kW hasta 350 kW

2) DS 5167 - Modificaciones e incorporaciones al DS 4477 Generación Distribuida

El Decreto Supremo 5167, promulgado en Bolivia el 5 de junio de 2024, actualiza la normativa sobre generación distribuida, para incentivar el uso de energías renovables por parte de ciudadanos y empresas. Esta norma modifica el anterior DS 4477 de 2021.

Definiciones y aspectos clave del DS 5167

- **Autoproductor con generación distribuida:** es el consumidor regulado que pertenece a las categorías industrial, de transporte masivo o que brinda servicios básicos, que produce energía eléctrica con un sistema de generación descentralizado a partir de fuentes renovables para su uso exclusivo, con una potencia máxima definida por el ente regulador mediante resolución administrativa, y que cuenta con la inscripción de autoproducción con generación distribuida otorgado por éste.

- **Distribuidor:** es la empresa eléctrica titular de una concesión de servicio público que ejerce la actividad de distribución.

- **Empresa instaladora:** es la empresa especializada que realiza el diseño, instalación o adecuación de proyectos de generación distribuida.

- **Energía inyectada:** es la energía eléctrica efectivamente entregada a la red de distribución en el punto de suministro del usuario con generación distribuida.

- **Ente regulador:** es la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

- **Excedente de energía:** es la energía producida por el generador distribuido no consumida y que está en la posibilidad de inyectar a la red de distribución.

- **Generación distribuida:** es la actividad de generación de energía eléctrica que realiza un consumidor regulado para el autoconsumo, a partir de un sistema de generación descentralizado, con fuentes renovables, conectado a la red de distribución, con la posibilidad de inyectar los excedentes de energía.

- **Generador distribuido:** es el consumidor regulado que cuenta con el sistema de generación distribuida o realiza la actividad de generación distribuida.

- **Inyección y retiro remoto:** es la energía inyectada en uno o varios puntos y retirada en puntos distintos por el autoproductor con generación distribuida en el área de operación del distribuidor donde se encuentra registrado. La compensación de excedentes de energía se hará considerando los bloques horarios establecidos para la distribución.

- **Operadores eléctricos:** son las empresas eléctricas y los operadores rurales regulados, que ejercen las actividades de distribución.

- **Red de distribución:** es la infraestructura utilizada para suministrar la energía eléctrica a los usuarios, operada y administrada por el distribuidor.

- **Retribución:** es el reconocimiento en favor del generador distribuido por la energía inyectada a la red de distribución.

- **Retribución por uso de la red de distribución:** es el reconocimiento que realiza el autoproductor con generación distribuida al distribuidor por el uso de la red de distribución para la inyección y retiro remoto.

- **Sistema de generación distribuida:** es el conjunto de equipos, componentes y accesorios eléctricos físicos, interconectados para la generación distribuida.

Clasificación de potencia: la clasificación de potencia instalada para la generación distribuida será la siguiente:

- Nanogeneración distribuida. Potencia instalada menor o igual a 10 kW. Microgeneración distribuida. Potencia instalada mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW.
- Minigeneración distribuida. Potencia instalada mayor a 50 kW y menor o igual a 500 kW;

- Macrogeneración distribuida. Potencia instalada mayor a 500 kW y menor o igual a 2000 kW, aplicable solo a la autoproducción con generación distribuida.

2.4 Resoluciones administrativas de generación distribuida

En 2024, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) de Bolivia emitió un paquete de seis resoluciones administrativas (del número 376 al 381) para reglamentar la generación distribuida tras la aprobación del Decreto Supremo N°5167.

- Resolución AETN N°376/2024. Reglamento para la inscripción de empresas dedicadas al diseño de proyectos e instalación de generación distribuida, en el registro de empresas instaladoras del ente regulador.

- Resolución AETN N°377/2024. Reglamento para la inscripción de la autoproducción con generación distribuida.

- Resolución AETN N°378/2024. Reglamento para la recolección y remisión de información al ente regulador de los generadores distribuidos y autoproductores de generación distribuida.

- Resolución AETN N°379/2024. Reglamento para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución.

- Resolución AETN N°380/2024. Reglamento de retribución por la energía inyectada a la red de distribución en la generación.

- Resolución AETN N°381/2024. Aprobación de derechos para el trámite de inscripción de empresas dedicadas al diseño de proyectos e instalación de generación distribuida y autoproductores con generación distribuida.

De todas estas resoluciones, se pondrá énfasis descriptivo en aquéllas vinculadas de manera prioritaria a fortalecer el perfil de empleabilidad de los técnicos en proceso de formación. Sin embargo, se recomienda la revisión exhaustiva de cada uno de las resoluciones y sus reglamentos, con el fin de desarrollar una interpretación contextualizada de la normativa con base reflexiva y crítica.

1) Resolución AETN N°376/2024

Reglamento para la inscripción de empresas dedicadas al diseño de proyectos e instalación de generación distribuida, en el registro de empresas instaladoras del ente regulador.

Antecedentes

Mediante Resolución AETN N° 345/2021 de 2 de julio de 2021, se aprobó el "Procedimiento para la inscripción de empresas dedicadas a la elaboración de proyectos e Instalación de generación distribuida, en el registro de empresas instaladoras del ente regulador".

Mediante Resolución AETN N° 486/2022 de 1 de septiembre de 2022, se aprobó el nuevo "Procedimiento para la inscripción de empresas dedicadas a la elaboración de proyectos e instalación de generación distribuida, en el registro de empresas

instaladoras del ente regulador", y se revocó la Resolución AETN N° 345/2021 de 2 de julio de 2021.

Mediante Decreto Supremo N° 5167 de 5 de junio de 2024, se realizaron modificaciones e incorporaciones al Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021, con la finalidad de impulsar el uso de energías limpias y el cambio de la matriz energética, a través de la apertura de beneficios e incentivos que permitan mejorar la participación de la generación distribuida en el mercado eléctrico del país.

Objeto

Establecer los requisitos y los lineamientos para la inscripción de empresas especializadas dedicadas al diseño, instalación y/o adecuación de infraestructura del sistema de generación distribuida ante el ente regulador, y su registro y habilitación ante el distribuidor u operador eléctrico

Ámbito de aplicación

Aplicable a empresas especializadas dedicadas a la elaboración de diseño, instalación y/o adecuación de infraestructura de generación distribuida, distribuidores u operadores eléctricos y usuarios o generadores distribuidos.

Actividades sujetas a inscripción

- **Tipo 1:** diseño de proyectos orientados a la generación distribuida con energías renovables.
- **Tipo 2:** instalación y/o adecuación de sistemas de generación distribuida con energías renovables.

Definiciones

- **Empresa instaladora:** es la empresa especializada que realiza el diseño, instalación o adecuación de proyectos de generación distribuida.
- **Días:** son hábiles administrativos.
- **Ramas afines:** se entiende como ramas afines de la ingeniería eléctrica áquellas que tengan relación con el área de electricidad, como ser ingeniería electrónica, ingeniería electromecánica y otras.

Requisitos

Tabla 1: Requisitos legales para la inscripción de empresas instaladoras de generación distribuida

Requisito legal	Aplica a / Observaciones
Nota de solicitud	General
Formulario de solicitud	General
Cédula de identidad	Empresas unipersonales
Constitución de la empresa instaladora	Sociedades
Certificado Original del Servicio Plurinacional de Registro de Comercio (SEPREC).	General
Testimonio de poder del representante legal inscrito en el SEPREC	Sociedades
Certificado y número de inscripción (NIT) en Impuestos Nacionales (SIN).	General
Declaración jurada de inexistencia de incompatibilidades.	General
Comprobante de pago de derecho a la inscripción.	General
Señalar domicilio legal de la empresa instaladora.	General
Contrato tipo para ofrecer sus servicios de acuerdo al contenido mínimo establecido.	General

Tabla 2: Requisitos técnicos para la inscripción de empresas instaladoras de generación distribuida

Detalle del requisito técnico
Para instalaciones en **Nanogeneración**, como mínimo un **técnico superior electricista** o ramas afines con capacitación acreditada en Energías Renovables.
Para instalaciones en **Microgeneración, Minigeneración y Macrogeneración** como mínimo con un **profesional con grado de ingeniería eléctrica** (licenciatura) o ramas afines con capacitación acreditada en Energías Renovables.
Currículum Vitae documentado de los integrantes de la empresa, con experiencia en elaboración de proyectos y/o ejecución de instalaciones eléctricas, de preferencia en Energías Renovables para Generación Distribuida.
Detalle de los trabajos en proyectos eléctricos e instalaciones eléctricas realizados por el personal de la Empresa Instaladora en los dos (2) últimos años **(Experiencia General)**.
Detalle de trabajos en proyectos eléctricos e instalaciones eléctricas con energías renovables y/o instalación de equipos especializados realizados por el personal de la Empresa Instaladora en los dos (2) últimos años (Experiencia Específica no excluyente para todos los casos).
Nómina de los clientes a los que la empresa prestó servicios de instalaciones eléctricas con energías alternativas.
Cualquier otra documentación adicional (no excluyente) que **demuestre experiencia en el manejo de energías renovables** orientadas a la Generación Distribuida.

Fuente: AETN (2024)

Contenido mínimo del contrato entre partes

Tabla 3: Contenido mínimo del contrato entre partes

Además del contenido mínimo ya establecido, se incorporó el siguiente contenido mínimo para la suscripción de contrato entre partes, **tomando en cuenta las obligaciones y prohibiciones** establecidas en el Decreto Supremo N° 5167 de 05 de junio de 2024:	• Costo del proyecto y/o instalación y acuerdo de pagos. • **Obligación de la Empresa Instaladora de cumplir con el Procedimiento Técnico y de Seguridad** emitido por el Ente Regulador, bajo sanción de retiro de Certificado de Inscripción. • La Empresa Instaladora **podrá** incluir dentro de la prestación del servicio, la **provisión de equipos y materiales**; en este caso deberán ser claramente establecidos los costos del servicio, y de los equipos y materiales provistos. • En ningún momento las instalaciones ejecutadas por la Empresa Instaladora podrán ser utilizadas para la contraprestación del servicio mediante comercialización de energía consumida, generada o inyectada. • En caso de que el sistema de GD sea proporcionado a través de un contrato de leasing al generador distribuido, la Empresa Instaladora deberá poner en conocimiento del Distribuidor durante el proceso de registro este contrato de leasing para que el Distribuidor verifique que las contraprestaciones del servicio sean económicas y no en términos de energía.

Fuente: AETN (2024)

Obligaciones de las empresas instaladoras

Las obligaciones establecidas en el artículo 7 del Decreto Supremo N° 5167 de 5 de junio de 2024 son las siguientes:

Tabla 4: Obligaciones de las empresas instaladoras

a) Realizar su inscripción en el Ente Regulador;

b) Registrar el proyecto de la Generación Distribuida ante el Distribuidor;

c) Presentar su inscripción al Distribuidor para su registro y habilitación correspondiente, y la aprobación del proyecto de diseño, instalación o adecuación de la Generación Distribuida;

d) Suscribir un contrato con el Generador Distribuido que contenga aspectos relacionados con el diseño, ejecución, costo, mantenimiento, protección del proyecto de la Generación Distribuida y conexión a la Red de Distribución; además de la contraprestación del servicio que contemple el diseño, Instalación, adecuación y/o mantenimiento, que puede incluir o no la provisión de equipos y materiales;

e) Comunicar al Ente Regulador cualquier modificación del personal inscrito para su correspondiente actualización conforme Reglamento;

f) Remitir información solicitada por el Ente Regulador.

g) La responsabilidad de los servicios prestados se atribuye a la Empresa Instaladora y consecuentemente, a los socios, representantes legales y personal responsable de los servicios prestados.

h) La **Empresa Instaladora**, una vez inscrita por el Ente Regulador, **deberá informar a este**, dentro de los quince (15) días hábiles administrativos de suscitado el hecho, **sobre cualquier modificación de documentos de constitución en la estructura de la sociedad**, relaciones con otras empresas, altas y bajas de socios y personal ejecutivo y responsables de los equipos de profesionales (gerentes, supervisores, encargados y especialistas), cambio de domicilio y otros.

Fuente: AETN (2024)

Prohibiciones para las empresas instaladoras

Las prohibiciones establecidas en el artículo 8 del Decreto Supremo N° 5167 de 5 de junio de 2024 son las siguientes:

Tabla 5: Prohibiciones para las empresas instaladoras

a) Establecer la **contraprestación del servicio** de diseño, instalación, adecuación o mantenimiento mediante la comercialización de la energía consumida, generada o inyectada;

b) **Ceder el contrato suscrito con el Generador Distribuido**, sin la notificación previa al Distribuidor.

- Se realiza las siguientes aclaraciones a la prohibición descrita en el inciso a):

  i) La Empresa Instaladora solamente deberá suscribir Contratos con un Potencial Generador Distribuido que sea usuario de una Empresa de Distribución Regulada bajo la normativa vigente.

  ii) La Empresa Instaladora podrá suscribir Contratos con Empresas Intermediarias que realicen el alquiler de infraestructura para la Generación Distribuida mediante contraprestaciones económicas y no así en términos de energía.

Fuente AETN (2024)

Infracciones y sanciones

Tabla 6: Infracciones y sanciones para empresas instaladoras

a) Incumplir su inscripción en el Ente Regulador, será sancionada con 5.000 kWh;

b) No proporcionar la información sobre los aspectos relacionados al diseño, ejecución, costos, mantenimiento, protección del proyecto de la Generación Distribuida y conexión a la Red de Distribución al Generador Distribuido, será sancionada con 1.000 kWh;

c) Ceder el contrato de diseño y/o ejecución del Generador Distribuido, **sin la notificación previa al Distribuidor**, será sancionada con 3.000 kWh;

d) Incumplir con la comunicación de cualquier modificación de las condiciones de inscripción al Ente Regulador, será sancionada con 2.000 kWh;

e) Incumplir con el registro del Sistema Generación Distribuida en el Distribuidor, será sancionada con 5.000 kWh;

f) Establecer que la contraprestación del servicio de diseño, instalación, adecuación o mantenimiento se realice mediante la comercialización de la energía consumida, generada o inyectada, será sancionada con 5.000 kWh;

g) Ejercer actividades de la industria eléctrica, será sancionada con 5.000 kWh

Fuente: AETN (2024)

Registro y habilitación de las empresas instaladoras por el distribuidor u operador eléctrico

Tabla 7: Registro y habilitación de las empresas instaladoras por el distribuidor eléctrico u operador eléctrico

Fuete: AETN (2024)

2) Resolución AETN N°377/2024

Reglamento para la inscripción de la autoproducción con generación distribuida.

Antecedentes

El presente reglamento establece los requisitos y el procedimiento para la inscripción de la autoproducción con generación distribuida, en cumplimiento a la Disposición Transitoria Única del Decreto Supremo N°5167 de 05 de junio de 2024.

Ámbito de aplicación

A consumidores regulados que pertenecen a las categorías:

- Industrial,
- Transporte masivo o que brinda servicios básicos.

Caracterización

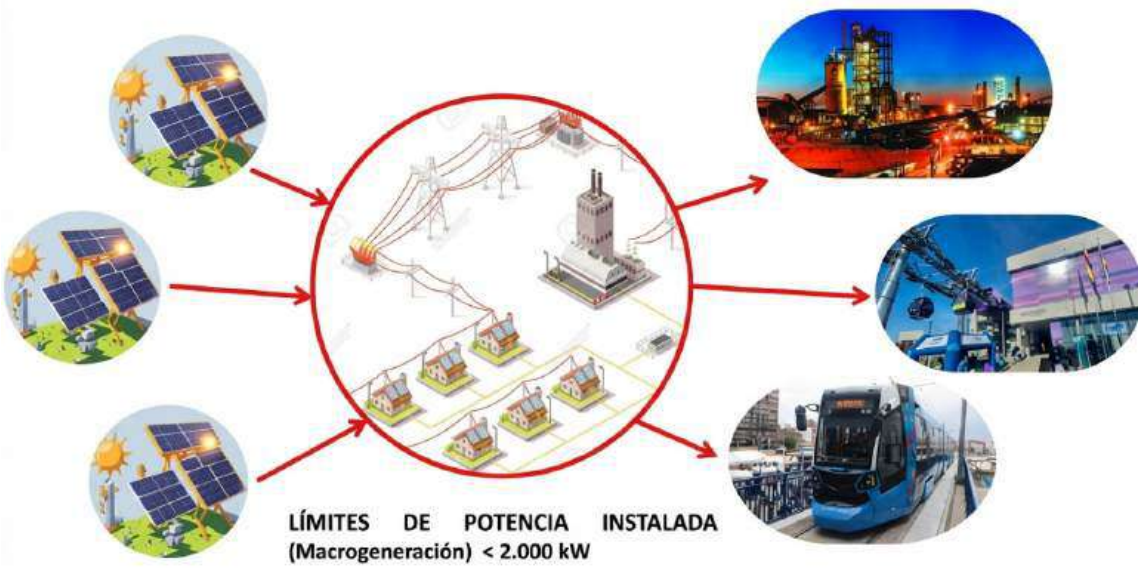
- Producir energía eléctrica con un sistema de generación descentralizado
- Generación a partir de fuentes renovables
- Uso exclusivo

· Podrán inyectar energía eléctrica en uno o varios puntos y retirar remotamente en puntos distintos dentro del área de operación del distribuidor en donde se encuentre registrado.

Inyección y retiro remoto

Es la energía inyectada en uno o varios puntos y retirada en puntos distintos por el autoproductor con generación distribuida en el área de operación del distribuidor donde se encuentre registrado. La compensación de excedentes de energías se hará considerando los bloques horarios establecidos para la distribución.

Gráfico 26: Inyección y retiro remoto



Fuente: AETN (2024)

Límites de potencia para la autoproducción con generación distribuida La potencia instalada para la autoproducción con generación distribuida será mayor a 500 kW e inferior a 2000 kW.

Requisitos legales para la inscripción como autoproductor con generación distribuida

Las personas naturales y jurídicas interesadas en inscribirse en la autoproducción con generación distribuida deberán solicitar la misma al ente regulador, cumpliendo los siguientes requisitos legales:

Tabla 8: Requisitos legales para inscripción como autoproductor con generación distribuida

1. Solicitud dirigida a la Máxima Autoridad Ejecutiva (MAE) del Ente Regulador.
2. Documentos Legales en fotocopia simple, en caso de personas jurídicas y naturales:
   - **Para Entidades Estatales**, Instrumento Legal de creación y poder de representación legal o documento equivalente según su naturaleza jurídica.
   - **Para Sociedades Comerciales**, Escritura de Constitución, Matrícula de Comercio, Testimonio de Poder del Representante Legal registrado en el Servicio Plurinacional de Registro de Comercio (SEPREC).
   - **Para Cooperativas**, reconocimiento de la personalidad jurídica por la Autoridad de Fiscalización y Control de Cooperativas (AFCOOP) y poder de representación legal.
   - **Para personas naturales** que realicen actividad industrial, Cédula de identidad.
3. Certificado de inscripción en el Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) en el régimen tributario que corresponda.
4. Señalar domicilio legal.
5. Señalar domicilio especial a través de correo electrónico a efectos de su notificación.

Fuente: AETN (2024)

Requisitos técnicos para la inscripción como autoproductor con generación distribuida

Las personas naturales y jurídicas interesadas en inscribirse en la autoproducción con generación distribuida deberán solicitar la misma al ente regulador, cumpliendo los siguientes requisitos legales:

Tabla 9: Requisitos legales para inscripción como autoproductor con generación distribuida

1. Documentación que acredite la categoría industrial, transporte masivo o que brinda servicios básicos.
2. Proyecto de diseño, instalación y/o adecuación de la Autoproducción con Generación Distribuida aprobado por la empresa instaladora inscrita en el Ente Regulador (Diagrama Unifilar, potencia instalada, potencia efectiva de la producción de electricidad, tipo de energía renovable a utilizar, descripción de los equipos, otros).
3. Ubicación georeferenciada del área de emplazamiento del Proyecto, (presentar coordenadas geográficas WGS 84 UTM del predio).
4. Cronograma de Ejecución del Proyecto de Autoproducción con generación distribuida mediante energías renovables a ejecutar, cuando corresponda.
5. Certificado de inscripción de la Empresa Instaladora de Generación Distribuida autorizada por la AETN que proyectará y/o ejecutará el Proyecto.
6. Estudio de compatibilidad y disponibilidad coordinado con el Distribuidor, del Sistema de Autoproducción con Generación Distribuida con las redes de distribución a las que se conectará, a costo del solicitante.
7. Formulario Información del Autoproductor de Generación Distribuida (IAGD) debidamente llenado, según corresponda.
8. Comprobante de pago de Inscripción como Autoproductor con Generación Distribuida, conforme a los montos establecidos en el acto administrativo correspondiente.

   Además, de los requisitos anteriores, en la modalidad de inyección y retiro remoto, el solicitante deberá presentar lo siguiente:
   - Proyecto de diseño con información de los puntos de inyección y retiro remoto.
   - Planos de ubicación georeferenciada de los puntos de inyección y de retiro remoto a los alimentadores del Distribuidor a conectarse (presentar coordenadas geográficas WGS 84 UTM).

Fuente: AETN (2024)

Procedimiento para la certificación

El procedimiento para el otorgamiento o renovación de la certificación es el siguiente:

Tabla 10: Procedimiento para la certificación

Fuente: AETN (2024)

Infracciones y sanciones

En el caso de incumplimiento por parte del autoproductor con generación distribuida, el ente regulador procederá según lo establecido en la disposición adicional única del Decreto Supremo N°5167 de 05 de junio de 2024.

Tabla 11: Infracciones y sanciones

Fuente AETN (2024)

3) Resolución AETN N°379/2024

Reglamento para el registro e incorporación de los Generadores Distribuidos a la red de distribución.

Antecedentes

El presente reglamento se emite en el marco de las competencias del ente regulador establecidas en la ley N° 1604 de electricidad de 21 de diciembre de 1994, Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 y en atención al parágrafo I de la Disposición Transitoria única del Decreto Supremo N° 5167 de 05 de junio de 2024, y está referido a los generadores distribuidos a la red de distribución, así como la regularización del registro de generadores distribuidos existentes antes de la promulgación del Decreto Supremo N° 5167 de 05 de junio de 2024.

Ámbito de aplicación

Es aplicable a los distribuidores y generadores distribuidos, conforme las definiciones establecidas en el Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021 y modificado mediante Decreto Supremo N° 5167 de 05 de junio de 2024.

Definiciones

- **Generador distribuido:** es el consumidor regulado que cuenta con el sistema de generación distribuida o realiza la actividad de generación distribuida;

- **Autoproductor con generación distribuida:** es el consumidor regulado que pertenece a las categorías industrial, de transporte masivo o que brinda servicios básicos, que produce energía eléctrica con un sistema de generación descentralizado a partir de fuentes renovables para su uso exclusivo, que podrán inyectar energía eléctrica en uno o varios puntos y retirar remotamente en puntos distintos dentro del área de operación del distribuidor en donde se encuentre registrado. El límite de potencia para la autoproducción con generación distribuida será menor a 2.000 kW;

- **Consumidor regulado solicitante:** es el consumidor regulado del distribuidor, persona natural o jurídica que pretenda ser un generador distribuido o autoproductor con generación distribuida.

Información para el acceso como generador distribuido

Los consumidores regulados pueden acceder a un sistema de generación distribuida según su categoría tarifaria, nivel de demanda y tensión. La potencia instalada del proyecto debe cumplir con los límites establecidos en el artículo 3 del Decreto Supremo N° 5167 del 5 de junio de 2024, tal como se detalla a continuación:

Tabla 12: Clasificación de la potencia instalada según el nivel de demanda y nivel de tensión

Nivel de demanda	Nivel Tensión	Nanogeneración (≤10 kW)	Microgeneración (>10 kW y ≤50 kW)	Minigeneración (>50 kW y ≤500 kW)
PD	BT	SI	SI	NO
PD	MT	SI	SI	SI
MD	BT	SI	SI	NO
MD	MT	SI	SI	SI
GD	BT	SI	SI	NO
GD	MT	SI	SI	SI

Fuente: AETN (2024)

Tabla 13: Clasificación del autoproductor con generación distribuida según la demanda, nivel de tensión y potencia instalada

Nivel de demanda	Nivel Tensión	Potencia instalada del autoproductor con generación distribuida			
		≤10 kW	>10 kW y ≤50 kW	>50 kW y ≤500 kW	>500 kW y <2.000 kW (Macrogeneración)
PD	BT	SI	SI	NO	NO
PD	MT	SI	SI	SI	SI
MD	BT	SI	SI	NO	NO
MD	MT	SI	SI	SI	SI
GD	BT	SI	SI	NO	NO
GD	MT	SI	SI	SI	SI

Fuente: AETN (2024)

La potencia instalada preliminar del sistema de generación distribuida será la que considere necesaria el consumidor regulado solicitante.

El distribuidor deberá:

- Establecer mecanismos de comunicación y consulta para proporcionar información de las condiciones técnicas y comerciales que los consumidores regulados, que soliciten implementar sistemas de generación distribuida, deben cumplir para conectarse a la red de distribución.
- Proporcionar al consumidor regulado solicitante un listado de empresas registradas y habilitadas para realizar la elaboración y/o instalación de proyectos de generación distribuida.
- Verificar que el solicitante sea un consumidor regulado activo del servicio público de electricidad o tenga en curso una solicitud para acceder a este; asimismo, que no tenga deudas pendientes y se encuentre dentro del área de operación del distribuidor.
- El distribuidor debe poner a disposición los formularios I, II y III del presente reglamento a través de su portal Web en formato digital.

Para acceder como generador distribuido o autoproductor con generación distribuida, las personas naturales o jurídicas deberán cumplir lo siguiente:

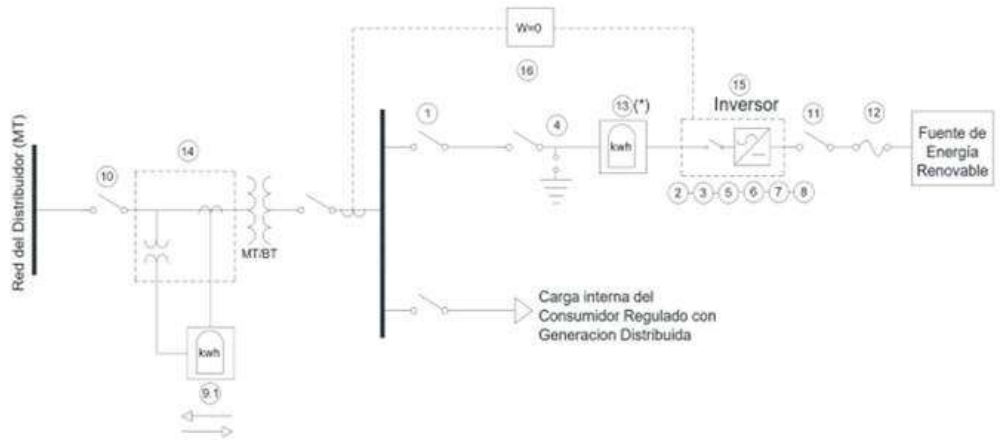
Tabla 14: Requisitos para generador distribuido o autoproductor con generación distribuida

Requisitos	Generador distribuido	Autoproductor con generación distribuida
Deben contar con un contrato del servicio de suministro de electricidad, del inmueble donde se instalará el Sistema de Generación Distribuida. Para el autoproductor con generación distribuida deben contar con el/los Contrato(s) del servicio de suministro de electricidad en la categoría Industrial, Trasporte masivo o que brinda servicios básicos;	✓	✓
Deben contar con el poder del representante legal, si corresponde	✓	✓
Deben acreditar la propiedad o tenencia del inmueble, donde se instalará el sistema de Generación Distribuida o el sistema de Inyección	✓	✓
Todos los Contratos de Suministro de electricidad deben estar a nombre del Autoproductor con Generación Distribuida		✓
No debe registrar deudas pendientes por suministro de electricidad.	✓	✓

Fuente AETN (2024)

Generación distribuida para consumidores regulados en media tensión con sistema de medición de conexión indirecta

Gráfico 27: Esquema referencial para la instalación de generación distribuida para consumidores regulados en media tensión con sistema de medición de conexión indirecta



Fuente: AETN (2024)

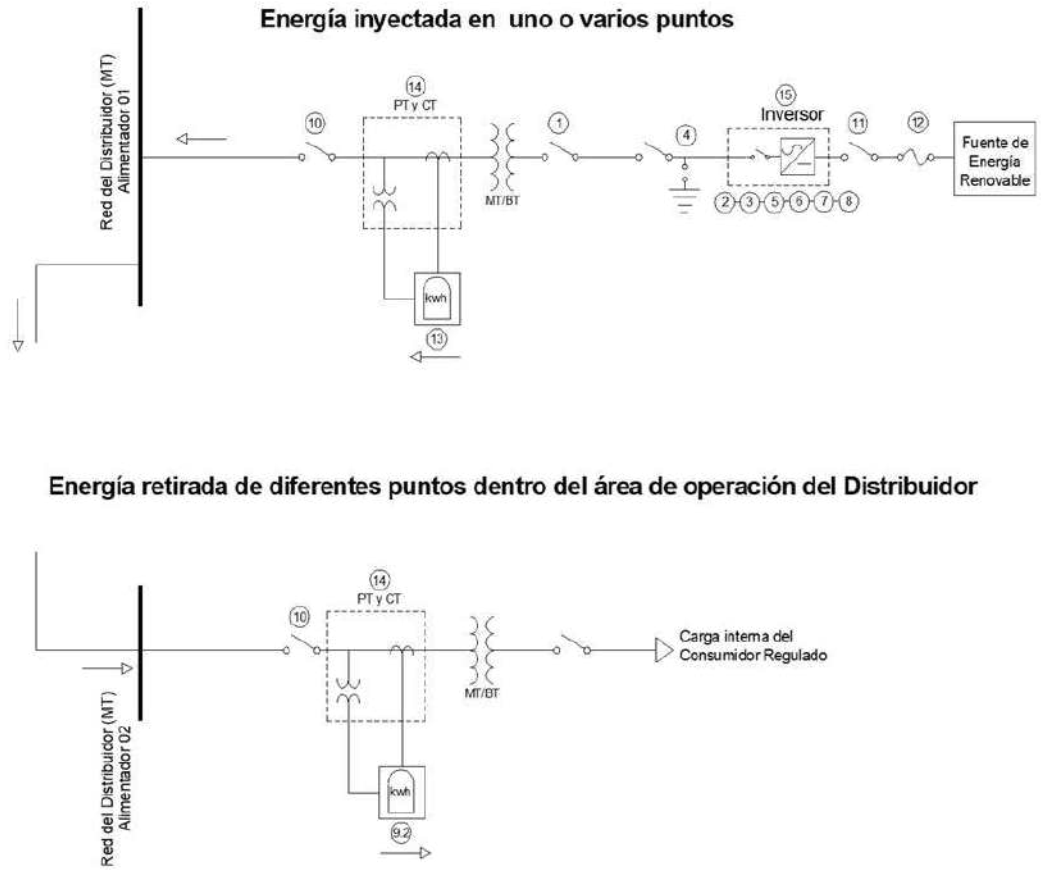
Tabla 15: Descripción de equipos para instalación de generación distribuida

N°	Equipo
(1)	Elemento de Maniobra en C.A.
(2)	Elemento de interrupción
(3)	Protección de sub y Sobretensión
(4)	Dispositivo de protección contra sobrevoltajes transitorios atmosféricos o de maniobra
(5)	Protección de sub y sobrefrecuencia
(6)	Relé de sincronismo
(7)	Anti-isla
(8)	Registro de la generación incorporado en el inversor
(9)	Medición bidireccional (9.1) Medición unidireccional (9.2)
(10)	Elemento de corte general
(11)	Elemento Maniobra y seccionamiento de Generación Distribuida CC
(12)	Elemento de protección en CC
(13)	Sistema de Medición de la fuente de Generación Distribuida en CA
(14)	Transformadores de Potencial (PT) y corriente (CT).
(15)	Inversor, a cargo de la conversión de CC/CA.
(16)	Sistema de Inyección cero.

Fuente: AETN (2024)

Autoproductores con generación distribuida con modalidad de inyección y retiro remoto

Gráfico 28: Esquema referencial para autoproductores con generación distribuida con modalidad de inyección y retiro remoto



Fuente: AETN (2024)

Contenido mínimo del proyecto de generación distribuida

Tabla 16: Contenido mínimo del proyecto de generación distribuida

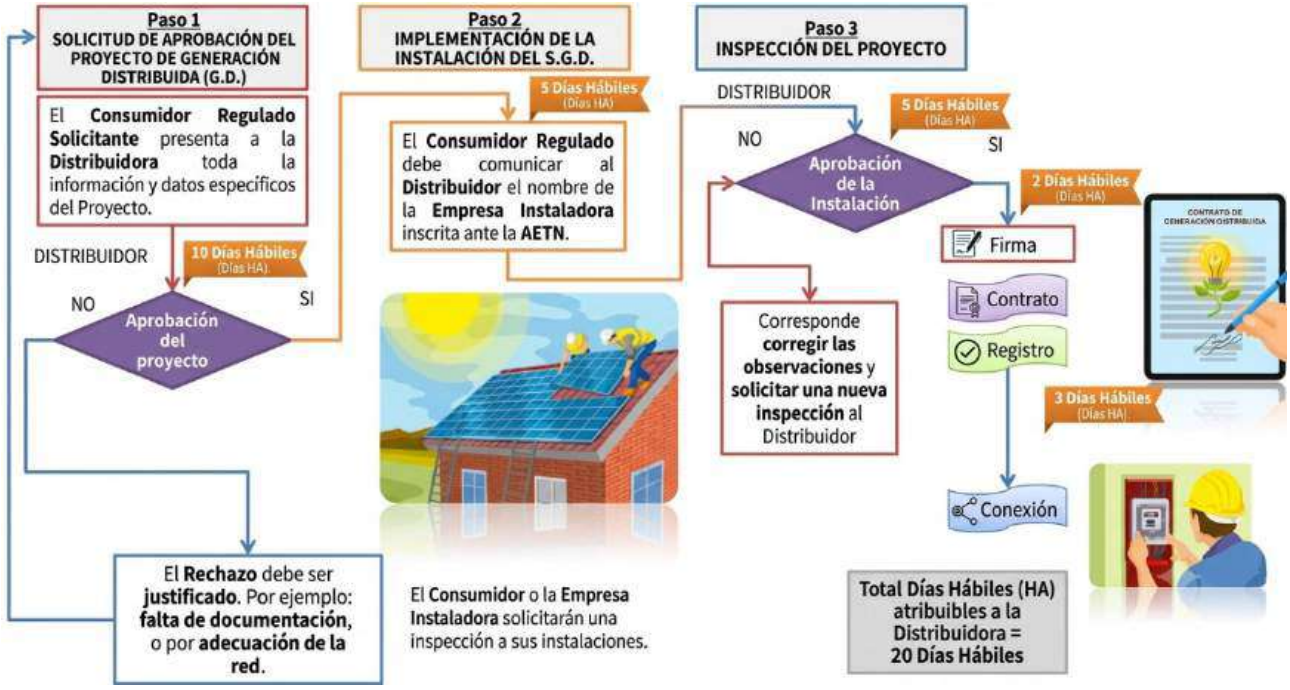
Inciso	Requisitos	Proyecto Eléctrico con Inyección a la Red	Proyecto Eléctrico sin Inyección a la Red
a)	Proyecto de diseño y/o instalación del S.G.D.: · Diagrama Unifilar, · Esquema de conexión simplificado, · Descripción de la potencia instalada, energía generada promedio mensual, consumo promedio mensual, energía inyectada, cuadro de cargas, voltaje, punto de conexión, tipo de fuente energía renovable a utilizar; · Descripción Técnica de los equipos principales.	✓	✓
b)	Ubicación georreferenciada del área de emplazamiento del Proyecto.	✓	✓
c)	Cronograma referencial de Ejecución del S.G.D.	✓	✓
d)	Vida útil del proyecto de G.D.	✓	
e)	Autoproductores, presentar la memoria de cálculo de la energía mensual que se estima inyectar a la red de Distribución.	✓	
f)	Cronograma de mantenimiento previsto para el S.G.D. (Solo aplica a minigeneración y macrogeneración distribuida).	✓	
g)	Análisis de cortocircuito, coordinación y ajuste de protecciones para S.G.D.	✓	

h)	Datos generales del consumidor regulado solicitante	✓	✓
i)	Certificado de Inscripción de Autoproductor con Generación Distribuida.	✓	
j)	Contrato de Leasing si corresponde.	✓	✓
k)	Para los S.G.D. que no pretendan inyectar a la Red de Distribución es necesario que cuente con un Sistema de inyección cero para evitar el flujo de potencia eléctrica hacia la Red de Distribución		✓
l)	El Proyecto eléctrico sin inyección a la red, no requiere un medidor bidireccional		

Fuente: AETN (2024)

Etapas para el acceso de los generadores distribuidos a la red de distribución

Gráfico 29: Etapas para el acceso de los generadores distribuidos a la red de distribución



Fuente: AETN (2024)

Contrato y registro de generación distribuida

Es el documento suscrito entre el generador distribuido y el distribuidor, en el cual se establecen las condiciones, derechos y obligaciones para el sistema de generación distribuida y debe estar sujeto a las disposiciones de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, sus reglamentos, los decretos supremos referidos a generación distribuida, el contrato del distribuidor (título habilitante y otros), las resoluciones que emita el ente regulador y toda la normativa aplicable.

Formulario de registro de un G.D. que elige no inyectar

Sus excedentes en la red de distribución

Es el documento que contiene el acuerdo suscrito entre el distribuidor y un generador distribuido que elige no inyectar sus excedentes en la red de distribución (sin inyección). Establece las condiciones, derechos y obligaciones del generador distri-

buido para no inyectar energía en la red de distribución. El cumplimiento del mismo estará sujeto a las resoluciones emitidas por el ente regulador y a toda la normativa aplicable en los ámbitos civil y comercial

Aprobación de contratos modelos y formulario de registro

El distribuidor someterá a aprobación del ente regulador sus modelos de contrato de generador distribuido y autoproductor con generación distribuida, mismos que deberán ser aprobados mediante resolución administrativa, en un plazo de veinte días a partir de su presentación, cuando no existan observaciones.

Limite máximo y obligación de registro del S.G.D.

El consumidor regulado que cuente con un SGD instalado y en operación, antes de la emisión del presente reglamento, ya sea con inyección o sin inyección, a la red de distribución, tiene la obligación de registrar dentro del área de operación del distribuidor, en un plazo de un año calendario a partir de la entrada en vigencia del presente reglamento.

Contenido mínimo del contrato y registro

Tabla 17: Contenido mínimo del contrato

Inciso	Contenido mínimo	Generación distribuida	Autoproducción	Sin inyección
a)	Identificación de las Partes, debidamente acreditadas en caso de personas jurídicas; respecto al Generador Distribuido o Autoproductor debe establecerse su calidad de Consumidor Regulado (condición previa que debe ser cumplida y tiene vinculación con la G. D.).	✓	✓	✓
b)	Objeto y marco de referencia.	✓	✓	
c)	Ubicación georreferenciada o direcciones del área de emplazamiento del Proyecto.	✓	✓	✓
d)	Ubicación georreferenciada de los puntos de inyección y retiro remoto, y la información de los alimentadores del distribuidor a conectarse.		✓	
e)	Características del Suministro del Sistema de Generación Distribuida. Certificado de inscripción de autoproductor en el ente regulador.	✓	✓	✓
f)	Obligaciones y derechos de las partes.	✓	✓	✓
g)	Tarifas aplicables. Reconocimiento del uso de red.	✓	✓	
h)	Vigencia y plazo.	✓	✓	
i)	Medición.	✓	✓	✓
j)	Modalidad de facturación.	✓		
k)	Modalidad de facturación para el Autoproductor con Generación en la modalidad de inyección y retiro remoto.		✓	
l)	Esquema de condiciones de retribución.	✓	✓	
m)	Números de cuentas y porcentaje de asignación de los consumidores regulados que se beneficiarán con el retiro remoto.		✓	

n)	Responsabilidad por daños a equipos e instalaciones involucradas.		✓	
o)	Rescisión de contrato.	✓	✓	
p)	Cesión del contrato.	✓	✓	
q)	Derecho a la reclamación del G.D. en su condición de usuario, respecto al servicio de suministro de electricidad que le brinda el Distribuidor.	✓	✓	
r)	Infracciones y sanciones de las partes.	✓	✓	
s)	Consentimiento del contrato.	✓	✓	✓
—	Asimismo, el contrato debe adjuntar la siguiente ficha técnica:			
a)	Potencia Instalada, potencia efectiva y tipo de energía renovable.	✓	✓	✓
b)	Características técnicas de los sistemas de medición.	✓	✓	✓
c)	Características técnicas esenciales del equipamiento de generación.	✓	✓	✓
d)	Vigencia según la vida útil del proyecto.	✓	✓	
e)	Medio de comunicación acordado para la notificación, medición y operación (número de contacto o correo electrónico).	✓	✓	✓

Fuente: AETN (2024)

Requisitos técnicos del sistema de generación distribuida

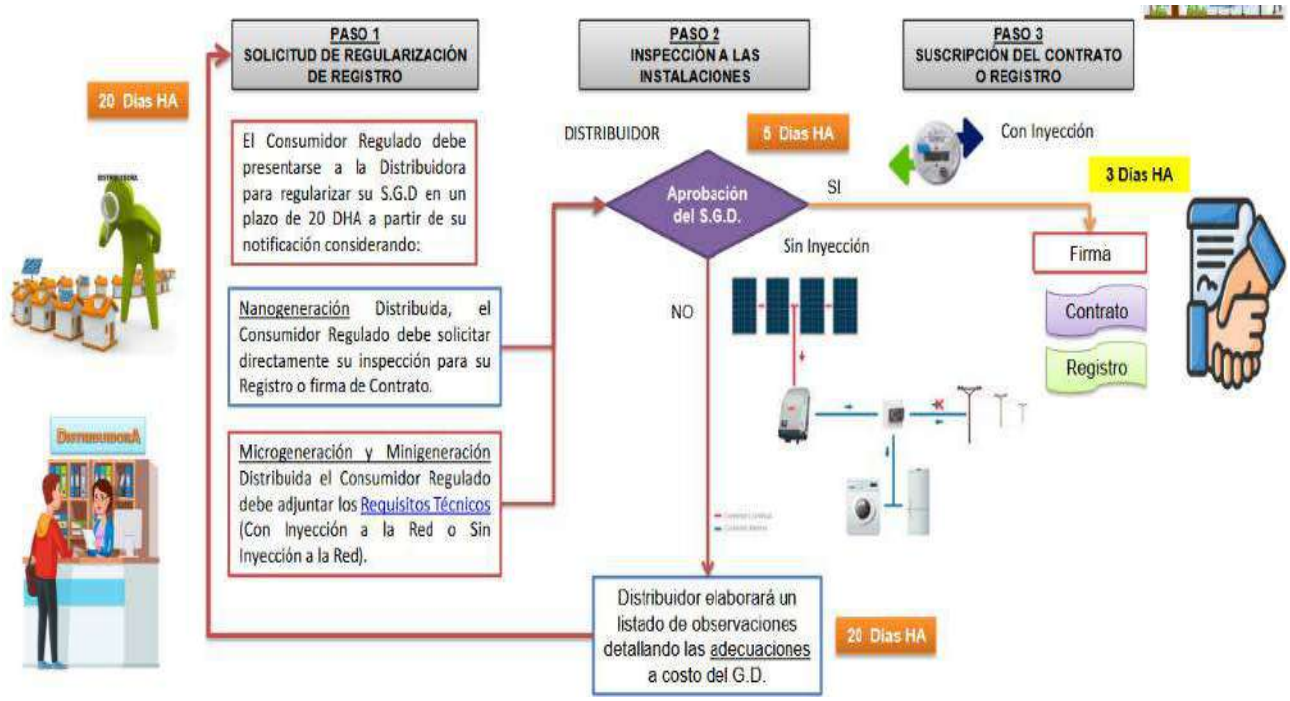
Tabla 18: Requisitos técnicos del sistema de generación distribuida

Inciso	Requisitos	Proyecto Eléctrico Con Inyección a la Red	Proyecto Eléctrico Sin Inyección a la Red
I.	Proyecto de diseño y/o instalación del S.G.D.		
	Diagrama Unifilar	✓	✓
	Descripción de la potencia instalada, energía generada, consumo promedio mensual, energía mensual que inyecta a la red, cuadro de cargas, punto de conexión, tipo de fuente energía renovable utilizada para la G.D.	✓	✓
	Descripción Técnica de los equipos principales y Fichas Técnicas o manuales de los equipos instalados en el S.G.D.	✓	✓
	Ubicación georreferenciada o dirección del S.G.D.	✓	✓
	Fecha de puesta en servicio del S.G.D.	✓	✓
II.	Programa de mantenimiento previsto para el sistema de Generación Distribuida (Solo aplica a Minigeneración Distribuida).	✓	
III.	Datos generales del Consumidor Regulado Solicitante o representante legal, carnet de identidad vigente, dirección, correo electrónico, número telefónico y NIT si corresponde.	✓	✓
IV.	El plazo de vigencia del contrato a suscribirse será de diez (10) años.	✓	✓

Fuente: AETN (2024)

Procedimiento de registro

Gráfico 30: Procedimiento de registro



Fuente: AETN (2024)

3) Resolución AETN N°380/2024

Reglamento de retribución por la energía inyectada a la red de distribución en la generación

Antecedentes

El parágrafo I del artículo 5 (Retribución por la actividad de generación distribuida) del Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021, indica que el ente regulador establecerá mediante resolución administrativa el mecanismo de retribución por la energía inyectada a la red de distribución.

El parágrafo II del artículo 5 (Retribución por la actividad de generación distribuida) del Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021, modificado por el Decreto Supremo N° 5167 de 05 de junio de 2024, establece que para efectos de aplicación del mecanismo de retribución por la generación distribuida según los criterios señalados en el parágrafo I del presente artículo, se utilizará la medición neta en función del balance entre la energía consumida y la energía inyectada a la red de distribución, el cual es aplicable a todos los generadores distribuidos oficialmente registrados.

Alcance

Es de **aplicación obligatoria** para todos los usuarios regulados que instalen o se encuentren operando un sistema de generación distribuida.

Nanogeneración

Microgeneración

Miniogeneración

Macrogeneración

Retribución por la energía inyectada

Los excedentes de energía inyectados se compensan con créditos mensuales que se descuentan de la energía consumida en el mes de inyección o en meses futuros, aplicando medición neta para determinar el importe por energía.

Importe por energía

Categorías pequeña y mediana demanda

Cuadro 16: Importe por energía Caso A - Pequeña y mediana demanda

Balance de energía: $(E_c - E_i)$

Dónde:
E_c: Energía Consumida mensual (kWh)
E_i: Energía Inyectada mensual (kWh)

Si $(E_c - E_i) > 0$

$$I_E = \left[E_c - E_i - \left(\sum_{i=0}^{n-1} Encm_{(n-i)} \right) \right] * C_{ET}$$

I_E: Importe por energía (Bs).
C_{ET}: Cargos de la Estructura Tarifaria (Bs/kWh).
$Encm$: Energía No Compensada mensual (kWh).
n: Máximo periodo de acumulación (24) meses.

Fuente: AETN (2024)

Cuadro 17: Ejemplo de cálculo de importe por energía Caso B - Categoría general

CATEGORIA GENERAL

DATOS

Categoría	G-MD-BT

INFORMACIÓN MENSUAL

Energía Consumida antes del SFV(kWh)	4.040
Energía Consumida (kWh)	3.000
Potencia Instalada (kW)	12
Energía Generada (kWh)	2.040
Energía Inyectada (kWh)	1.000

G1-MD-BT

Cargo Fijo	Bs./mes	57,903

Cargo por Energia

0 - 50 kWh	Bs./kWh	0,798
51 - 300 kWh	Bs./kWh	0,979
301 - ..... kWh	Bs./kWh	1,007
Cargo por Potencia	Bs./kW	25,457

Datos históricos de Energía No Compensada Mensual (ENCM) acumulada por el usuario en 24 meses

ENCM 24	ENCM 23	ENCM 22	ENCM 21	ENCM 20	ENCM 19	ENCM 18	ENCM 17	ENCM 16	ENCM 15	ENCM 14	ENCM 13	ENCM 12	ENCM 11	ENCM 10	ENCM 9	ENCM 8	ENCM 7	ENCM 6	ENCM 5	ENCM 4	ENCM 3	ENCM 2	ENCM 1	MES
300	200	0	0	0	200	0	0	100	0	400	0	0	400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1600 kWh

$(E_c - E_i)$	=3.000-1.000	2000 > 0

$$I_E = \left[E_c - E_i - \left(\sum_{i=0}^{n-1} Encm_{(n-i)} \right) \right] * C_{ET}$$

IE = (3.000 - 1.000 - (300+200+200+100+400+400))*CET
IE = 400 * CET
IE = 50*0,798 + 250*0,979 + 100*1,007
IE = 385,35 Bs

Fuente: AETN (2024)

Cuadro 18: Importe por energía Caso B- Pequeña y mediana demanda

Balance de energía: (E_c - E_i)

Dónde:

E_c: Energía Consumida mensual (kWh)
E_i: Energía Inyectada mensual (kWh)

Si (E_c - E_i) = 0

$I_E = 0$

Se debe considerar el cargo mínimo o cargo fijo de la Estructura Tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación.

Fuente: AETN (2024)

Cuadro 19: Importe por energía Caso C - Pequeña y mediana demanda

Balance de energía: (E_c - E_i)

Dónde:

E_c: Energía Consumida mensual (kWh)
E_i: Energía Inyectada mensual (kWh)

Si (E_c - E_i) <0

$I_E = 0$

Se debe considerar el cargo mínimo o cargo fijo de la Estructura Tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación.

La diferencia entre la cantidad de Energía Consumida y la cantidad de Energía Inyectada se registrará como **Energía No Compensada Mensual.**

Fuente: AETN (2024)

Categorías de gran demanda

Cuadro 20: Importe de energía - Gran demanda

Balance de energía: (E_{cBA} - E_{iBA})
(E_{cBM} - E_{iBM})
(E_{cBB} - E_{iBB})

Dónde:

E_{cBA}: Energía Consumida mensual en el bloque alto (kWh).

E_{cBM}: Energía Consumida mensual en el bloque medio (kWh).

E_{cBB}: Energía Consumida mensual en el bloque bajo (kWh).

E_{iBA}: Energía Inyectada mensual en el bloque alto (kWh).

E_{iBM}: Energía Inyectada mensual en el bloque medio (kWh).

E_{iBB}: Energía Inyectada mensual en el bloque bajo (kWh).

Para usuarios de Generación Distribuida en categorías de Gran Demanda o con cargos según bloques horarios, se debe realizar un balance mensual entre la energía consumida e inyectada **en cada bloque horario.**

Fuente: AETN (2024)

Cuadro 21: Importe de energía Bloque alto - Gran demanda

Importe por Energía en el bloque alto $Si°(E_{cBX} - E_{iBX}) > 0$

$$I_{EBA} = \left[E_{cBA} - E_{iBA} - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBA})_{(n-i)}\right) - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBM\to BA})_{(n-i)}\right) - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBB\to BA})_{(n-i)}\right)\right] * C_{ETBA}$$

Dónde:

I_{EBA}: Importe por energía en el bloque alto (Bs).

C_{ETBA}: Cargos Tarifarios de la Estructura Tarifaria aplicables al bloque alto (Bs/kWh).

E_{cBA}: Energía Consumida mensual en el bloque alto (kWh).

E_{iBA}: Energía Inyectada mensual en el bloque alto (kWh).

$Encm_{BA}$: Energía No Compensada mensual en el bloque alto (kWh).

$Enc(m_{BM\to BA})$: Energía No Compensada mensual en el bloque medio ajustada al bloque alto (kWh).

$Enc(m_{BB\to BA})$: Energía No Compensada mensual en el bloque bajo ajustada al bloque alto (kWh).

n: Máximo periodo de acumulación de la Energía No Compensada mensual definido en veinticuatro (24) meses.

Fuente: AETN (2024)

Cuadro 22: Importe de energía Bloque medio - Gran demanda

Importe por Energía en el bloque medio $Si°(E_{cBX} - E_{iBX}) > 0$

$$I_{EBM} = \left[E_{cBM} - E_{iBM} - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBA\to BM})_{(n-i)}\right) - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBM})_{(n-i)}\right) - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBB\to BM})_{(n-i)}\right)\right] * C_{ETBM}$$

Dónde:

I_{EBM}: Importe por energía en el bloque medio (Bs).

C_{ETBM}: Cargos Tarifarios de la Estructura Tarifaria aplicables al bloque medio (Bs/kWh).

E_{cBM}: Energía Consumida mensual en el bloque medio (kWh).

E_{iBM}: Energía Inyectada mensual en el bloque medio (kWh).

$Encm_{BA\to BM}$: Energía No Compensada mensual en el bloque alto ajustada al bloque medio (kWh).

$Encm_{BM}$: Energía No Compensada mensual en el bloque medio (kWh).

$Encm_{BB\to BM}$: Energía No Compensada mensual en el bloque bajo ajustada al bloque medio (kWh).

n: Máximo periodo de acumulación de la Energía No Compensada mensual definido en veinticuatro (24) meses

Fuente: AETN (2024)

Cuadro 23: Importe de Energía Bloque Bajo - Gran demanda

Importe por Energía en el bloque bajo $Si°(E_{cBX} - E_{iBX}) > 0$

$$I_{EBB} = \left[E_{cBB} - E_{iBB} - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBA\to BB})_{(n-i)}\right) - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBM\to BB})_{(n-i)}\right) - \left(\sum_{i=0}^{n-1}(Enc_{mBB})_{(n-i)}\right)\right] * C_{ETBB}$$

Dónde:

I_EBM: Importe por energía en el bloque medio (Bs).

C_ETBM: Cargos Tarifarios de la Estructura Tarifaria aplicables al bloque medio (Bs/kWh).

E_cBM: Energía Consumida mensual en el bloque medio (kWh).

E_iBM: Energía Inyectada mensual en el bloque medio (kWh).

Enc_(mBA→BM): Energía No Compensada mensual en el bloque alto ajustada al bloque medio (kWh).

Enc_mBM: Energía No Compensada mensual en el bloque medio (kWh).

Enc_(mBB→BM): Energía No Compensada mensual en el bloque bajo ajustada al bloque medio (kWh).

n: Máximo periodo de acumulación de la Energía No Compensada mensual definido en veinticuatro (24) meses.

$$Si\ (E_{cBX} - E_{iBX}) = 0 \rightarrow I_{EX} = 0 \qquad Si\ (E_{cBX} - E_{iBX}) < 0 \rightarrow I_{EX} = 0$$

Importe por Energía en el bloque alto, medio o bajo será cero, debiendo considerar el cargo fijo de la Estructura Tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación en el Importe por Energía total.

Fuente: AETN (2024)

Ajuste de bloques horarios

Para considerar la energía no compensada mensual de un bloque horario en otro bloque horario, se utiliza un factor de ajuste basado en la relación entre los bloques horarios.

Cuadro 24: Conversión de energía no compensada mensual entre bloques horarios

Bloque alto

$$Enc_{mBM\to BA} = Enc_{mBM} * fa_{BM\to BA}$$
$$Enc_{mBB\to BA} = Enc_{mBB} * fa_{BB\to BA}$$

Dónde:

$Encm_{BM\to BA}$: Energía No Compensada mensual en el bloque medio ajustada al bloque alto (kWh).

Enc_{mBM}: Energía No Compensada mensual en el bloque medio (kWh).

$fa_{BM\to BA}$: Factor de ajuste del bloque medio al bloque alto

$Enc_{mBB\to BA}$: Energía No Compensada mensual en el bloque bajo ajustada al bloque alto (kWh).

Enc_{mBB}: Energía No Compensada mensual en el bloque bajo (kWh).

$fa_{_BB\to BA}$: Factor de ajuste del bloque bajo al bloque alto

Para convertir la Energía No Compensada Mensual (ENCM) entre bloques horarios, se divide el cargo tarifario del bloque “origen” por el del bloque “destino”, usando los cargos del mes de facturación, con la siguiente fórmula:

$$fa_{Bx \rightarrow By} = \frac{Ce_{Bx}}{Ce_{By}}$$

Dónde:

fa_(Bx→By): Factor de ajuste del bloque "origen" al bloque "destino"

Ce_Bx: Cargo Tarifario de Energía de la Estructura Tarifaria aplicable al bloque "origen" (Bs/kWh).

Ce_By: Cargo Tarifario de Energía de la Estructura Tarifaria aplicable al bloque "destino" (Bs/kWh).

Fuente: AETN (2024)

De acuerdo a la norma para la aplicación de tarifas de distribución (NATD), el importe total por consumo considerará, además del importe por energía (IE):

- El cargo mínimo o fijo
- El cargo por potencia de punta
- El cargo por exceso de potencia fuera de punta

Todo de acuerdo con la categoría a la que pertenece el consumidor

Si la energía inyectada supera la energía consumida en el balance mensual, la diferencia se registra como energía no compensada mensual (ENCM). Ésta puede acumularse hasta 24 meses para su uso en facturaciones futuras. Si no se utiliza dentro de este período, se considera inyección a la red sin costo.

Retribución de la autoproducción con generación distribuida

Para los consumidores regulados con autoproducción con generación distribuida, la retribución de los excedentes de energía inyectados a las redes de distribución (energía inyectada), se realizará de la misma forma que para los usuarios de las categorías de pequeña, media o gran demanda.

Inyección y retiro remoto

Cuadro 25: Consideraciones para la inyección y retiro remoto

CONSIDERACIONES:

- ✓ El punto de Inyección esta compuesto por el **sistema de generación y las instalaciones eléctricas** requeridas para la generación
- ✓ El **total de Energía Generada** por el sistema de generación remoto, debe inyectarse a la red de Distribución
- ✓ La Energía Generada se registrará como **Energía Inyectada**.
- ✓ El total de energía retirada de manera remota **es parte de la Energía Consumida** y no requiere un registro específico.
- ✓ Cuando el usuario sea Gran Demanda, la medición de la Energía Generada y de la Energía Consumida será **por bloques horario**.
- ✓ Inyecciones remotas múltiples, la Energía Inyectada Total es igual a la **suma de las Energías Inyectadas individuales**.
- ✓ Retiros remotos múltiples, se considerará el **porcentaje de Energía Inyectada o Energía Inyectada Total** en cada retiro.

Fuente: AETN (2024)

Retribución por uso de la red

Cuadro 26: Retribución por uso de la red - Autoproducción

$$R_{URD} = E_i \cdot (CE - PNE) \cdot Fu \; ^\circ \; ^\circ \; ^\circ \; ^\circ \; Fu = \frac{C_{OMA}}{CT - CCE}$$

Dónde:

R_{URD}: Retribución por Uso de la Red de Distribución (Bs).

E_i: Energía Inyectada mensual (kWh).

CE: Cargo por Energía ponderado de la categoría del AGD para el mes de facturación (Bs/kWh).

PNE: Precio de Nodo de Energía ponderado para el AGD para el mes de facturación (Bs/kWh).

Fu: Factor de uso de la Red de Distribución.

C_{OMA}: Costo de Operación Mantenimiento y Administración en el nivel de tensión del punto de conexión, aprobado en el último estudio tarifario (Bs).

CT: Costo Total de Suministro aprobado en el último Estudio Tarifario (Bs).

CCE: Costo de Compra de Energía aprobado en el último Estudio Tarifario (Bs).

Fuente: AETN (2024)

Cuadro 27: Retribución por uso de la red
Ejemplo de aplicación - Autoproducción. Cálculo para un protecto solar de 1 MW

PLANTA SOLAR LA PAZ		
CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
POTENCIA	MW	1
FACTOR DE PLANTA	%	25%
ENERGÍA MENSUAL	MWh	182,50
TARIFA GD (Industrial)	Bs/kWh	0,43
PRECIO DE NODO DE ENE	Bs/kWh	0,15
AHORRO	Bs	78.475,00

Datos de estudio tarifario

CONCEPTO DE COSTO		PROMEDIO
Compra de energía	BOB/año	428.298.295
Compra de potencia	BOB/año	1.234.348.982
OMA AT	BOB/año	4.204.854
Capacidad AT	BOB/año	100.313.519
OMA MT	BOB/año	109.129.517
Capacidad MT	BOB/año	150.144.965
Capacidad BT	BOB/año	207.386.836
Consumidores	BOB/año	226.576.904
Administración	BOB/año	204.677.968
Costo de suministro	**BOB/año**	**2.665.081.839**

Fuente: AETN (2024

3. Casos de estudio

a) Caso de estudio 1

Objetivo:

Calcular el importe de energía para una vivienda de categoría baja demanda y baja tensión en los dos escenarios propuestos.

Enunciado:

Un cliente de DELAPAZ consume en promedio de 450 kWh de energía eléctrica, por la cual cancelaba un importe de 378 Bs. antes de instalar un sistema fotovoltaico de generación distribuida. El sistema FVGD este último mes ha generado 231 kWh de energía eléctrica, de los cuales ha inyectado a la red 35 kWh.

Categoría	D2-PD-BT	
Concepto	**Valor**	**Fórmula / Fuente**
Energía consumida antes del SFV [kWh]	450	Med
Precio Energía [Bs/kWh]	0,84	
Importe [Bs.]	378	450*0,84
Energía Generada con SFV [kWh]	231	Med SM
Energía Inyectada [kWh]	35	(Ei) Med SM
Energía Autoconsumida [kWh]	196	231-35
Energía Neta [kWh]	219	450-231
Energía Consumida de la Red [kWh]	254	(Ec) 35+219

Si consideramos que los datos históricos de energía no compensada mensual acumulada en los últimos 24 meses corresponden al siguiente cuadro:

DATOS HISTÓRICOS DE ENERGÍA NO COMPENSADA MENSUAL [ENCM] ACUMULADA POR EL USUARIO EN 24 MESES

ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM	ENCM
24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

MES
ENCM = 0

1.- ¿Cuál es el importe de energía que debe pagar?
2.- ¿Cuál es el porcentaje de ahorro?

Tome como base para el cálculo la siguiente estructura tarifaria:

Rango	Unidad	Tarifa
21-50 kWh	Bs/kWh	0,674
50-300 kWh	Bs/kWh	0,688
301-500 kWh	Bs/kWh	0,716
501-1000 kWh	Bs/kWh	0,749
1001-...kWh	Bs/kWh	0,757

Si el reporte histórico de energía no compensada mensual registra 15 kWh en el mes 24; 17kWh en el mes 23: 12 kWh en el mes 19; 5 kWh en el mes 15 y 25 kWh en el mes 13:

3.- ¿Cuál es el importe de energía que debe pagar?
4.- ¿Cuál es el porcentaje de ahorro?

Elabore el reporte pormenorizado del cálculo que responda las cuatro preguntas que contenga las conclusiones del efecto de la instalación del generador distribuido para los dos escenarios.

b) Caso de estudio 2

Objetivo:

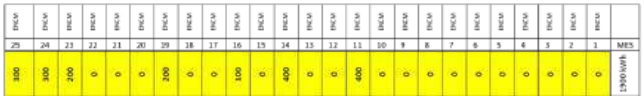
Calcular el importe de energía para una vivienda de categoría baja demanda y baja tensión en los dos escenarios propuestos.

Enunciado:

Como encargado de proyectos en la empresa SOLAR. SRL, esta semana, usted fue contactado por Víctor Tarquino, propietario de una vivienda unifamiliar en el condominio "San Alberto" de la zona Sur de la ciudad de La Paz. El propietario solicita calcular el importe de energía que corresponde a su consumo de energía eléctrica de este mes, considerando los parámetros del reglamento de retribución por energía inyectada a la red de distribución, en la generación distribuida, para evaluar el beneficio de su inversión en generación distribuida.

Su consumo corresponde a la categoría G-MD-BT (General -Media demanda – Baja tensión) y antes de la instalación de su sistema fotovoltaico de generación distribuida, su consumo promedio mensual era de 4040 kWh, con un costo de Bs. 3415.62. Su sistema fotovoltaico de GD tiene una potencia instalada de 12 kW, que este último mes generó 2040 kWh, cuyo registro de su Smart Meter reporta un consumo de 3000 kWh [$\mathbf{E_C}$] y una inyección a la red de 1000 kWh [$\mathbf{E_I}$]. Además, el registro histórico de energía no compensada mensual [ENCM] acumulada por el usuario en los últimos 24 meses se estructura en la tabla siguiente:

Tabla 19: Datos históricos de energía no compensada mensualmente acumulada por el usuario



Si el cargo tarifario de energía tiene la siguiente estructura:

Tabla 20: Cargos tarifarios de energía de la estructura tarifaria domiciliarios pequeña demanda DELAPAZ 2024

Tramo	Unidad	CET por tramo
0 – 50 kWh	Bs./kWh	0.789
51 – 300 kWh	Bs./kWh	0.979
301 ..... kWh	Bs./kWh	1.007

Determinar el importe por energía en Bs. utilizando la siguiente ecuación:

Ecuación 1: Importe por energía del mes de facturación

$$I_E = \left[E_c - E_i - \left(\sum_{i=0}^{n-1} E\,ncm_{(n-i)}\right)\right] * C_{ET}$$

Ref. 1: Reglamento de retribución por la energía inyectada a la red de distribución en la generación distribuida/pg.3 de 17

Dónde:

I_E: Importe por energía en Bolivianos [Bs.]

C_{ET}: Cargos tarifarios de energía de la estructura tarifaria en Bolivianos por kilovatio hora [Bs/kWh]

E_C: Energía consumida mensual [kWh]

E_I: Energía inyectada mensual [kWh]

E_{NCM}: Energía no compensada mensual [kWh]

n: Máximo periodo de acumulación de la energía no compensada mensual definido en 24 meses.

Ref. 2: Utilice como guía de cálculo el artículo 6 del anexo a la resolución N° 380/2024 (pg. 3 a la 5)

Sistematice los datos en una tabla:

1. Energía consumida antes del sistema fotovoltaico
2. Precio de energía
3. Importe
4. Energía generada
5. Energía inyectada
6. Energía auto consumida
7. Energía neta
8. Energía consumida de la red

Responda las siguientes preguntas:

a) ¿Cuál es el importe de energía a pagar?
b) ¿Cuál es el ahorro en Bs.?
c) ¿Cuál es el ahorro en porcentaje?

Webgrafía

Decreto Supremo N° 5167
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0611151515(admin).pdf

Decreto Supremo N° 4477
https://faolex.fao.org/docs/pdf/bol223958.pdf

Resolución AETN N° 376/2024. Reglamento para la inscripción de empresas dedicadas al diseño de proyectos e instalación de generación distribuida, en el registro de empresas instaladoras del ente regulador.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0709155617(dtorrico).pdf

Resolución AETN N° 377/2024. Reglamento para la inscripción de la autoproducción con generación distribuida.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0709155801(dtorrico).pdf

Resolución AETN N° 378/2024. Reglamento para la recolección y remisión de información al ente regulador de los generadores distribuidos y autoproductores de generación distribuida.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0709160041(dtorrico).pdf

Resolución AETN N° 379/2024. Reglamento para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0709160352(dtorrico).pdf

Resolución AETN N° 380/2024. Reglamento de retribución por la energía inyectada a la red de distribución en la generación.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0709160542(dtorrico).pdf

Resolución AETN N° 381/2024. Aprobación de derechos para el trámite de inscripción de empresas dedicadas al diseño de proyectos e instalación de generación distribuida y autoproductores con generación distribuida.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0709160712(dtorrico).pdf

Costo de certificados (aranceles) y autoproducción con GD.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/Costos%20de%20Certificados%20(Aranceles)-fvargas-2024-11-28-fvargas-2024-11-28-i.docx

Requisitos para inscripción empresas instaladoras.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/DOC_INFORMACION_376_2024-bcalderon-2025-11-20-i.docx

Empresas dedicadas al diseño de proyectos e instalación de generación distribuida, inscritas en el registro de empresas instaladoras del ente regulador.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/26/8881-BEH9.xlsx

Reglamento para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0924121148(fvargas).pdf

Reglamento para la determinación de la retribución por la energía inyectada a la red de distribución en la actividad de generación distribuida.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0924120936(fvargas).pdf

Reglamento para la recolección y remisión de información a la autoridad reguladora de los generadores distribuidos y autoproductores de generación distribuida.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0924120650(fvargas).pdf

Reglamento para la inscripción de la autoproducción con generación distribuida.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0924120400(fvargas).pdf

Reglamento para la inscripción de empresas dedicadas al diseño de proyectos e instalación de generación distribuida, en el registro de empresas instaladoras del ente regulador.
https://sawi.aetn.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/AETN24-0924120123(fvargas).pdf

WEBINAR 1 Generación distribuida AETN.
https://www.youtube.com/watch?v=_3M1xKNaGrs

WEBINAR 2 Generación distribuida AETN.
https://www.youtube.com/watch?v=nLEQE_5YRD8

Avances y limitaciones generación distribuida de electricidad en Bolivia.
https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.jubileobolivia.org.bo/download.

Bibliografía

IRENA (2025). ***Renewable energy statistics*** *2025.* Abu Dhabi.: International Renewable Energy Agency.

Jarabo, F., Përez, C., & Elórtegui, N. *et al.* (1988). ***El libro de las energías renovables***. España: Colección Era Solar
https://www.grupoblascabrera.org/webs/ficheros/08%20Bibliograf%C3%ADa/08%20Renovables/04%20El%20libro%20de%20las%20energ%C3%ADas%20renovables.pdf

PNUD. (2002). ***Manuales sobre energía renovable. Biomasa***. Costa Rica.
http://www.bio-nica.info/biblioteca/BUNCA2002Biomasa.pdf

Secretaría de Estado de la Energía (s.f.). ***Manual de energías renovables.***
https://campuseducativo.santafe.edu.ar/wp-content/uploads/Manual-Educaci%C3%B3n-Energ%C3%A9tica.pdf

Taller de Pensamiento y Acción INNOVE SAS (s.f.). ***Business and the Sustainable Development Goals: A guide for getting started.***
https://catalogue.unccd.int/686_Business_SDGs_INNOVE_English.pdf

Tulder, R.V. (2018). ***Business & The Sustainable Development Goals: A Framework for Effective Corporate Involvement.*** Rotterdam School of Management, Erasmus University, Rotterdam
https://www.rsm.nl/fileadmin/Corporate/About_RSM/Positive_Change/SDGs/Business_and_Sustainable_Development_Goals_-_Positive_Change_0_Rob_van_Tulder.pdf

Ministerio de Hidrocarburos y Energías. (f2025). ***Plan Sectorial de Desarrollo Integral para Vivir Bien - Sector Energético.*** https://energypedia.info/images/8/8f/PSDI_SECTOR_ENERGETICO_2021-2025.pdf

Energética. (2021). ***Webinars & Podcast***. Lukapps.
https://lukapps.com/que-factores-pueden-determinar-la-transicion-energetica-en-bolivia/

Cámara Boliviana de Electricidad. (2025). ***La transición energética en Bolivia requiere normas, financiamiento, alianzas y gas***.
https://cbe.com.bo/noticia/la-transicion-energetica-en-bolivia-requiere-normas-financiamiento-alianzas-y-gas

Cámara Boliviana de Electricidad. (2023, 14 de noviembre). ***La transición energética en Bolivia requiere normas, financiamiento, alianzas y gas.*** https://cbe.com.bo/noticia/la-transicion-energetica-en-bolivia-requiere-normas-financiamiento-alianzas-y-gas

11. International Renewable Energy Agency. (2024). ***Renewable energy and jobs: Annual review 2024.*** https://www.irena.org

MÓDULO 2

POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR

Presentación

La presente Guía Técnica de Potencial Energético Solar se presenta como un instrumento esencial para evaluar y optimizar el aprovechamiento de la energía solar en emplazamientos específicos, destacando la crucial importancia de la geolocalización en el diseño de sistemas fotovoltaicos y térmicos eficientes. En el contexto boliviano, donde la irradiación solar alcanza niveles privilegiados por su posición ecuatorial y altitud andina, esta guía orienta a técnicos, ingenieros y planificadores en la identificación precisa del potencial energético, considerando las relaciones geométricas dinámicas entre cualquier plano receptor —de orientación particular respecto a la Tierra— y la posición relativa del Sol en todo momento.

Se enfatiza la utilidad práctica de comprender factores clave como la declinación solar, que describe la variación estacional de la posición solar; el ángulo horario, que marca el avance diurno del Sol; la altura solar, que indica su elevación sobre el horizonte; la latitud geográfica, fundamental para Bolivia entre 9° y 23° Sur; el azimut de la superficie, que define su orientación cardinal óptima; la inclinación de la superficie, ajustable para maximizar captación; y el ángulo de incidencia o cenital, que mide la perpendicularidad de los rayos solares al plano receptor. Estos elementos son esenciales para analizar la geometría Tierra-Sol con precisión, evitando pérdidas por sombreado o desalineación.

La Guía resulta invaluable para seleccionar sitios ideales, minimizando riesgos en proyectos de generación distribuida, alineados a los Decretos Supremos 4477 y 5167. Para ello, integra definiciones claras de radiación solar —flujo de energía por unidad de área—, irradiación —acumulada en un período— e irradiancia —instantánea—, junto con los conceptos de geometría solar y horas pico solares, que estandarizan la capacidad generadora en condiciones de referencia. Su aplicación facilita estudios de factibilidad, dimensionamiento de paneles y proyecciones de rendimiento anual, reduciendo costos de inversión y operación mediante orientaciones óptimas.

Cuadro 1: Mapeo de aplicación del módulo por IT/Carrera/Asignatura/Semestre/Año

Área de competencias verdes: energías renovables			
Temática priorizada: Generación distribuida fotovoltaica			
Elemento de competencia – EC2			
Determinar la potencialidad energética solar de la zona de emplazamiento para desarrollar proyectos de generación distribuida fotovoltaica de acuerdo con los requerimientos establecidos por la categoría y el sector de consumo.			
Módulo 2			
Potencial energético solar			
Instituto tecnológico	**Carrera**	**Código Asignatura semestral**	**Código Asignatura anual**
Santa Cruz	Electricidad Industrial	ENA 300	ENA 204
	Construcción Civil	FIS 100	FIS 106
INFOCAL	Electromecánica Industrial	IER 101	No aplica
Potosí	Construcción Civil	FIS 100	FIS 106
Nuevo Amanecer	Electricidad Industrial	ENA 300	ENA 204
	Electrónica	FIS 100	No aplica
Puerto de Mejillones	Electrónica	FIS 100	No aplica
Ayacucho	Electromecánica	GID 400	No aplica
	Electrónica	FIS 100	No aplica
	Construcción Civil	FIS 100	FIS 106

Fuente: C. Ormachea

Orientaciones metodológicas

Para la integración de contenidos verdes desde la perspectiva del desarrollo de competencias, la presente guía se estructura en torno al Estándar de Competencia, definido en términos de escenarios ocupacionales, desempeños eficientes y descriptores de los elementos de competencia. Estos componentes orientan la planificación didáctica y la evaluación, que articulan las dimensiones del **aprender a ser**, el **aprender a conocer** y el **aprender a hacer**.

Estos descriptores responden al mapa funcional de la calificación que explicita el perfil de formación terminal esperado para el desarrollo de las competencias verdes relacionadas con Energías Renovables.

La didáctica específica (en términos de desarrollo y evaluación de competencias) se orienta a través de criterios de desempeño, evidencias clasificadas por categorías y lineamientos generales para la evaluación. Estos elementos permiten articular estrategias metodológicas como el aprendizaje basado en proyectos, la resolución de problemas, el estudio de casos y el trabajo en equipo, desde la perspectiva de las Situaciones de Didácticas (Brousseau, 2023). https://archive.org/details/brousseau-g.-iniciacion-al-estudio-de-las-situaciones-didacticas/page/5/mode/2up

Se proporciona también una rúbrica de evaluación para la evaluación de Casos de Estudio, así como una propuesta de prueba de opción múltiple.

Finalmente se presentan los **contenidos** de orden **sustantivo y sintáctico,** que solventan su aplicación en casos de estudio, y un soporte de referencias bibliográficas, en formato APA, que incluye libros físicos, webgrafía y videografía digital, relacionadas con la temática de la Guía.

Información del estándar de competencia

Cuadro 2: Estructura de categorías de calificación

Nivel de competencia	Campo ocupacional	Clase ocupacional	Rango de aplicación	
Nivel 1 ✗ Nivel 2 ✓ Nivel 3 ✗	Electricidad ✓ Electrónica ✓ Electromecánica ✓ Electromecánica Industrial ✓ Construcción Civil ✓	Generación eléctrica ✓ Transmisión eléctrica ✗ Distribución eléctrica ✗ Comercialización eléctrica ✗	Potencia: Nano GD FV ✓ Micro GD FV ✗ Mini GD FV ✗ Macro GD FV ✗	Sector: Residencial ✓ Comercial ✓ Industrial ✓ Transporte ✗ Construcción ✓ Agropecuario ✓ Pesca ✗ Minería ✓ Servicios ✓ Público ✓

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 3: Mapa funcional de la calificación

Unidad de competencia	Elemento de competencia
UC: Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.	**EC-1**: Interpretar los requerimientos normativos, técnicos y tecnológicos de instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida, de acuerdo con las especificaciones y requerimientos del proyecto y del operador local.
	EC-2: Determinar la potencialidad energética solar de la zona de emplazamiento para desarrollar proyectos de generación distribuida fotovoltaica, de acuerdo con los requerimientos establecidos para la categoría y el sector de consumo.
	EC-3: Caracterizar los componentes y arquitectura de los sistemas de generación distribuida fotovoltaica, en función a la tecnología de generación y la compatibilidad de los elementos del sistema de balance.
	EC-4: Determinar los parámetros eléctricos nominales y corregidos por temperatura del generador distribuido fotovoltaico, su configuración, arquitectura y compatibilidad con el sistema de balance y la red del SIN, considerando su rendimiento con base en las características y disponibilidad de los componentes para la tipología del sistema y los requerimientos de las operadoras locales.
	EC-5: Instalar sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con especificaciones de montaje y conexionado del fabricante, requerimiento de la legislación y normativa nacional, además de conformidad del cliente.
	EC-6: Mantener sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones del fabricante y el plan de mantenimiento.

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 4: Descriptor de elementos de competencias EC-2

DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS DE COMPETENCIA		N° 2/6
Código: UC.	**Título de la unidad de competencia:** Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.	
Elementos de Competencia que conforman la unidad de competencia:		
Referencia: 2 de 6	**Título del elemento:** **EC2.** Determinar la potencialidad energética solar de la zona de emplazamiento para desarrollar proyectos de generación distribuida fotovoltaica, de acuerdo con los requerimientos establecidos para la categoría y el sector de consumo.	
Criterio de desempeño. La persona es competente cuando:		
CD-EC2	La potencialidad energética solar de la zona de emplazamiento para desarrollar proyectos de generación distribuida fotovoltaica está determinada de acuerdo con los requerimientos de cobertura de la demanda de consumo, los efectos ambientales y climáticos locales, y la normativa nacional vigente.	
Evidencias de desempeño. La persona es competente cuando:		
1.	Determina los efectos de la orientación e inclinación del Generador bajo las condiciones y características geográficas y climáticas del emplazamiento.	
2.	Determina el potencial de generación distribuida en la localización del emplazamiento.	
Evidencias de producto. La persona es competente cuando presenta:		
1.	El informe de evaluación del potencial energético de la localización del emplazamiento elaborado en el formato específico en Horas Solar Pico. https://pvwatts.nlr.gov/ ó https://pvgis.com/es	
2.	El reporte de simulación y/o modelación de los efectos de la orientación e inclinación del Generador bajo las condiciones y características geográficas y climáticas del emplazamiento en Atlas Solar Global. https://globalsolaratlas.info/map	
Evidencias de conocimiento. La persona es competente cuando posee los siguientes conocimientos:		
1.	Irradiancia	
2.	Irradiación	
3.	Geometría Solar	
4.	Geolocalización	

5.	Simulación con Software
6.	Horas Solar Pico
7.	Orientación e inclinación óptima
8.	Modelación y/o simulación con Atlas Solar
9.	Modelación y/o simulación con PVGis
10.	Modelación y/o simulación con PVWatts
Evidencias de actitudes / hábitos / valores. La persona es competente cuando presenta:	
1.	**Limpieza:** En la manera en que elabora los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios sin tachaduras y libres de suciedad.
2.	**Orden:** En la manera en que presenta los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en formatos estandarizados.
3.	**Cumplimiento:** En la manera en que entrega los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en los plazos y requerimientos establecidos.
Lineamientos generales para la evaluación:	
1.	Para la evaluación de los criterios de desempeño, el/la evaluador/a utilizara una guía de observación de desempeño.
2.	Para la evaluación de las evidencias de producto, el/la evaluador/a utilizará una rúbrica de evaluación por producto.
3.	Los candidatos deberán someterse a una prueba objetiva y cuestionarios para la demostración del dominio sustantivo mencionado en las evidencias de conocimientos.
4.	Las evidencias de actitudes serán evaluadas durante la aplicación de la prueba objetiva y/o cuestionario, así como en la exposición dialogada de sus argumentos y presentación de informes.

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 5: Rúbrica de evaluación caso de estudio

Criterios	Valoración: Muy baja (0%)	Valoración: Baja (50%)	Valoración: Media (75%)	Valoración: Óptima (100%)
Seguimiento de instrucciones. Ponderación 33%	No sigue las instrucciones para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue pocas de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue la mayor parte de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue todas las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.
Procedimiento metodológico. Ponderación 34%	No sigue los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue pocos de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue la mayoría de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue todos los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.
Claridad conceptual. Ponderación 33%	No se evidencia claridad conceptual. El análisis del Caso de Estudio es incoherente y presenta ambigüedades.	Se evidencian ambigüedades e imprecisiones en algunos conceptos para el análisis en el Caso de Estudio.	Aunque el análisis es poco claro, se evidencian pocas ambigüedades e imprecisiones conceptuales para el análisis del Caso de Estudio.	Se evidencia claridad conceptual para el análisis del Caso de Estudio.

Fuente: C. Ormachea

Prueba de opción múltiple Módulo 2

1. ¿Qué se define como el ángulo entre una línea que va del centro del Sol al centro de la Tierra (dirección de los rayos solares) y el plano del Ecuador?

- ☐ a) Oblicuidad solar.
- ☐ b) Declinación solar.
- ☐ c) Altura solar.
- ☐ d) Azimut solar.

Respuesta correcta: b) Declinación solar.

Fundamentación: La declinación solar, o simplemente declinación, es el ángulo entre una línea que va del centro del Sol al centro de la Tierra (dirección de los rayos solares) y el plano del Ecuador. Varía de acuerdo con la ubicación de la Tierra durante su movimiento de traslación.

2. ¿Qué es la radiación solar?

- ☐ a) Es la energía emitida por el Sol y que llega a la Tierra en forma de ondas sonoras.
- ☐ b) Es la energía que es reflejada por la Tierra.
- ☐ c) Es la energía emitida por el Sol y que llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas.
- ☐ d) Es la temperatura emitida por el Sol y que llega a la Tierra en forma de ondas mecánicas.

Respuesta correcta: c) Es la energía emitida por el Sol y que llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas.

Fundamentación: La radiación solar es la energía que proviene del Sol y se presenta como ondas electromagnéticas, que incluyen desde la radiación ultravioleta (UV) hasta la infrarroja, pasando por el espectro visible. Es vital para muchos procesos en la Tierra y es la principal fuente de energía para los sistemas fotovoltaicos.

3. ¿Cuál de las siguientes es una de las clasificaciones de la radiación solar según su fuente?

- ☐ a) Radiación difractada.
- ☐ b) Radiación polarizada.
- ☐ c) Radiación electromagnética.
- ☐ d) Radiación difusa.

Respuesta correcta: d) Radiación difusa.

Fundamentación: La radiación solar se clasifica en tres componentes principales según su fuente: radiación directa, que son los rayos del sol que inciden directamente sobre una superficie; radiación difusa, que está compuesta por los rayos dispersados por la

atmósfera; y radiación reflejada o de albedo, que es la radiación reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor.

4. ¿Qué magnitud mide la potencia solar recibida por unidad de superficie?

- ☐ a) Irradiación solar.
- ☐ b) Reflexión solar.
- ☐ c) Absorción solar.
- ☐ d) Irradiancia solar.

Respuesta correcta: d) Irradiancia solar.

Fundamentación: La irradiancia solar se define como la potencia incidente por unidad de superficie instantánea. Se mide en W/m^2, representando la potencia que incide en cada metro cuadrado en un segundo determinado. Es un parámetro esencial para entender la cantidad instantánea de energía solar que puede ser captada en un lugar y momento específico.

5. ¿Cuál es el valor aceptado actualmente de la constante solar?

- ☐ a) 1367 Wh/m^2
- ☐ b) 1367 W/m^2
- ☐ c) 1000 W/m^2
- ☐ d) 1000 Wh/m^2

Respuesta correcta: b) 1367 W/m^2

Fundamentación: Antes de que la radiación solar atraviese la atmósfera de la Tierra, el Sol puede aportar una irradiación de 1367 W/m^2. Este valor se conoce como constante solar. Una vez que esta energía pasa a través de la atmósfera y enfrenta diferentes obstáculos, la cantidad de energía que finalmente llega a la superficie terrestre es menor.

6. ¿Qué mide la irradiación solar?

- ☐ a) La longitud de onda de la energía solar recibida en la superficie terrestre.
- ☐ b) La cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo por unidad de superficie.
- ☐ c) La potencia solar recibida durante un periodo de tiempo por unidad de superficie.
- ☐ d) La cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo.

Respuesta correcta: b) La cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo por unidad de superficie.

Fundamentación: La irradiación es la energía solar acumulada por unidad de superficie durante un periodo de tiempo, usualmente medida en vatios-hora por metro cuadrado.

7. ¿Cómo influye la latitud a un sistema fotovoltaico?

- ☐ a) Determina el tipo de módulo a usar.
- ☐ b) En el ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.
- ☐ c) Indica la eficiencia del inversor.
- ☐ d) Específica la capacidad de almacenamiento necesaria.

Respuesta correcta: b) En el ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

Fundamentación: La inclinación de los módulos fotovoltaicos depende de la latitud del lugar de la instalación del sistema fotovoltaico.

8. ¿Qué busca la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos en sistemas de generación distribuida?

- ☐ a) Minimizar la producción energética anual.
- ☐ b) Maximizar la producción de energía en los meses de menor disponibilidad solar.
- ☐ c) Maximizar la producción energética anual.
- ☐ d) Garantizar una conexión ininterrumpida a la red.

Respuesta correcta: c) Maximizar la producción energética anual.

Fundamentación: En sistemas fotovoltaicos conectados a la red, la meta es maximizar la producción energética durante todo el año, ajustando la inclinación del módulo para obtener la máxima radiación solar anual.

9. ¿Cuál es la orientación óptima para un módulo fotovoltaico que se encuentra en una latitud negativa?

- ☐ a) Este.
- ☐ b) Oeste.
- ☐ c) Norte.
- ☐ d) Sur.

Respuesta correcta: c) Norte.

Fundamentación: La orientación azimutal óptima para un módulo fotovoltaico en latitud negativa (hemisferio sur) es el norte verdadero. Esta posición maximiza la captación solar anual al apuntar al Ecuador.

10. ¿Qué es el azimut solar?

- ☐ a) Es la distancia angular, medida sobre un meridiano, entre el plano del Ecuador y cualquier radio que pase por un punto de la superficie terrestre.
- ☐ b) Es la distancia angular vertical que hay entre un cuerpo celeste y el horizonte local del observador, también llamado plano local del observador.

- ☐ c) Es el ángulo que forma la dirección norte con la proyección horizontal del Sol.
- ☐ d) Es la distancia angular, medida de manera paralela al plano del Ecuador, entre el Meridiano de Greenwich y cualquier radio que pase por un punto de la superficie terrestre.

Respuesta correcta: c) Es el ángulo que forma la dirección norte con la proyección horizontal del Sol.

Fundamentación: El azimut solar es el ángulo horizontal que indica la dirección del Sol con respecto al norte geográfico, medido en sentido horario.

Fuente C. Ormachea

1. Geolocalización del emplazamiento

Las relaciones geométricas entre un plano de cualquier orientación particular relativa a la Tierra en cualquier momento y la posición relativa del Sol respecto de este plano son descritas mediante la combinación de los siguientes factores: Declinación Solar, Ángulo Horario, Altura Solar, Latitud Geográfica, Azimut de la Superficie, Inclinación de la Superficie, y Ángulo de Incidencia o Ángulo Cenital.

Factores **de posición solar:** Latitud (ϕ), Declinación solar (δ), Ángulo horario (ω).

- **Latitud (ϕ):** La ubicación angular al norte o sur del Ecuador.
- **Declinación solar (δ):** La posición angular del sol al mediodía solar con respecto al plano del Ecuador.
- **Ángulo horario (ω):** El desplazamiento angular del sol al este o al oeste del meridiano local debido a la rotación terrestre.

Factores **de orientación del plano:** Ángulo de inclinación de la superficie respecto a la horizontal (β), Azimut de la superficie (γ ó $a_{s)}$.

- **Pendiente o inclinación (β):** El ángulo entre la superficie del plano en cuestión y la horizontal.
- **Azimut de la superficie (γ):** La desviación angular de la proyección del plano sobre una superficie horizontal con respecto al meridiano local.

Estos parámetros permiten calcular el **Ángulo de incidencia (θ),** que es el ángulo entre el haz de radiación solar directa y la normal a la superficie del plano. Define la posición del Sol relativa a la normal del plano.

Estas geometrías permiten calcular la radiación solar incidente en cualquier momento del año, considerando la inclinación de la Tierra y la rotación.

2. Aspectos geométricos de la relación Sol-Tierra

Sin duda la relación más importante entre el Sol y la Tierra se refiere al ***intercambio energético entre ambos*** o, mejor dicho, al hecho de que una fracción de la inmensa cantidad de energía irradiada por el Sol llega de manera constante hasta nuestro planeta, haciendo posibles todas las formas de vida conocidas. Sin embargo, existen otras relaciones que podemos englobar como geométricas, que influyen de manera significativa en la forma en que la radiación solar afecta a nuestro planeta. Las relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra marcan la pauta del tiempo, desde la sucesión de días y noches hasta los cambios de estaciones a lo largo del año.

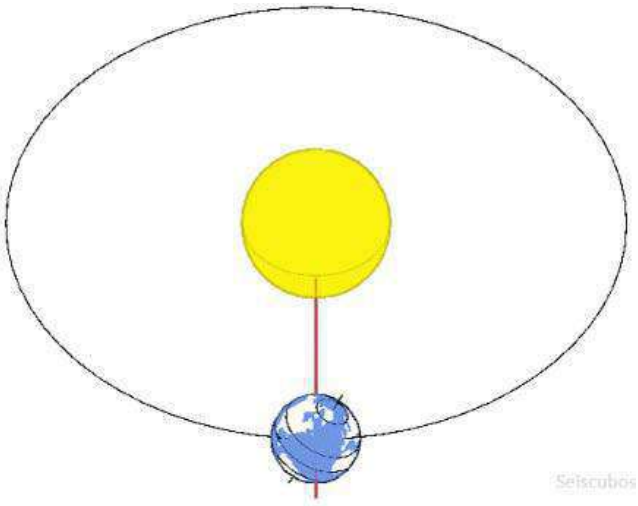
2.1 Movimientos terrestres y variaciones temporales

Para describir los movimientos terrestres y las variaciones temporales que generan podemos asumir, en aras de simplificar el problema, que el Sol ocupa una posición fija en el espacio (cuando en realidad se encuentra en movimiento constante, como todos los objetos del universo). La Tierra, por su parte, realiza de manera simultánea dos movimientos principales: traslación y rotación.

Movimiento de traslación

La Tierra se mueve alrededor del Sol siguiendo una trayectoria elíptica. El Sol se ubica en uno de los focos de la elipse, lo que provoca que la distancia entre la Tierra y el Sol varíe a lo largo del año. Sin embargo, esa variación es relativamente pequeña, ya que los dos focos de la elipse se encuentran bastante cercanos entre sí, mientras que la diferencia entre el radio mayor y el radio menor es muy pequeña. De hecho, en términos prácticos podemos considerar que la órbita terrestre es circular, por lo que resulta erróneo atribuir a la trayectoria elíptica las variaciones climáticas terrestres (algo en lo que profundizaremos más adelante). El movimiento cíclico de traslación dura un año solar: 365 días, 5 horas, 48 minutos y 46 segundos.

Gráfico 1: Movimiento de traslación de la Tierra en torno al Sol



Fuente: https://www.seiscubos.com

El movimiento elíptico de traslación se da sobre la eclíptica, que es el plano que contiene la órbita de la Tierra alrededor del Sol. Las órbitas de la mayoría de los planetas del Sistema Solar están también sobre la eclíptica, o muy próximas a ella.

La distancia entre el Sol y la Tierra oscila entre 147.0 x 106 km (afelio, 5 de julio) y 152.2 x 106 km (perihelio, 4 de enero). Esto genera una pequeña variación en la cantidad de radiación solar que recibe la Tierra, pero no influye de manera significativa en los climas terrestres.

Movimiento de rotación

De manera simultánea al movimiento de traslación, la Tierra gira sobre sí misma en torno a un eje denominado norte-sur geométrico, el cual es ligeramente distinto al eje norte-sur magnético. El eje de rotación se inclina 23.43° (23° 26') respecto a la perpendicular de la eclíptica, manteniendo casi invariable su dirección absoluta (ver nota abajo). El movimiento de rotación tiene una duración de un día solar, que equivale aproximadamente a 24 horas.

Gráfico 2: Movimiento de traslación de la Tierra en torno al Sol

Fuente: https://www.seiscubos.com

En realidad, el eje de rotación tiene al menos otros dos movimientos. Uno es el de precesión, que implica un movimiento oscilatorio cónico, similar al que se produce en las peonzas cuando giran. El ciclo de este movimiento es de unos 26.000 años, por lo que apenas tiene repercusión en la vida humana. El otro movimiento es el de nutación, que representa una pequeña oscilación periódica durante el movimiento de precesión. Su ciclo es de 18.6 años, y por su magnitud tampoco tiene un impacto significativo.

2.2 Variaciones temporales terrestres

La sucesión del día y la noche se debe al movimiento de rotación de la Tierra. Conforme gira, una parte de la superficie terrestre recibe directamente la luz solar, mientras que la cara opuesta se encuentra en sombra. Debido al sentido de giro de la Tierra, el Sol parece salir del este y recorrer la esfera celeste para luego ocultarse por el oeste.

El fenómeno de las estaciones resulta bastante más complejo. Como indicamos arriba, es un error común pensar que se debe a la variación de la distancia entre el Sol y la Tierra, suponiendo que el verano corresponde al periodo en que se encuentran más cerca. Sin embargo, hay que recordar que el movimiento de traslación es casi circular. Por otro lado, cuando en el hemisferio norte es verano en el hemisferio sur es invierno, y viceversa; lo cual no podría explicarse con ese planteamiento. Lo cierto es que las estaciones se deben a la variación en los ángulos de incidencia de los rayos solares sobre la superficie terrestre, variación que a su vez resulta de la inclinación casi constante del eje de rotación terrestre durante todo el movimiento de traslación.

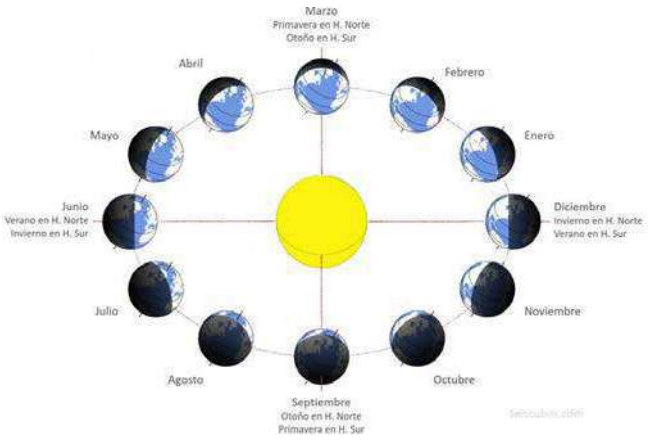
Gráfico 3: Movimiento de traslación de la Tierra en torno al Sol

Fuente: https://www.seiscubos.com

Como muestra el Gráfico 3, durante un periodo del año, debido al ángulo del eje de rotación, el hemisferio norte

se inclina hacia el Sol. Esta zona de la Tierra recibe entonces más horas de soleamiento, a la vez que la radiación solar incide más perpendicularmente sobre la superficie terrestre, de tal manera que se encuentra en la estación de verano. Simultáneamente, el hemisferio sur se inclina en sentido contrario al sol, lo que hace que tenga menos horas de soleamiento y que la radiación solar incida con ángulos más bajos. El hemisferio sur se encuentra entonces en invierno. Ahora bien, ya que el eje de rotación mantiene su inclinación prácticamente constante, en el periodo contrario del año (con seis meses de diferencia) sucede exactamente lo contrario. Es entonces cuando el hemisferio sur se inclina hacia el Sol (verano), mientras que el hemisferio norte se inclina alejándose del Sol (invierno).

Gráfico 4: Movimiento de traslación de la Tierra en torno al Sol



Fuente: https://www.seiscubos.com

Además, existen dos periodos del año en los que el eje de rotación de la Tierra se inclina sobre un plano perpendicular a los rayos solares, de tal manera que ambos hemisferios presentan las mismas horas de soleamiento y reciben la radiación solar con similares ángulos de incidencia. Se trata de los periodos correspondientes a las estaciones de primavera y otoño. El Gráfico 4 ilustra la secuencia completa de estaciones en ambos hemisferios.

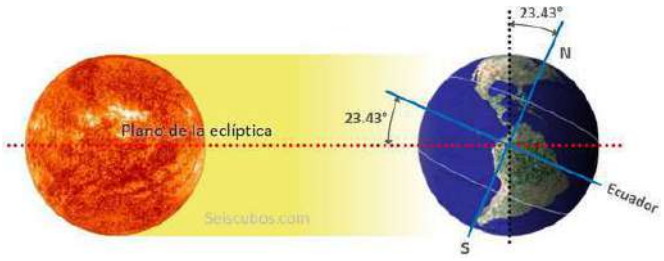
2.3 Conceptos geométricos básicos

Para comprender mejor las relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra es necesario conocer algunos conceptos básicos, entre los que se encuentran la oblicuidad de la eclíptica, el ángulo de declinación, los equinoccios y los solsticios. Veamos una breve descripción de cada uno de estos conceptos.

Oblicuidad de la eclíptica

La oblicuidad de la eclíptica es el ángulo casi constante que forma el eje norte-sur geométrico de la Tierra respecto a la perpendicular del plano de la eclíptica. Este ángulo tiene un valor aproximado de 23.43° (23° 26'). Por lógica, el plano del Ecuador y el plano de la eclíptica también mantienen ese ángulo entre sí.

Gráfico 5: Oblicuidad de la eclíptica



Fuente: https://www.seiscubos.com

Declinación

La declinación solar, o simplemente declinación, es el ángulo entre una línea que va del centro del Sol al centro de la Tierra (dirección de los rayos solares) y el plano del Ecuador. A diferencia de la oblicuidad, que se mantiene prácticamente constante en el tiempo, la declinación

varía de acuerdo con la ubicación de la Tierra durante su movimiento de traslación. Por convención, la declinación se considera positiva cuando el ángulo se sitúa en el hemisferio sur y negativa cuando se sitúa en el hemisferio norte. Así, la máxima declinación positiva sucede en el solsticio de verano, mientras que la máxima declinación negativa se da en el solsticio de invierno. En los equinoccios de primavera y otoño la declinación es de 0°.

Gráfico 6: Declinación solar

Fuente: https://www.seiscubos.com

Solsticios

El solsticio de verano, que tiene lugar el 22 de junio, representa el punto de la eclíptica con la máxima declinación positiva (d=+23.43°). La franja terrestre ubicada en el Trópico de Cáncer recibe la máxima insolación teórica. El solsticio de invierno sucede el 22 de diciembre e indica el punto de la eclíptica con la máxima declinación negativa (d=-23.43°). La franja terrestre ubicada en el Trópico de Capricornio es la que recibe entonces la máxima insolación teórica. En los solsticios se produce la máxima diferencia entre la duración del día y la noche. Para cualquier punto en el hemisferio norte, en el solsticio de verano se presenta el día más largo y la noche más corta, mientras que en el solsticio de invierno se da la situación contraria. El fenómeno, obviamente, se invierte en el hemisferio sur.

Equinoccios

Son los puntos de la eclíptica en los que la declinación es nula (0°), fenómeno que sucede en dos fechas específicas: el 21 de marzo (equinoccio de primavera) y el 23 de septiembre (equinoccio de otoño). En los equinoccios la línea Sol-Tierra coincide con el plano del Ecuador, es decir, se encuentra contenida en el mismo plano. La duración del día es igual a la de la noche, mientras que las zonas ecuatoriales reciben la máxima insolación teórica (cuando los rayos solares son perpendiculares a la superficie).

2.4 Coordenadas terrestres

Además de la altitud, que expresa la distancia vertical entre un punto determinado de la superficie terrestre y el nivel del mar, la ubicación precisa de dicho punto implica el uso de dos coordenadas geográficas angulares: la latitud y la longitud. Aunque estos parámetros se derivan de la propia geometría terrestre, también guardan una estrecha conexión con el sistema de relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra.

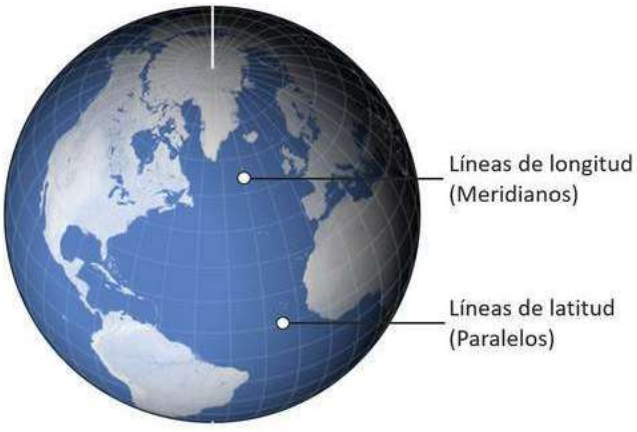
La latitud y los paralelos

La latitud expresa la distancia angular, medida sobre un meridiano, entre el plano del Ecuador y cualquier radio que pase por un punto de la superficie terrestre. Cuando dicho punto se localiza sobre el

hemisferio norte se dice que tiene latitud norte, la cual suele expresarse con un valor positivo (entre 0° y 90°). Cuando se encuentra en el hemisferio sur se dice que tiene latitud sur, la cual generalmente se expresa con un valor negativo (entre 0° y -90°). En algunos casos, sin embargo, la latitud se expresa siempre con valores positivos, añadiendo las letras N o S, según sea una latitud norte o sur (por ejemplo 43° S).

Se denomina paralelo, por otro lado, a cualquier circunferencia resultante de la intersección de la esfera terrestre con un plano imaginario perpendicular al eje de rotación de la Tierra. Cada paralelo se identifica por su ángulo de latitud. Dicho, en otros términos, la latitud representa el valor dimensional de los paralelos. Cinco de los paralelos, por su posición en la esfera terrestre, presentan características especialmente significativas. De ahí que se identifiquen con nombres particulares: Ecuador, Trópicos de Cáncer y Capricornio, y Círculos Polares Ártico y Antártico.

Gráfico 7: Coordenadas terrestres



Fuente: https://www.seiscubos.com

El Ecuador se define por el plano perpendicular al eje de rotación de la Tierra que pasa exactamente por el punto medio de dicho eje. Debido a eso, el Ecuador es el paralelo de máxima circunferencia (aproximadamente 40,075 km) y divide la esfera terrestre en los hemisferios norte y sur. Por convención, el Ecuador se establece como el paralelo 0° y sirve de referencia para medir los demás ángulos de latitud. En el Ecuador el Sol culmina en el cenit tanto en el equinoccio de primavera como en el de otoño.

Gráfico 8: Paralelos en solsticio de invierno

Fuente: https://www.seiscubos.com

La longitud y los meridianos

La longitud expresa la distancia angular, medida de manera paralela al plano del Ecuador, entre el Meridiano de Greenwich y cualquier radio que pase por un punto de la superficie terrestre. La manera más común de expresar la longitud es mediante valores positivos (de 0° a 180°), cuando dicho punto se encuentra al este del meridiano de Greenwich; y con valores negativos (de 0° a -180°), cuando se ubica al oeste. Sin embargo, existen otras dos maneras de indicar la latitud:

Con valores siempre positivos, de 0° a 180°, añadiendo la letra E si es al este del meridiano de Greenwich y la letra W si es al oeste. Con valores de 0° a 360°, midiendo siempre hacia el este del meridiano de Greenwich.

Por su parte, se llama meridianos a los semicírculos que resultan de la intersección de la superficie terrestre con cualquier plano imaginario que contenga el eje norte - sur geográfico. Cada meridiano se identifica por su longitud y, precisamente debido a ese sistema de identificación, existen dos meridianos de especial relevancia: el meridiano de Greenwich y el meridiano 180°.

Gráfico 9: Meridiano de Greenwich

Fuente: https://www.seiscubos.com

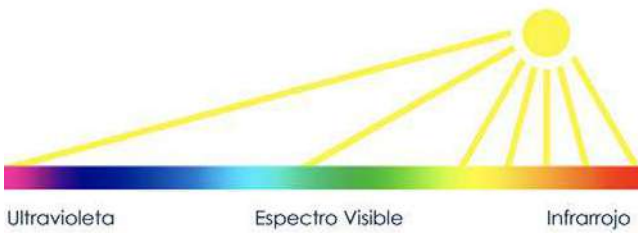
3. Radiación solar

Es la energía emitida por el Sol y que llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas. La radiación solar se compone de una mezcla de diferentes tipos de ondas electromagnéticas, que varían en longitud de onda y energía. Esto incluye radiación ultravioleta (UV), luz visible e infrarroja. Otros tipos de ondas se degradan cuando atraviesan la atmósfera.

Es importante destacar que la mayor parte de la energía que aprovechan los módulos fotovoltaicos corresponde al denominado espectro visible. Para maximizar la absorción de energía solar y, por lo tanto, maximizar la producción de energía eléctrica, se debe lograr que la radiación solar incida de forma perpendicular a la superficie del módulo fotovoltaico.

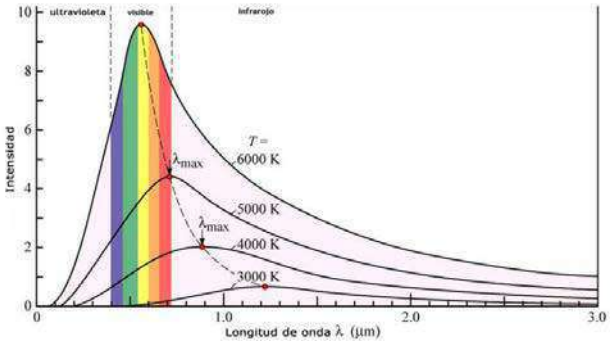
Sin embargo, debido al movimiento de la Tierra, la posición del Sol varía constantemente en el día; por lo que, mediante una ecuación, más adelante calcularemos la inclinación ideal de los módulos fotovoltaicos para maximizar la absorción anual de radiación solar.

Gráfico 10: Radiación solar



Fuente: https://ilumin.online

Gráfico 11: Energía solar



Fuente: https://www.quimicafisica.com/teoria-cuantica/la-radiacion-del-cuerpo-negro?format=html

3.1 Tipos de radiación solar según su fuente

La radiación solar sobre un receptor (para nuestro caso, los módulos fotovoltaicos) se clasifica en tres componentes: radiación directa, radiación difusa y radiación reflejada o también llamada albedo.

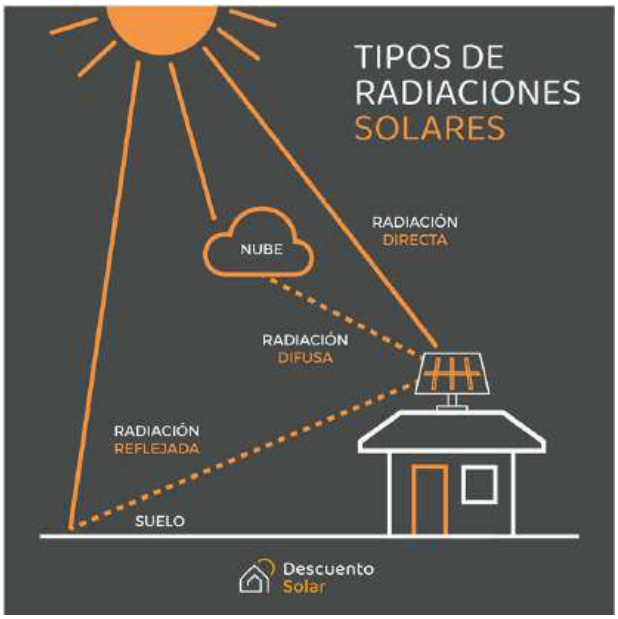
La radiación directa: La forma los rayos del Sol que inciden sobre una superficie de forma perpendicular; por ejemplo, en una condición de día soleado con el cielo completamente despejado.

La radiación difusa: Está compuesta por los rayos que son dispersados por la atmósfera; por ejemplo, cuando la radiación atraviesa una nube, el agua contenida en la nube refracta los rayos de sol cambiando su trayectoria. Este es uno de los motivos de una menor producción de electricidad de los módulos fotovoltaicos en invierno.

Radiación global: Suma de la radiación directa y difusa que recibe la superficie terrestre y que sirve como base para saber la capacidad de generación de energía que tienen los paneles solares de un sistema fotovoltaico.

La radiación reflejada o de albedo: Corresponde a la radiación que es reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor y depende directamente de las características del entorno que se desea analizar; por ejemplo, las montañas, los lagos, el mar, edificios, árboles, nieve, etc. Es importante despejar la idea de utilizar elementos reflectantes sobre los módulos fotovoltaicos. Si bien es cierto que esta acción aumentaría el caudal lumínico sobre el módulo, también haría que la temperatura de este aumente y, como veremos más adelante, niveles elevados de temperatura tienen como consecuencia una pérdida en la generación de electricidad.

Gráfico 12: Tipos de radiación



Fuente: https://www.instagram.com/descuentosolar

3.2 Magnitudes de la radiación solar

La irradiancia y la irradiación son magnitudes claves para medir la energía solar incidente. Mientras que la irradiancia se refiere a la potencia solar recibida por unidad de superficie en un momento dado; la irradiación es la acumulación de esta energía instantánea durante un periodo de tiempo.

Irradiancia solar (G)

La irradiancia se puede definir como la potencia incidente por unidad de superficie instantánea. La unidad de medida es el W/m^2; es decir, la potencia sobre cada m^2 en un segundo. En general, Sol es capaz de aportar a la Tierra una irradiación 1367 W/m^2 antes de atravesar la atmósfera, a este valor se lo conoce como constante solar.

La constante solar (G_{sc}) es la energía recibida del Sol por unidad de tiempo en una unidad de área de una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación a la distancia media Tierra-Sol fuera de la atmósfera. Actualmente, el valor de la constante solar adoptado por el Centro Mundial de Radiación (WRC) es de 1367 W/m^2, con una incertidumbre del orden del 1%.

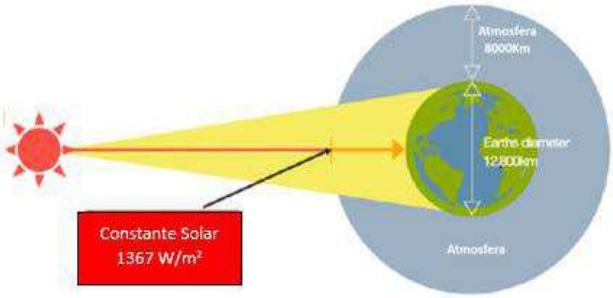
Cuando la radiación atraviesa la densidad de la atmósfera, la contaminación en el aire, el vapor y los gases suspendidos en la atmósfera; la energía resultante en la superficie disminuye por el efecto de refracción y reflexión. Este valor que resulta de la radiación después de enfrentar todos estos obstáculos antes de incidir en el suelo se puede determinar a través de varios modelos matemáticos que aplican

trigonometría para proyectar valores teóricos que nos permitan dimensionar un sistema de energía solar.

Irradiación solar (H)

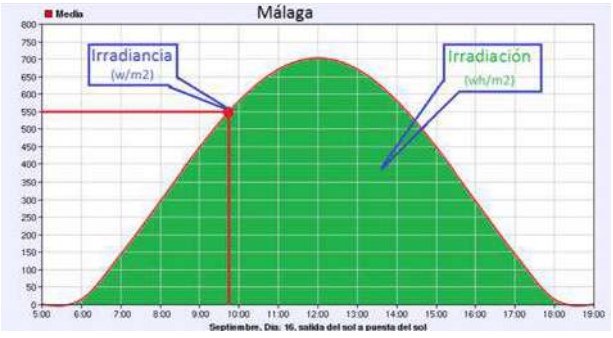
La irradiación es la suma de todas las irradiancias en un periodo de tiempo determinado; es decir, es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo por unidad de superficie. La unidad de medida utilizada en el curso será el Watt hora por metro cuadrado Wh/m^2.

Gráfico 13: Constante solar



Fuente: http://rredc.nrel.gov

Gráfico 14: Magnitudes de la radiación solar



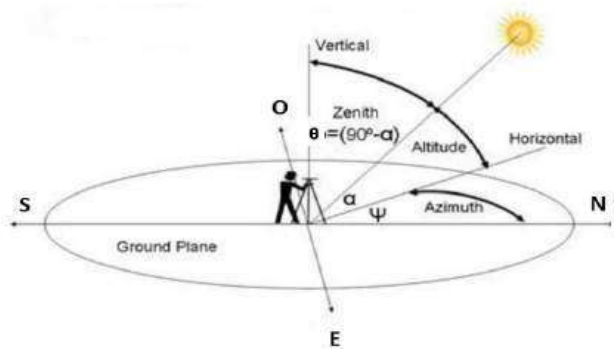
Fuente: https://www.helioesfera.com

3.3 Geometría solar

Para el cálculo de la producción energética de una instalación fotovoltaica es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar durante las diferentes épocas del año.

La situación del Sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del Sol.

Gráfico 15: Geometría solar



Fuente: adaptado de https://www.facebook.com/groups/1295673443855365/

Se define la orientación mediante el azimut (para el sol, ψ; y para el captador, γ); la altura o elevación para el Sol α; y el ángulo cenital θ. El azimut y la elevación son las dos coordenadas que definen la posición de un cuerpo celeste (Sol, Luna) en el cielo cuando es observado desde una localización concreta, en un momento determinado.

Ángulo horario

El ángulo horario expresa la posición angular del Sol a partir de la hora solar local (LST). Por definición, el ángulo horario es 0° al mediodía solar. Dado que la Tierra gira 15° por hora, cada hora del mediodía solar corresponde a un movimiento angular del sol en el cielo de 15°. Por la mañana el ángulo horario es negativo, por la tarde el ángulo horario es positivo.

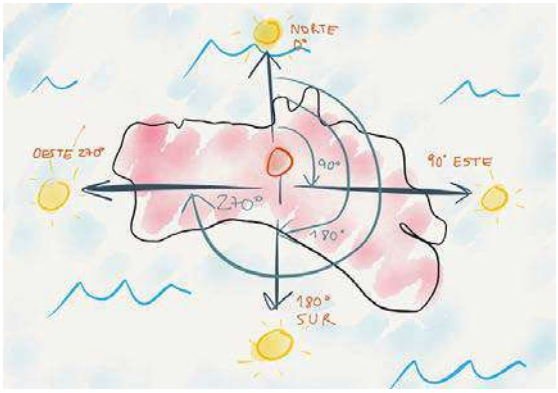
Azimut solar

El azimut solar es el ángulo que forma la dirección Norte con la proyección horizontal del Sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación norte con ψ = 0°.

$$HRA = 15°(LST - 12)$$

La orientación este se considera ψ =90°, la orientación sur corresponde a ψ =180° y la orientación oeste a ψ = 270°

Gráfico 16: Azimut solar



Fuente: https://www.photopills.com

$$Azimuth = \cos^{-1}\left[\frac{\sin\delta\cos\phi - \cos\delta\sin\phi\cos(HRA)}{\cos\alpha}\right]$$

Donde

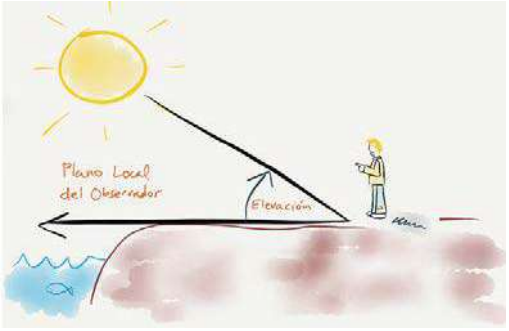
Φ: latitud
δ: declinación

Elevación solar

La elevación es la distancia angular vertical que hay entre un cuerpo celeste y el horizonte local del observador, también llamado plano local del observador.

La elevación del Sol es el ángulo que forma la dirección de su centro geométrico y el horizonte local del observador.

Gráfico 17: Elevación solar



Fuente: https://www.photopills.com

$$\alpha = \sin^{-1}\left[\sin\delta\sin\varphi + \cos\delta\cos\varphi\cos(HRA)\right]$$

Donde

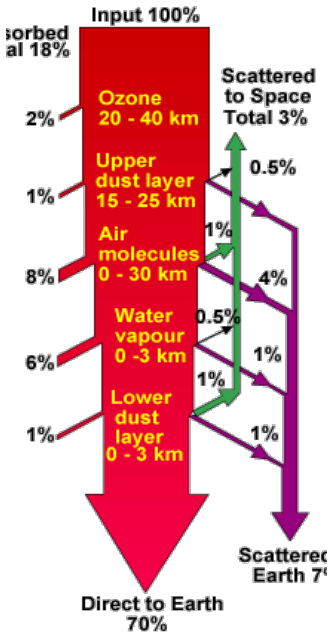
Φ: latitud
δ: declinación

Efectos atmosféricos

Los efectos atmosféricos tienen varios impactos en la radiación solar en la superficie de la Tierra. Los principales efectos para aplicaciones fotovoltaicas son:

- una reducción en la potencia de la radiación solar debido a la absorción, dispersión y reflexión en la atmósfera;
- un cambio en el contenido espectral de la radiación solar debido a la mayor absorción o dispersión de algunas longitudes de onda;
- la introducción de un componente difusa o indirecta a la radiación solar;
- las variaciones locales en la atmósfera (tales como vapor de agua, las nubes y la contaminación) que tienen efectos adicionales sobre la potencia incidente, el espectro y la direccionalidad.

Gráfico 18:Efectos atmosféricos



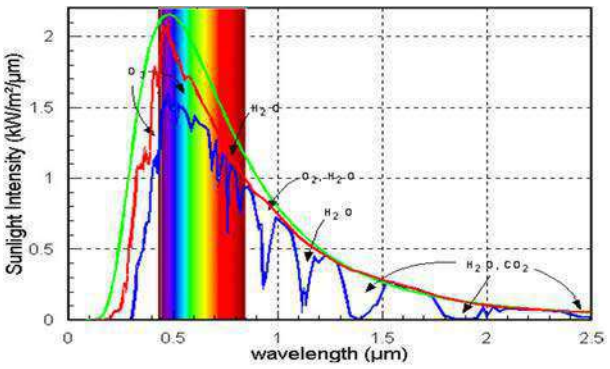
Fuente: https://www.pveducation.org

La absorción en la atmósfera

Durante su paso por la atmósfera, la radiación solar interactúa con los gases, el polvo y los aerosoles, que absorben parte de los fotones incidentes.

Gases específicos —en particular de ozono (O_3), dióxido de carbono (CO_2), y vapor de agua (H_2O)— presentan una elevada absorción de fotones cuyas energías son cercanas a las energías de enlace de sus moléculas.

Gráfico 19: Absorción de la irradiancia en la atmósfera



Fuente: https://www.pveducation.org

Recorrido óptico de la radiación solar

Cuanto más perpendicular se encuentra el Sol con respecto a la superficie terrestre; es decir, cuanto menor valor del ángulo cenital (θ), menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera.

Por el contrario, para ángulos cenitales mayores (menor altura solar), el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera es mayor, lo que implica que la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor.

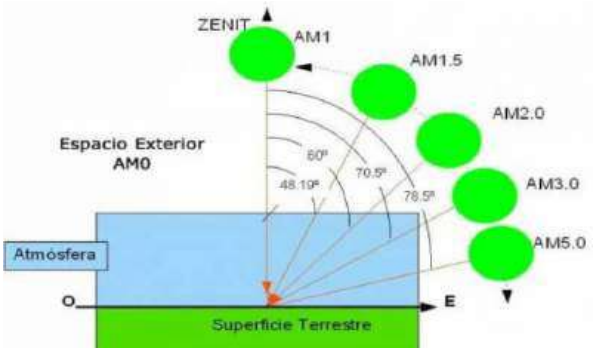
Masa de aire:

Se define la masa de aire (AM) como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el recorrido correspondiente a la dirección normal a la superficie terrestre (ángulo cenital igual a cero). Este parámetro está relacionado con la altura solar (α).

Con una altura solar de α = 90°, la masa de aire (AM) es igual a 1. Este es el valor mínimo de AM y corresponde a la situación en la que el Sol se encuentra en el cenit (vertical del observador).

En el siguiente gráfico se muestra el ángulo cenital (cuanto más bajo está el sol, mayor es el ángulo cenital) y su correspondiente valor de AM. Por ejemplo, cómo puede observarse en la imagen, para una altura solar α = 90-(48,19) ° = 41,81 °, el AM tiene un valor de 1.5.

Gráfico 20: Masa de aire



Fuente: https://www.sfe-solar.com

Espectros de masa de aire de referencia 1.5 (AM1.5)

Los espectros G-173 de la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM) representan la irradiancia espectral solar terrestre sobre una superficie con una orientación específica, bajo un único conjunto de condiciones atmosféricas específicas.

Estas distribuciones de potencia (vatios por metro cuadrado por nanómetro de ancho de banda) en función de la longitud de onda proporcionan una referencia común para evaluar materiales fotovoltaicos espectralmente selectivos en cuanto a

su rendimiento, medido bajo diversas fuentes de luz, tanto naturales como artificiales, con diversas distribuciones espectrales. Las condiciones seleccionadas representaron un promedio razonable para los 48 estados contiguos de EE.UU. durante un período de un año. El ángulo de inclinación seleccionado se aproxima a la latitud promedio de EE.UU. contiguos.

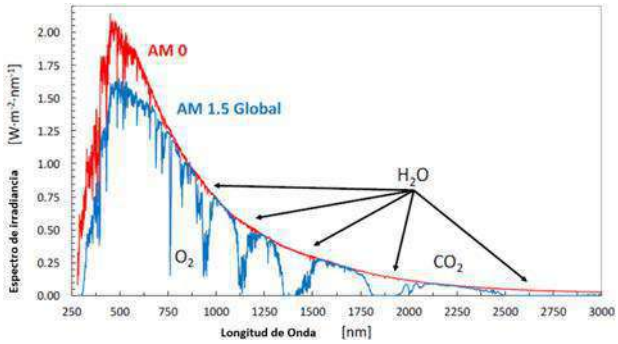
La superficie receptora se define en las normas como un plano inclinado con una inclinación de 37° hacia el Ecuador, orientado hacia el Sol (es decir, la normal a la superficie apunta al Sol, a una altura de 41,81° sobre el horizonte).

Las condiciones atmosféricas especificadas son:

- Atmósfera estándar estadounidense de 1976b con temperatura, presión, densidad de aerosoles (carga de aerosoles rurales), densidad del aire y densidad de especies moleculares especificadas en 33 capas.
- Masa absoluta de aire de 1,5 (ángulo cenital solar de 48,19°s).
- Turbidez angstrom (base e) a 500 nm de 0,084c.
- Equivalente total de vapor de agua en la columna: 1,42 cm.
- Equivalente total de ozono en la columna: 0,34 cm.
- Albedo espectral superficial (reflectividad) de suelo ligero, según lo documentado en la base de datos de reflectancia espectral ASTER del Laboratorio de Propulsión a Chorro.

Cuando la luz del Sol viaja a través de la atmósfera, el espectro de la irradiancia global recibida en la superficie horizontal plana muestra varios valles en la absorción, que son relacionados con la dispersión y absorción por las moléculas de aire y partículas de polvo. Por ejemplo, los valles relacionados a la absorción de luz en oxígeno molecular, moléculas de agua y dióxido de carbono en la atmósfera aparecen indicados aquí. Todas estas moléculas contribuyen a la absorción de la radiación solar a longitudes de onda sobre 1000 nm calentando la atmósfera.

Gráfico 21: Espectros de masa de aire de referencia



Fuente: Delft University of Technology

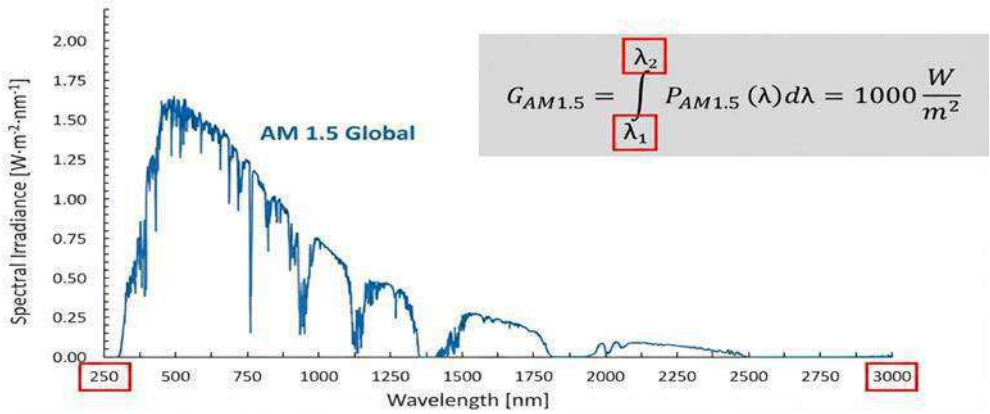
La Masa de Aire (AM0), o espectro extraterrestre utilizado para generar los espectros de referencia terrestres, es una síntesis de varios conjuntos de datos de masa de aire cero. Cabe destacar que el espectro utilizado junto con SMARTS para generar los espectros de referencia no es el espectro de Masa de Aire cero de la norma ASTM E-490-99, ya que existen ligeras diferencias en el paso de banda y la resolución espectral entre ambos espectros.

Densidad de potencia espectral por unidad de superficie

Cuando el espectro es integrado sobre cierto rango de longitud de onda, obtenemos la irradiancia, que es la densidad de potencia del espectro de la luz por unidad superficie.

G es la típica letra para indicar la irradiancia con varios subíndices con diferente significado cuya unidad física es el watt por metro cuadrado.

Gráfico 22: Densidad de potencia espectral a AM 1.5



Fuente: Delft University of Technology

Esta ecuación ilustra la integral del espectro de irradiancia global AM 1.5 cuando consideramos el intervalo completo de longitudes de onda que va de 250 nm hasta el infrarrojo, alrededor 3000 nm, entonces el resultado de esta integral es 1000W/m². Este valor es usado para evaluar el desempeño de células y módulos solares en laboratorios e industria.

Horas equivalente Sol

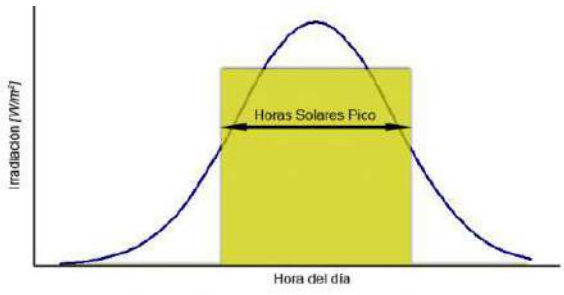
La hora equivalente de sol (HES), más comúnmente llamada Hora Solar Pico (HSP), es una unidad que mide la energía solar recibida en un lugar específico para facilitar el diseño de sistemas fotovoltaicos.

Una hora equivalente de sol es el tiempo en el que la irradiancia solar tendría que ser constante a **1,000 W/m²** para proporcionar la misma energía total que el Sol real entrega durante todo un día con sus variaciones de intensidad.

Se obtiene dividiendo la irradiación diaria total recibida en una superficie entre la irradiancia estándar de 1 kW/m²:

$$\text{HSP} = \frac{\text{Irradiación diaria total (kWh/m)}}{1\ \text{kW/m}}$$

Gráfico 23: Horas equivalente Sol



Fuente: https://www.sfe-solar.com

El área debajo de la curva corresponde a la irradiación solar, que es dada en energía por unidad área. La irradiación es la cantidad de energía en forma de radiación que llega a un lugar de la Tierra en un día concreto.

La ESH es usada como medida de cuánta energía solar está disponible en un área durante un día típico. En el Gráfico podemos ver la irradiancia de la radiación solar, durante un día.

Gráfico 24: Espectros de masa de aire de referencia

$$ESH = \frac{\int_{day} \boldsymbol{H}dt}{G_{AM1.5}} = \left[\frac{Wh/m^2}{W/m^2}\right] = [h]$$

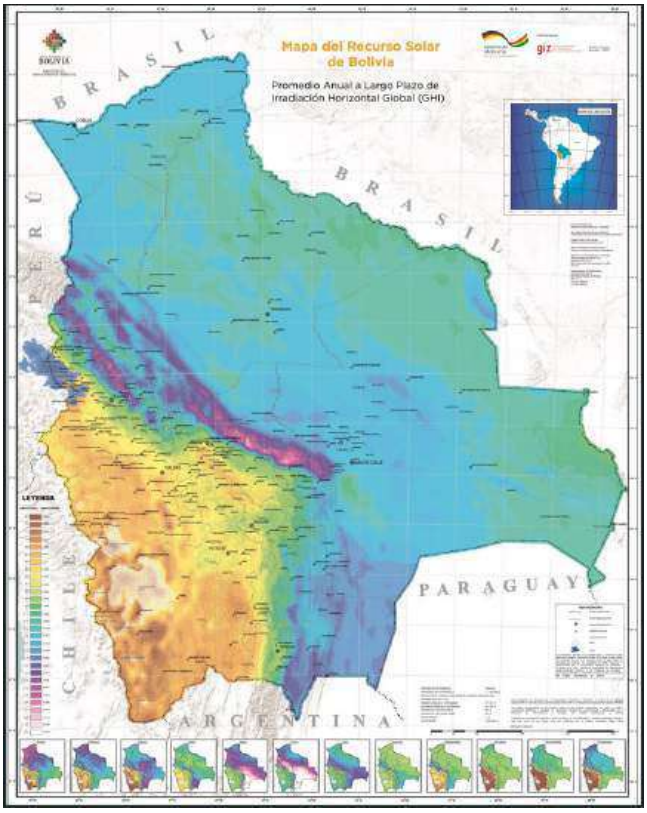
Fuente: https://www.sfe-solar.com

El recurso solar en Bolivia

El Mapa Solar es una herramienta enfocada para el análisis del potencial energético y de planificación de nuevos proyectos de generación en base a fuentes renovables en el territorio nacional. Su objetivo es fomentar el aprovechamiento y desarrollo sostenible de los recursos energéticos renovables, el uso racional y el desarrollo de nuevos proyectos para su utilización en generación de energía eléctrica.

El alcance de los mapas solares fue elaborado utilizando datos satelitales para obtener resolución espacial a partir del análisis de 13 estaciones meteorológicas de referencia distribuidas por toda Bolivia; así se ha logrado obtener excelentes resultados en la validación del recurso solar.

Gráfico 25: Mapa del recurso solar Bolivia



Fuente: https://energypedia.info

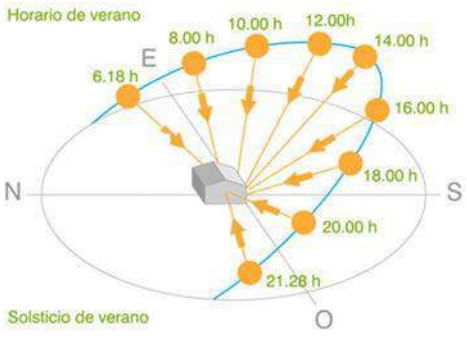
3.5 Movimiento aparente del Sol

Movimiento diario:

Desde nuestra perspectiva, el Sol parece salir por el este y ponerse por el oeste debido a la rotación de la Tierra sobre su eje.

Este movimiento diario es el responsable de la sucesión de días y noches.

Gráfico 26: Movimiento diario del Sol



Fuente: https://ar.pinterest.com/pin/10696117859808776/

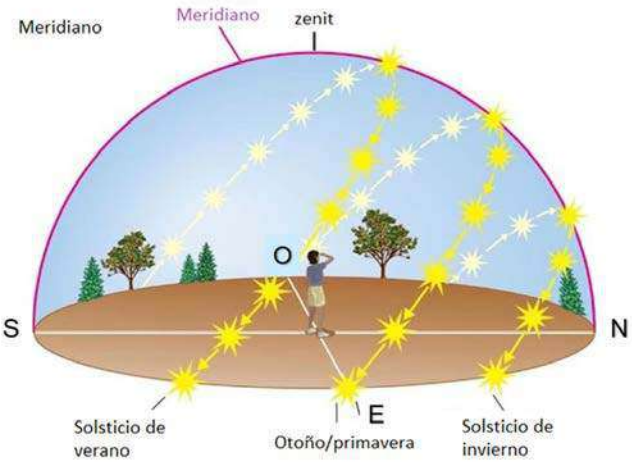
Movimiento diario estacional:

A lo largo del año, el Sol parece recorrer una trayectoria diferente en el cielo, siguiendo la eclíptica.

Esta trayectoria aparente se debe al movimiento de traslación de la Tierra alrededor del sol.

Este movimiento anual, junto con la inclinación del eje de la Tierra, es responsable de las estaciones.

Gráfico 27: Movimiento diario estacional del Sol



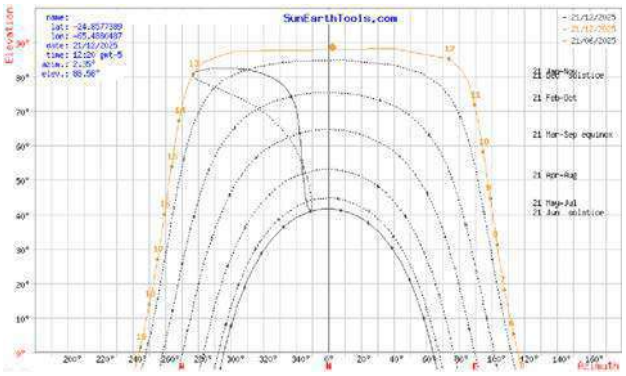
Fuente: https://www.helioesfera.com/coordenadas-y-carta-solar/

Carta solar

Cualquier estudio de instalación de energía solar (fotovoltaica o térmica) requiere —además de conocimientos sobre cálculo, dimensionamiento, especificaciones de materiales, legalización, etc. — comprender la física del movimiento de la Tierra alrededor del Sol o, si se toma la Tierra como referencia, del movimiento aparente del Sol. A continuación se explica la posición del Sol mediante las coordenadas de azimut y elevación, así como el procedimiento para elaborar una "carta solar", que representa el movimiento diario y estacional del Sol en la esfera celeste.

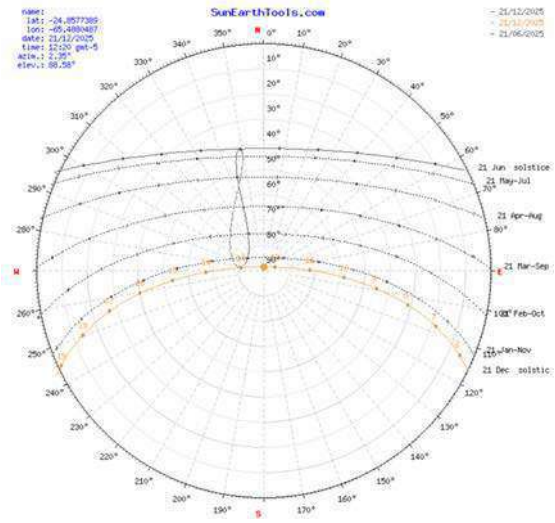
Una herramienta fundamental, aunque escasamente empleada en el sector de la energía solar, es la denominada **carta solar**, una representación bidimensional de las diferentes trayectorias recorridas por el Sol vistas desde un punto fijo. En el eje horizontal se representa el azimut y en el vertical, la elevación. Por esta razón, la carta solar es característica de cada lugar.

Gráfico 28: Carta solar - Gráfico cartesiano, Salta- Argentina



Fuente: SunEarthTool.com

Gráfico 29: Carta solar - Gráfico polar, Salta-Argentina



Fuente: SunEarthTool.com

Los gráficos del recorrido del Sol pueden representarse mediante un diagrama cartesiano o de coordenadas polares.

Coordenadas cartesianas: la elevación del Sol se traza sobre el eje Y; y el azimut se traza a lo largo del eje X.

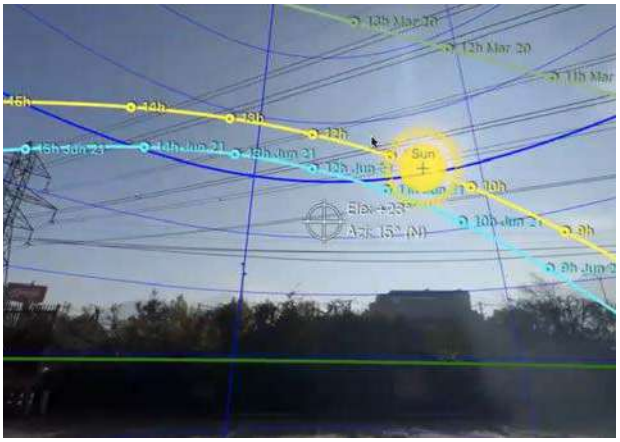
Coordenadas polares: se basan en círculos concéntricos, en los que la elevación solar se representa en varios círculos concéntricos, de 0° a 90° grados. El azimut es el ángulo corrido al círculo de 0° a 360° grados. El horizonte es representado por el círculo más externo.

Análisis de sombras

Las instalaciones fotovoltaicas están diseñadas para trabajar de manera óptima bajo la luz directa del Sol, por lo que las sombras pueden afectar significativamente su rendimiento. Los obstáculos más comunes son los árboles, edificios, chimeneas, torres de agua, postes de luz y, con frecuencia, nubes, nieve o hielo.

La evaluación del perfil de sombras en fotovoltaica es el análisis crucial de obstáculos cercanos (árboles, edificios) o lejanos que bloquean la radiación solar, reduciendo significativamente la producción energética y acelerando el desgaste de los paneles. Implica trazar la trayectoria del Sol; especialmente el solsticio de invierno, verano y los equinoccios.

Gráfico 30: Perfil de sombras



Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis del sombreado se debe estudiar la ubicación, identificar objetos (chimeneas, antenas) y sus distancias, y modelar el perfil del horizonte (azimut y elevación).

3.6 Orientación e inclinación óptima del módulo fotovoltaico

La identificación precisa de la orientación e inclinación óptima de un módulo fotovoltaico es crucial para maximizar la producción de energía eléctrica y, con ello, la rentabilidad del proyecto.

Una orientación incorrecta o un ángulo de inclinación inadecuado pueden resultar en una captación solar subóptima, lo que disminuye la producción de energía eléctrica y, por ende, la viabilidad económica del sistema.

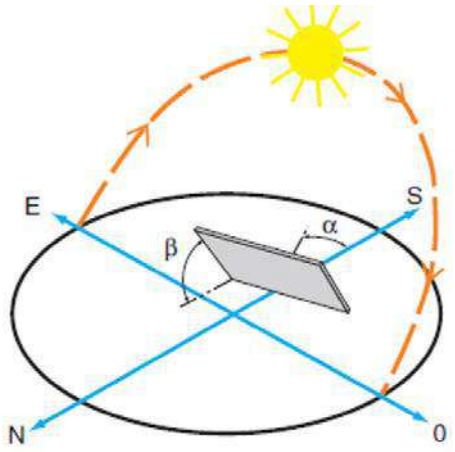
El ajustar estos parámetros de acuerdo con la geolocalización y las condiciones ambientales asegura una captación solar máxima a lo largo del año. Esto es vital en instalaciones a gran escala, donde pequeñas mejoras en la eficiencia pueden traducirse en significativos beneficios económicos y energéticos.

Orientación óptima del sistema fotovoltaico conectado a la red

En latitudes positivas, los módulos fotovoltaicos deberán estar orientados al polo sur.

En latitudes negativas, los módulos fotovoltaicos deberán estar orientados al polo norte.

Gráfico 31: Inclinación óptima del Módulo FV



Fuente: Ilumin (2024).

Inclinación óptima del sistema fotovoltaico conectado a la red

La inclinación del módulo fotovoltaico dependerá exclusivamente de la latitud del emplazamiento y, además, del tipo de sistema fotovoltaico. En los **sistemas fotovoltaicos conectados a la red**, se busca maximizar la producción de **energía anual**, mientras que en los **sistemas fotovoltaicos aislados de la red** se busca maximizar la producción de energía en el o los **meses de menor disponibilidad de radiación solar**, que regularmente sucede en los meses de invierno, cuando el sol posee la más baja elevación solar del año; por lo tanto, los módulos fotovoltaicos tendrán que poseer una mayor inclinación con el objetivo de maximizar la absorción de radiación solar.

A medida que nos acerquemos al Ecuador, el valor de inclinación del módulo fotovoltaico disminuirá drásticamente; sin embargo, debemos asegurar por lo menos 10° de inclinación para disminuir las pérdidas ocasionadas por la suciedad. Si lo permite el proyecto, se recomienda aumentar aún más la inclinación del módulo fotovoltaico.

La radiación es máxima si la superficie está orientada al Sol; es decir, perpendicular a la línea que conecta la posición de instalación con el Sol, la inclinación β de la superficie es, por lo tanto:

Gráfico 32: Inclinación óptima del Módulo FV

$$\beta = 3.7 + (0{,}69 \times |\Phi|)$$

Donde

β: Inclinación del módulo fotovoltaico para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
|Φ|: Valor absoluto de la latitud.

Fuente: Ilumin (2024)

4. Bases de datos de radiación solar

Las bases de datos de radiación solar se construyen utilizando tres enfoques principales, según el método de estimación del recurso:

4.1 Modelos empíricos o estadísticos

Se basan en regresiones matemáticas que relacionan la radiación solar con otras variables climáticas más fáciles de medir (como temperatura o nubosidad). Son sencillos de implementar, pero su precisión suele limitarse al ámbito local; si se usan fuera de su región de calibración, el error aumenta significativamente. Utilizan coeficientes ajustados mediante datos históricos de estaciones terrestres específicas.

Entre los principales modelos de este grupo se encuentran los siguientes:

- Modelo Bristow-Campbell: Estima la radiación global a partir de la amplitud térmica diaria (Tmáx - Tmín).
- Modelo de Ångström-Prescott: Utiliza la duración del brillo solar o las horas de insolación.

4.2 Modelos de base física (físicos)

Calculan la radiación resolviendo las ecuaciones de transferencia radiactiva en la atmósfera. Son más complejos y requieren datos de entrada detallados sobre la composición atmosférica, pero ofrecen una mayor validez técnica global.

Funcionamiento: Modelan cómo el vapor de agua, el ozono y los aerosoles absorben o dispersan la luz solar antes de llegar al suelo.

Entre los principales modelos de esta categoría se encuentran los siguientes:

- McClear: Utilizado frecuentemente para condiciones de “cielo despejado”.
- Heliosat-4: Un modelo físico avanzado que integra información sobre nubes y aerosoles de forma independiente.

4.3 Modelos satelitales (semi-empíricos)

Son los más utilizados en proyectos de gran escala, combinando datos físicos con mediciones remotas. Logran el mejor equilibrio entre precisión y cobertura espacial (pueden estimar la radiación en lugares sin estaciones terrestres). Utilizan imágenes de satélites meteorológicos para determinar el índice de nubes. Combinan esto con modelos físicos de cielo claro para obtener la irradiancia final.

Entre los principales modelos de este grupo se encuentran los siguientes:

- Solargis: Emplea un modelo semiempírico que integra parámetros físicos

y algoritmos avanzados para detectar propiedades de las nubes.

- PVGIS (SARAH): Utiliza modelos satelitales validados para ofrecer series históricas de alta resolución.

4.4 Modelos de inteligencia artificial (IA) / Machine Learning

Recientemente se han integrado modelos de Redes Neuronales y algoritmos de aprendizaje automático para mejorar la precisión. Aprenden patrones complejos de la relación entre datos satelitales y mediciones terrestres, logrando reducir errores en condiciones climáticas variables. Se usan principalmente para el pronóstico (forecasting) de radiación a corto plazo y para refinar datos de satélites antiguos.

5. Características de las bases de datos para evaluar el potencial solar

Para evaluar el potencial solar, es fundamental distinguir entre la naturaleza de los datos (físicos, empíricos o satelitales) y su **precisión técnica**. Mientras los modelos **empíricos** (como Bristow-Campbell) dependen de correlaciones locales y los **físicos** (como McClear) de la composición atmosférica, los **modelos satelitales** son el estándar actual por su equilibrio entre cobertura global y baja incertidumbre.

Al seleccionar una base de datos, la **resolución espacial** determina el detalle geográfico (clave en terrenos complejos) y la **resolución temporal** permite modelar la variabilidad del sistema frente a nubes o demanda.

5.1 Bases de datos de acceso libre

Tabla 1: Bases de datos climáticas de acceso libre

Plataforma	Fuente / Modelo	Resolución	Consideración de Precisión
Global Solar Atlas	Solargis / Satelital	~250 m	Alta. Ideal para prospección rápida y reportes visuales de alta resolución.
NSRDB (NREL)	Físico-Satelital (PSM)	2 - 4 km	Muy Alta. Datos sub-horarios (5-30 min) excelentes para simulaciones dinámicas.
PVGIS (UE)	SARAH / ERA5	5 - 25 km	Media-Alta. El estándar para Europa y África; incluye herramientas de cálculo de pérdidas.
NASA POWER	Satelital / Meteoro-lógico	~50 km	Baja-Media. Recomendada solo cuando no existen otras fuentes o para validación climática general.

Fuente: Elaboración Propia

Consideraciones para la evaluación

- **Incertidumbre:** Las mediciones terrestres (piranómetros) tienen un error del 2-5%, mientras que los modelos satelitales de alta calidad rondan el 4-8%.
- **Componentes:** Asegúrese de que la base diferencie **GHI** (fotovoltaica fija) de **DNI** (seguidores y térmica), ya que el error en DNI suele ser mayor.
- **Bancabilidad:** Para financiamiento de grandes plantas, se exige cruzar datos de una base satelital (como Solargis) con al menos un año de mediciones *in situ*.

6. Casos de estudio

a) Caso de estudio 1

Objetivo:

Calcular el azimut y elevación solar para el medio día en el hemisferio sur.

Enunciado:

Usted es un consultor que debe determinar la ubicación de un piranómetro para medir la radiación solar directa al medio día en las fechas: 23 de septiembre; 22 de diciembre; 22 de marzo y 22 de junio.

Considere la georreferenciación de los puntos centrales de las siguientes locaciones (latitud y longitud):

LOCACIÓN ASIGNADA CASO DE ESTUDIO 1	
1	PLAZA MURILLO, LA PAZ
2	PLAZA 24 DE SEPTIEMBRE, SANTA CRUZ
3	PLAZA 14 DE SEPTIEMBRE, COCHABAMBA
4	PLAZA 10 DE NOVIEMBRE, POTOSÍ

Utilice la fórmula de Cooper para calcular la declinación solar (δ) en grados en cada una de las locaciones:

$$\delta = 23.45 \sin^{\circ}\left\{2\pi^{\circ}\left[\frac{d + 284}{365}\right]\right\}$$

Describa paso a paso cada cálculo y elabore un cuadro sinóptico con el nombre de la locación, la georreferenciación, la altura solar (α) y el azimut (ψ) a la hora y fechas estipuladas.

b) Caso de estudio 2

Objetivo:

Calcular el ángulo de inclinación óptima para un generador distribuido con orientación norte.

Enunciado:

El gobierno nacional ha determinado como prioridad instalar generadores distribuidos en cinco plazas centrales de ciudades específicas, para satisfacer la demanda de iluminación del emplazamiento. Usted, como consultor, debe geolocalizar cada una de ellas y, en función a esos datos, calcular la inclinación óptima del generador con orientación norte en el centro de cada una de los predios siguientes:

LOCACIÓN ASIGNADA CASO DE ESTUDIO 2	
1	PLAZA MURILLO, LA PAZ
2	PLAZA 24 DE SEPTIEMBRE, SANTA CRUZ
3	PLAZA 14 DE SEPTIEMBRE, COCHABAMBA
4	PLAZA 10 DE NOVIEMBRE, POTOSÍ

Describa paso a paso cada cálculo y elabore un cuadro sinóptico con el nombre de la locación; la georreferenciación; y la inclinación optima calculada.

c) Caso de estudio 3

Objetivo:

Calcular el porcentaje de aprovechamiento de un sistema fotovoltaico en función de la orientación e inclinación.

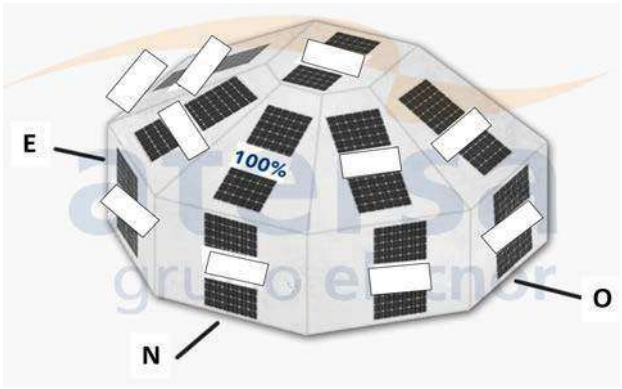
Enunciado:

Como experto en generación distribuida fotovoltaica debe argumentar los efectos de la orientación e inclinación para el aprovechamiento de la energía solar en sistemas fotovoltaicos en las siguientes locaciones:

LOCACIÓN ASIGNADA CASO DE ESTUDIO 3	
1	PLAZA MURILLO, LA PAZ
2	PLAZA 24 DE SEPTIEMBRE, SANTA CRUZ
3	PLAZA 14 DE SEPTIEMBRE, COCHABAMBA
4	PLAZA 10 DE NOVIEMBRE, POTOSÍ

Se requiere modelar con la aplicación de Global Atlas Solar (https://globalsolaratlas.info/map) la instalación de un generador de 1kW de potencia pico en las posiciones definidas en el esquema siguiente:

Considere como base de comparación (100%): orientación norte, ángulo de inclinación óptimo según ubicación [transcriba la latitud y longitud asignadas].



A fin de sintetizar el argumento, elabore un cuadro de resumen y los datos en porcentaje en el esquema para cada locación.

POTENCIAL ENERGÉTICO SOLAR ANUAL														
$(\alpha_{óptimo}; \beta_{óptimo})$	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)	(α; β)
	0°; 0°	45°; 0°	90°; 0°	270°; 0°	315°; 0°	45°; 17°	90°; 17°	270°; 17°	315°; 17°	0°; 90°	45°; 90°	90°; 90°	270°; 90°	315°; 90°
kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^2	kWh/m^3	kWh/m^4	kWh/m^5	kWh/m^6	kWh/m^7	kWh/m^8	kWh/m^9	kWh/m^{10}
100,00%														
Pérdida %														

d) Caso de estudio 4

Objetivo:

Calcular el potencial energético solar en Horas Solar Pico.

Enunciado:

Como experto en generación distribuida fotovoltaica debe determinar a partir de la simulación y modelación en PVGIS (https://pvgis.com/es) el potencial energético solar expresado en horas Solar Pico de las siguientes locaciones:

LOCACIÓN ASIGNADA CASO DE ESTUDIO 4	
1	PLAZA MURILLO, LA PAZ
2	PLAZA 24 DE SEPTIEMBRE, SANTA CRUZ
3	PLAZA 14 DE SEPTIEMBRE, COCHABAMBA
4	PLAZA 10 DE NOVIEMBRE, POTOSÍ

Elabore un cuadro sinóptico con el promedio de HSP mensual y HSP anual con los datos de Irradiación mensual en plano fijo. kWh/m².

Webgrafía

Video 1: Qué es la Energía Solar fotovoltaica
https://www.youtube.com/watch?v=yU8bSpgxSsI

Video 2: Qué es la latitud y la longitud
https://www.youtube.com/watch?v=SSUBBc7eLiU&pp=2AYL

Video 3: Irradiancia solar e irradiación ¿cuál es la diferencia?
https://www.youtube.com/watch?v=s0h7t51LpxI

Video 4: Qué es y cómo se calcula la Declinación Solar
https://www.youtube.com/watch?v=m-Fw9fjmV80

Video 5: Qué es la Constante Solar
https://www.youtube.com/watch?v=Yin871qm7Kk

Video 6: Qué es el Factor de Excentricidad
https://www.youtube.com/watch?v=Wxv2dPAgrGY

Video 7: Qué es el ángulo de Salida del Sol Parte I
https://www.youtube.com/watch?v=asD61FRkWKo&pp=2AYQ

Video 8: Qué es el ángulo de Salida del Sol Parte II
https://www.youtube.com/watch?v=owxFb_yqta8

Video 9: Irradiancia Solar Extraterrestre
https://www.youtube.com/watch?v=HagspNhdLjY&pp=2AYC

Video 10: Índice de Claridad
https://www.youtube.com/watch?v=wpfqAIegLDY

Video 11: La Fracción Difusa
https://www.youtube.com/watch?v=p4tA2cq3PHU

Video 12: Bases de Datos de Irradiancia
https://www.youtube.com/watch?v=mEBAeWY7URY&pp=2AbMAQ%3D%3D

Video 13: Radiación Solar Difusa
https://www.youtube.com/watch?v=VnixBpIfDGU&pp=2AYD

Video 14: Irradiancia Directa
https://www.youtube.com/watch?v=1yN6aYmwCe0&pp=2AYD

Video 15: Factor de Corrección de la Radiación Directa en Paneles FV
https://www.youtube.com/watch?v=BHDgR1Yx8p8

Video 16: Radiación Directa sobre un Panel Inclinado
https://www.youtube.com/watch?v=YgAoX_UmxnM

Video 17: Radiación Difusa sobre un Panel Inclinado
https://www.youtube.com/watch?v=H1gIVp5v6yE&pp=2AYT

Video 18: Radiación Albedo sobre un Panel Inclinado
https://www.youtube.com/watch?v=9bqkGBIzLWg&pp=2AYF

Video 19: Radiación Global sobre un Panel Inclinado
https://www.youtube.com/watch?v=nMt0avIPExk&pp=2AYE

Video 20: Ejemplo de cálculo Radiación Global sobre un Panel Inclinado
https://www.youtube.com/watch?v=XuSjoQ8eDJM

MÓDULO 3

COMPONENTES Y ARQUITECTURA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Presentación

La presente Guía Técnica “Componentes y arquitectura de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red”, alineada a los Decretos Supremos N° 4477 y N° 5167, sumerge a técnicos superiores en electricidad industrial, electromecánica, construcciones civiles y electrónica en el conocimiento esencial de los elementos que conforman los sistemas fotovoltaicos eficientes, facilitando su diseño, instalación y operación segura en redes de distribución. Se inicia con el módulo fotovoltaico como núcleo del sistema, explorando la estructura y funcionamiento de la celda fotovoltaica –unidad básica de conversión solar a eléctrica– y sus propiedades físicas de tamaño, forma y encapsulamiento que garantizan durabilidad en entornos andinos. La guía destaca la variedad de módulos disponibles, sus ventajas aplicadas a contextos residenciales, comerciales o rurales, y características eléctricas clave como la temperatura nominal de operación de la celda y coeficientes de temperatura, permitiendo seleccionar componentes óptimos que maximicen rendimiento bajo variaciones climáticas bolivianas, reduciendo riesgos de sobrecalentamiento o degradación prematura.

Posteriormente, aborda los arreglos fotovoltaicos, explicando conexiones en serie, paralelo o mixtas para escalar capacidad, junto con fenómenos como el punto caliente, que compromete eficiencia y vida útil. Incluye componentes auxiliares, como conductores fotovoltaicos y String Box, enfatizando su rol en la seguridad y optimización, lo que previene fallos comunes en proyectos de nano a macro-generación distribuida.

Finalmente, detalla el inversor fotovoltaico como puente crítico hacia la red, convirtiendo corriente continua en alterno inyectable, junto con protecciones y monitorización para integración estable. Su utilidad radica en estandarizar prácticas que aseguran cumplimiento normativo AETN, fomentando empleo técnico local y soberanía energética.

Cuadro 1: Mapeo de aplicaciones por ITS, carreras, asignaturas, semestres y año

Área de competencias verdes: energías renovables			
Temática priorizada: Generación distribuida fotovoltaica			
Elemento de competencia – EC3			
Caracterizar los componentes y arquitectura de los sistemas de generación distribuida fotovoltaica en función a la tecnología de generación y la compatibilidad de los componentes del sistema de balance			
Módulo 3			
Componentes y arquitectura de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida			
Instituto tecnológico	**Carrera**	**Código Asignatura semestral**	**Código Asignatura anual**
Santa Cruz	Electricidad Industrial	ENA 300	ENA 204
	Construcción Civil	FIS 100	FIS 106
INFOCAL	Electromecánica Industrial	CEL 101	No aplica
Potosí	Construcción Civil	FIS 100	FIS 106
Nuevo Amanecer	Electricidad Industrial	ENA 300	ENA 204
	Electrónica	ACC200	No aplica
Puerto de Mejillones	Electrónica	ACC200	No aplica
Ayacucho	Electromecánica	IED 400	No aplica
	Electrónica	ACC200	No aplica
	Construcción Civil	FIS 100	FIS 106

Fuente: C. Ormachea

Orientaciones metodológicas

Para la integración de contenidos verdes desde la perspectiva del desarrollo de competencias, la presente guía está estructurada en torno al estándar de competencia en términos de escenarios ocupacionales, desempeños eficientes y descriptores de los elementos de competencia que orientarán la planificación didáctica y la evaluación, que articulan las dimensiones del **aprender a ser**, el **aprender a conocer** y el **aprender a hacer**. Estos descriptores responden al mapa funcional de la calificación que explicita el perfil de formación terminal esperado para el desarrollo de las competencias verdes relacionadas con energías renovables.

La didáctica específica (en términos de desarrollo y evaluación de competencias) se orienta a través de criterios de desempeño y evidencias clasificadas por categorías y lineamientos generales para la evaluación, que darán pie a la articulación de elementos metodológicos como el trabajo con proyectos, la resolución de problemas, los casos de estudio y el trabajo en equipo desde la perspectiva de las situaciones didácticas (Brousseau, 2007). Se proporciona también una rúbrica de evaluación para la evaluación de casos de estudio, así como una propuesta de prueba de opción múltiple. Finalmente se presentan los **contenidos** de orden **sustantivo y sintáctico** que solventa su aplicación en casos de estudio y un soporte de referencia bibliográfica (referencia APA de libros físicos, webgrafía o videografía digital) correspondiente al tema de la guía.

Información del estándar de competencia

Cuadro 2: Estructura de categorías de calificación

Nivel de competencia	Campo ocupacional	Clase ocupacional	Rango de aplicación	
Nivel 1 ✗	Electricidad ✓	Generación eléctrica ✓	Potencia:	Sector:
Nivel 2 ✓	Electrónica ✓	Transmisión eléctrica ✗	Nano GD FV ✓	Residencial ✓
Nivel 3 ✗	Electromecánica ✓	Distribución eléctrica ✗	Micro GD FV ✗	Comercial ✓
	Electromecánica Industrial ✓	Comercialización eléctrica ✗	Mini GD FV ✗	Industrial ✓
	Construcción Civil ✓		Macro GD FV ✗	Transporte ✗
				Construcción ✓
				Agropecuario ✓
				Pesca ✗
				Minería ✓
				Servicios ✓
				Público ✓

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 3: Mapa funcional de la calificación

Unidad de competencia	Elemento de competencia
UC: Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida..	**EC-1**: interpretar los requerimientos normativos, técnicos y tecnológicos de instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones y requerimientos del proyecto y del operador local.
	EC-2: determinar la potencialidad energética solar de la zona de emplazamiento, para desarrollar proyectos de generación distribuida fotovoltaica de acuerdo con los requerimientos establecidos para la categoría y el sector de consumo.
	EC-3: caracterizar los componentes y arquitectura de los sistemas de generación distribuida fotovoltaica, en función a la tecnología de generación y la compatibilidad de los elementos del sistema de balance.
	EC-4: determinar los parámetros eléctricos nominales y corregidos por temperatura del generador distribuido fotovoltaico, su configuración, arquitectura y compatibilidad con el sistema de balance y la red del SIN, considerando su rendimiento con base en las características y disponibilidad de los componentes, para la tipología del sistema y los requerimientos de las operadoras locales.
	EC-5: instalar sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con especificaciones de montaje y conexionado del fabricante, requerimiento de la legislación y normativa nacional y conformidad del cliente.
	EC-6: mantener sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones del fabricante y el plan de mantenimiento.

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 4: Descriptor de elementos de competencias EC-3

	DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS DE COMPETENCIA	N.°	3/6
Código: UC.	**Título de la unidad de competencia:** Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida		
Elementos de Competencia que conforman la unidad de competencia:			
Referencia: 3 de 6	**Título del elemento:** **EC3.** Caracterizar los componente y arquitectura de los sistemas de generación distribuida fotovoltaica, en función a la tecnología de generación y la compatibilidad de los elementos del sistema de balance.		
Criterio de desempeño. La persona es competente cuando:			
CD-EC3	Los componentes y arquitectura de los sistemas de generación distribuida son caracterizados en función a la tecnología de generación y la compatibilidad de los elementos del sistema de balance.		
Evidencias de desempeño. La persona es competente cuando:			
1.	Caracteriza los componentes del sistema de generación distribuida fotovoltaico.		
2.	Caracteriza los componentes del sistema de balance.		
3.	Caracteriza la arquitectura y tipología de la tecnología fotovoltaica.		
Evidencias de producto. La persona es competente cuando presenta:			
1.	El reporte de cálculo de la degradación LID y PID del generador distribuido al término de su vida útil en hoja de cálculo Excel editable.		
2.	El reporte de cálculo de la producción del generador distribuido al término de su vida útil en hoja de cálculo Excel editable.		
Evidencias de conocimiento. La persona es competente cuando posee los siguientes conocimientos:			
1.	Tecnología del silicio		
2.	Efecto fotovoltaico		
3.	Tipologías de módulo fotovoltaico		
4.	Tipología de conexionado		

5.	Tipología de inversores a la red
6.	Estructuras de montaje FV
7.	Dispositivos de protección AC y CC
8.	Dispositivos de medición y registro
9.	Puesta a tierra
10.	Garantía de producción lineal del módulo FV
Evidencias de actitudes / hábitos / valores. La persona es competente cuando presenta:	
1.	**Degradación PID del módulo FV**
2.	**Orden:** en la manera en que presenta los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en formatos estandarizados
3.	**Cumplimiento:** en la manera en que entrega los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en los plazos y requerimientos establecidos
Lineamientos generales para la evaluación:	
1.	Para la evaluación de los criterios de desempeño el evaluador utilizará una guía de observación de desempeño.
2.	Para la evaluación de las evidencias de producto el/la evaluador/a utilizará una rúbrica de evaluación por producto.
3.	Los candidatos deberán someterse a una prueba objetiva y cuestionarios para la demostración del dominio sustantivo mencionados en las evidencias de conocimientos.
4.	Las evidencias de actitudes serán evaluadas durante la aplicación de la prueba objetiva y o cuestionario, así como en la exposición dialogada de sus argumentos y presentación de informes.

Fuente: C. Ormachea.

Cuadro 5: Rúbrica de evaluación caso de estudio

Criterios	Valoración: muy baja (0%)	Valoración: baja (50%)	Valoración: media (75%)	Valoración: óptima (100%)
Seguimiento de instrucciones Ponderación 33%	No sigue las instrucciones para ejecutar la resolución del caso de estudio.	Sigue pocas de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del caso de estudio.	Sigue la mayor parte de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del caso de estudio.	Sigue todas las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del caso de estudio.
Procedimiento metodológico Ponderación 34%	No sigue los pasos metodológicos adecuados para la resolución del caso de estudio.	Sigue pocos de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del caso de estudio.	Sigue la mayoría de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del caso de estudio.	Sigue todos los pasos metodológicos adecuados para la resolución del caso de estudio.
Claridad conceptual Ponderación 33%	No se evidencia claridad conceptual. El análisis del caso de estudio es incoherente y presenta ambigüedades.	Se evidencian ambigüedades e imprecisiones en algunos conceptos para el análisis en el caso de estudio.	Aunque el análisis es poco claro, se evidencian pocas ambigüedades e imprecisiones conceptuales para el análisis del caso de estudio.	Se evidencia claridad conceptual para el análisis del caso de estudio.

Fuente: C. Ormachea

Prueba de opción múltiple Módulo 3

1. ¿Qué es un módulo fotovoltaico?

- ☐ a) Un dispositivo que mide la cantidad de luz solar.
- ☐ b) Un dispositivo diseñado para convertir la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.
- ☐ c) Una herramienta para focalizar la luz solar.
- ☐ d) Un instrumento que absorbe la luz solar sin convertirla en otra forma de energía.

Respuesta correcta: b) Un dispositivo diseñado para convertir la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.

Fundamentación: un módulo fotovoltaico convierte la energía solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Está compuesto por celdas solares que transforman la radiación solar en corriente directa, usando principalmente materiales semiconductores, como el silicio.

2. ¿Para qué se utilizan los conectores MC-4 en los módulos fotovoltaicos?

- ☐ a) Para conectar celdas fotovoltaicas entre sí.
- ☐ b) Para conectar los módulos a la red eléctrica.
- ☐ c) Para proveer una fácil conexión y desconexión de los módulos en instalaciones fotovoltaicas.
- ☐ d) Para conectar el módulo directamente a dispositivos eléctricos.

Respuesta correcta: c) Para proveer una fácil conexión y desconexión de los módulos en instalaciones fotovoltaicas.

Fundamentación: los módulos fotovoltaicos están equipados con cables que terminan en conectores MC-4. Estos conectores están diseñados para permitir una fácil conexión, pero requieren una herramienta especial para la desconexión. Facilitan la conexión y desconexión de los módulos en instalaciones solares.

3. ¿Cómo se caracterizan los módulos fotovoltaicos de silicio policristalino con respecto a los monocristalinos en términos de eficiencia?

- ☐ a) Los policristalinos son generalmente más eficientes.
- ☐ b) Ambos tienen la misma eficiencia.
- ☐ c) Los monocristalinos suelen ser más eficientes.
- ☐ d) La eficiencia depende del tamaño del módulo, no del tipo.

Respuesta correcta: c) Los monocristalinos suelen ser más eficientes.

Fundamentación: los módulos fotovoltaicos monocristalinos destacan por su alta eficiencia en la conversión de energía solar en electricidad, generalmente del orden del

20% o más. En cambio, los módulos policristalinos suelen ofrecer niveles de eficiencia alrededor del 17%, lo que los hace menos eficientes en comparación.

4. ¿Qué particularidad tienen los módulos fotovoltaicos con celdas partidas respecto a la tensión generada?

- ☐ a) Generan la mitad de la tensión original.
- ☐ b) Duplican la tensión original.
- ☐ c) Mantienen la tensión original.
- ☐ d) No generan tensión.

Respuesta correcta: c) Mantienen la tensión original.

Fundamentación: los módulos con celdas partidas emplean celdas de silicio que se seccionan a la mitad. Al hacer esto, cada una de las nuevas celdas partidas conserva la tensión original de la celda completa. Por ejemplo, si una celda original genera 0,6 V, las celdas partidas también producirán 0,6 V cada una.

5. ¿Qué diseño caracteriza a los módulos fotovoltaicos “Shingled”?

- ☐ a) Celdas en forma de pirámide.
- ☐ b) Celdas que se solapan entre sí, de manera similar a las tejas de un tejado.
- ☐ c) Celdas separadas por amplios espacios.
- ☐ d) Celdas dispuestas en círculos concéntricos.

Respuesta correcta: b) Celdas que se solapan entre sí, de manera similar a las tejas de un tejado.

Fundamentación: los módulos fotovoltaicos “Shingled” se caracterizan por tener celdas fotovoltaicas que se solapan entre sí, al igual que las tejas (o “singles” en inglés) en un tejado. Este diseño maximiza la superficie activa del módulo, optimizando el uso del espacio y reduciendo las pérdidas eléctricas.

6. ¿Cuál es el material más comúnmente utilizado en los módulos fotovoltaicos de capa fina o película delgada?

- ☐ a) Telururo de cadmio (CdTe).
- ☐ b) Germanio.
- ☐ c) Silicio.
- ☐ d) Óxido de zinc.

Respuesta correcta: a) Telururo de cadmio (CdTe).

Fundamentación: En los módulos fotovoltaicos de capa fina o película delgada, el material más común y con un rendimiento cercano al 18% es el telururo de cadmio

(CdTe). Estos módulos se fabrican depositando una o más capas delgadas del material semiconductor sobre un sustrato.

7. ¿Qué irradiancia se proyecta sobre la superficie del módulo fotovoltaico bajo las Standard Test Conditions (STC)?

- ☐ a) 800 Wh/m²
- ☐ b) 1000 Wh/m²
- ☐ c) 1200 W/m²
- ☐ d) 1000 W/m²

Respuesta correcta: d) 1000 W/m²

Fundamentación: en el marco de las STC, para las pruebas, en el laboratorio se proyecta una irradiancia de 1000 W/m² sobre la superficie del módulo fotovoltaico.

8. ¿Cuál es el propósito principal de medir las especificaciones eléctricas de los módulos fotovoltaicos bajo las Standard Test Conditions (STC)?

- ☐ a) Determinar el rendimiento del módulo en condiciones reales.
- ☐ b) Probar la resistencia del módulo a condiciones extremas.
- ☐ c) Proporcionar un punto de referencia uniforme para comparar diferentes módulos.
- ☐ d) Evaluar la vida útil del módulo.

Respuesta correcta: c) Proporcionar un punto de referencia uniforme para comparar diferentes módulos.

Fundamentación: las mediciones bajo condiciones STC ofrecen un punto de referencia útil para comparar diferentes módulos fotovoltaicos, permitiendo que los fabricantes determinen y rotulen de manera uniforme las características eléctricas del módulo.

9. ¿Qué representa el parámetro Vmp (Voltage at Maximum Power) para un módulo fotovoltaico?

- ☐ a) El voltaje al cual un módulo genera su máxima potencia eléctrica bajo condiciones STC.
- ☐ b) El voltaje del módulo cuando no está conectado.
- ☐ c) El voltaje máximo que puede alcanzar el módulo.
- ☐ d) El voltaje mínimo necesario para operar el módulo.

Respuesta correcta: a) El voltaje al cual un módulo genera su máxima potencia eléctrica bajo condiciones STC.

Fundamentación: Vmp es el voltaje al cual un módulo fotovoltaico genera su máxima potencia eléctrica bajo las condiciones de prueba estándar (STC). Es un parámetro clave para evaluar y diseñar sistemas fotovoltaicos.

10. ¿Qué describe la NOCT en un módulo fotovoltaico?

- ☐ a) La temperatura máxima que el módulo puede alcanzar.
- ☐ b) Una condición que emula un ambiente tipo de operación del módulo fotovoltaico.
- ☐ c) La eficiencia máxima del módulo fotovoltaico.
- ☐ d) La temperatura operativa en condiciones ideales.

Respuesta correcta: b) Una condición que emula un ambiente tipo de operación del módulo fotovoltaico.

Fundamentación: La NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) es un parámetro técnico que describe la temperatura operativa de una celda fotovoltaica bajo condiciones específicas que emulan un ambiente operativo típico. Es fundamental para estimar el rendimiento del módulo en condiciones reales.

Fuente: C. Ormachea

1.

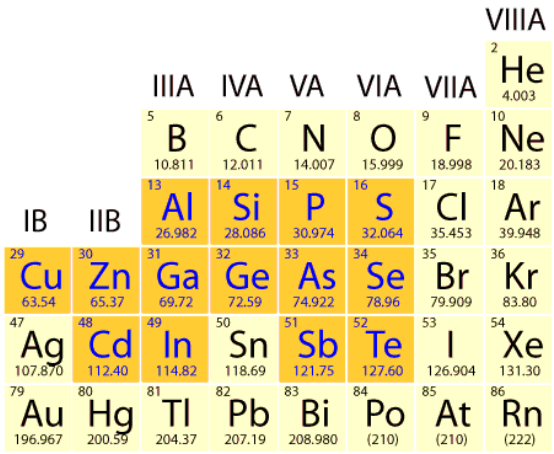
El módulo fotovoltaico

1.1 Tecnología del silicio

Los átomos en un semiconductor son materiales de cualquiera de los grupos IV de la tabla periódica, o de una combinación de grupo III y de grupo V (llamados semiconductores III-V), o de combinaciones de grupo II y del grupo VI (llamado semiconductores II -VI). Debido a que diferentes semiconductores se componen de elementos de diferentes gruposdelatablaperiódica,laspropiedades varían entre los semiconductores.

El silicio, que es un grupo IV, es el material semiconductor más comúnmente utilizado, ya que forma la base de chips de circuitos integrados (IC); es la tecnología más madura, y la mayoría de las células solares se base en silicio.

Gráfico 1: Materiales semiconductores

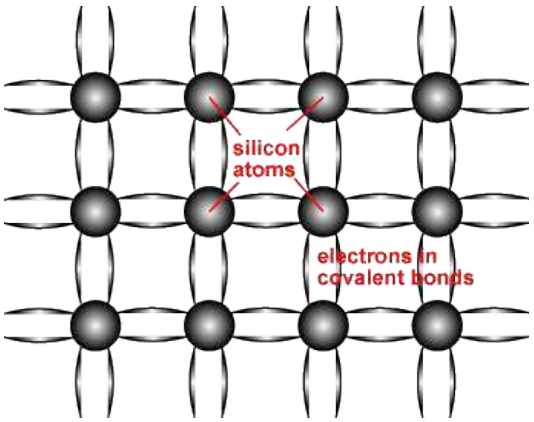


Fuente: pveducation.org

Semiconductores como el silicio (Si) se componen de átomos individuales unidos entre sí en una estructura regular y periódica, para formar un entramado por el cual cada átomo está rodeado por ocho electrones. Un átomo individual se compone de un núcleo formado por un núcleo de protones (partículas con carga positiva) y neutrones (partículas que no tienen carga), rodeado por electrones. El número de electrones y protones es igual, de tal manera que el átomo es eléctricamente neutro, en general. Los electrones que rodean a cada átomo en un semiconductor son parte de un enlace covalente.

Un enlace covalente se compone de dos átomos "compartiendo" un solo electrón. Cada átomo forma cuatro enlaces covalentes con los cuatro átomos circundantes. Por lo tanto, entre cada átomo y sus cuatro átomos circundantes, se comparten ocho electrones. En la siguiente figura se muestra la estructura de un semiconductor.

Gráfico 2: Esquema de los enlaces covalentes en una red cristalina de silicio



Fuente: https://www.pveducation.org

Cuando un electrón gana energía suficiente para participar en la conducción (es "libre"), se encuentra en un estado de alta energía. Cuando el electrón está enlazado, y, entonces, no pueden

participar en la conducción, el electrón se encuentra en un estado de baja energía. Por lo tanto, la presencia de la unión entre los dos átomos introduce dos estados de energía distintos para los electrones.

El electrón no puede alcanzar valores de energía intermedios a estos dos niveles; o está en una posición de baja energía en el enlace, o ha ganado suficiente energía para ser libre y una cierta energía mínima. Esta energía mínima se llama la "banda prohibida" de un semiconductor. El número y la energía de estos electrones libres que participan en la conducción es básica para el funcionamiento de dispositivos electrónicos.

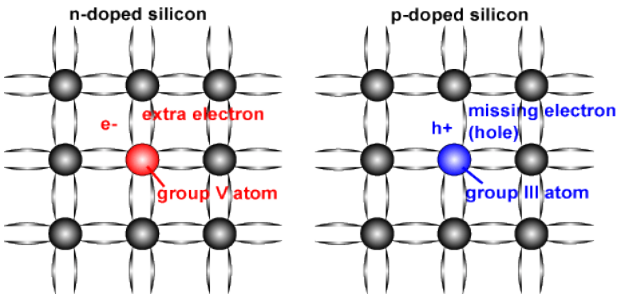
Es posible cambiar el equilibrio de electrones y huecos en una red cristalina de silicio por "dopaje" con otros átomos. Los átomos con un electrón más de valencia que el silicio se utilizan para producir material semiconductor "de tipo n". Estos materiales de tipo n son elementos del grupo V de la tabla periódica, y por lo tanto sus átomos tienen cinco electrones de valencia que pueden formar enlaces covalentes con los electrones de valencia 4 que tienen átomos de silicio.

Debido a que sólo cuatro electrones de valencia se necesitan de cada átomo (silicio y de tipo n) para formar los enlaces covalentes alrededor de los átomos de silicio, el electrón de valencia adicional presente (porque los materiales de tipo n tienen cinco electrones de valencia) es libre de participar en la conducción cuando los dos átomos se enlazan. Por ello, se añaden más electrones a la banda de conducción y por lo tanto aumenta el número de electrones presentes.

Los átomos con uno menos de los electrones de valencia resultan en material "tipo p". Estos materiales de tipo p son elementos del grupo III de la tabla periódica. Por lo tanto, el material de tipo p tiene sólo tres electrones de valencia con los que interactuar con átomos de silicio. El resultado neto es un agujero, ya que no hay suficientes electrones para formar los cuatro enlaces covalentes que rodean los átomos.

En el material de tipo p, el número de electrones atrapados en enlaces es mayor, aumentando así efectivamente el número de agujeros. En materiales dopados, siempre hay más de un tipo de portadores que el otro; el tipo de portadores con la concentración más alta se llama "portador mayoritario", mientras que el portador de menor concentración se llama un "portador minoritario".

Gráfico 3: Esquema de una red cristalina de silicio dopado de tipo n y de tipo p.



Fuente: https://www.pveducation.org

La siguiente tabla resume las propiedades de los tipos de semiconductores en silicio.

Tabla 1: Propiedades de los tipos de semiconductores en silicio

	Tipo N (negativo)	Tipo P (positivo)
Dopante	Grupo V (por ejemplo, fósforo)	Grupo III (por ejemplo, boro)
Enlaces	Exceso de electrones	Electrones ausentes (agujeros)
Portadores mayoritarios	Electrones	Agujeros
Portadores mnoritarios	Agujeros	Electrones

Fuente: https://www.pveducation.org

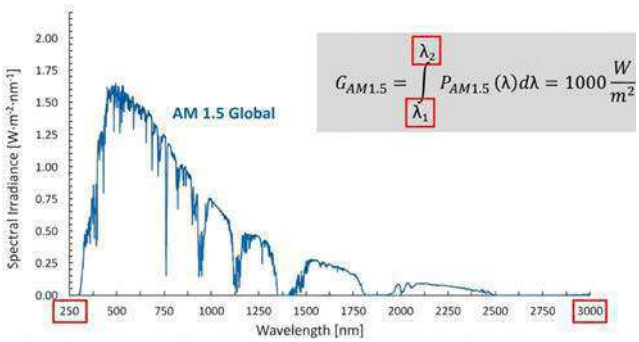
La absorción de la luz y la generación de un par de agujeros de electrones es fundamental para el funcionamiento de una célula solar. En esta sección, se verá el proceso mediante el cual la energía de un fotón se convierte inicialmente en energía eléctrica a través de la creación de un par de agujeros de electrones.

Los fotones incidentes sobre la superficie de un semiconductor se reflejarán en la superficie superior, o será absorbido en el material o, si no ocurren los dos procesos anteriores, se transmitirán a través del material. Para los dispositivos fotovoltaicos, la reflexión y la transmisión típicamente se consideran mecanismos de pérdida en forma de fotones que no se absorben y no generan energía. Si el fotón es absorbido, tiene la posibilidad de excitar un electrón de la banda de valencia a la banda de conducción. Un factor clave en la determinación de si un fotón es absorbido o transmitido es la energía del mismo. Por lo tanto, sólo si el fotón tiene la suficiente energía el electrón se excitará a la banda de conducción desde la banda de valencia. Los fotones que llegan a un material semiconductor se pueden dividir en tres grupos en función de su energía, en comparación con la banda prohibida del semiconductor:

- E_{ph} < EG fotones con energía, Eph menor que la energía banda prohibida EG interactúan sólo débilmente con el semiconductor, pasando a través de él como si fuera transparente.
- E_{ph} = EG tiene suficiente energía para crear un par electrón-hueco y son absorbidos eficientemente.
- E_{ph} > EG Los fotones con energía mucho mayor que la banda prohibida son fuertemente absorbidos. Sin embargo, para aplicaciones fotovoltaicas, la energía del fotón mayor que la banda prohibida se desperdicia cuando los electrones vuelven rápidamente a los bordes de la banda de conducción en un proceso térmico.

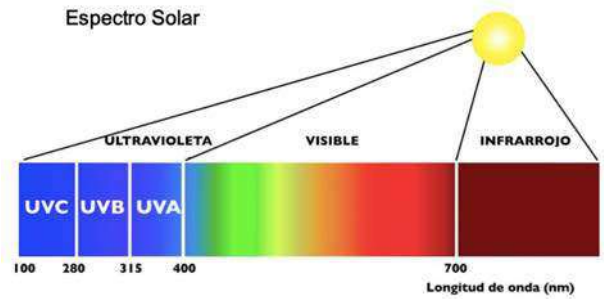
El rango de longitud de onda de radiación solar que produce energía fotovoltaica eficiente en una célula de silicio se sitúa principalmente entre 400 nm y 1100 nm. Esto abarca parte del espectro ultravioleta cercano, todo el espectro visible (aprox. 400-700 nm) y una parte significativa del infrarrojo cercano.

Gráfico 4: Densidad de potencia espectral a AM 1.5



Fuente: Delft University of Technology

Gráfico 5: Espectro solar



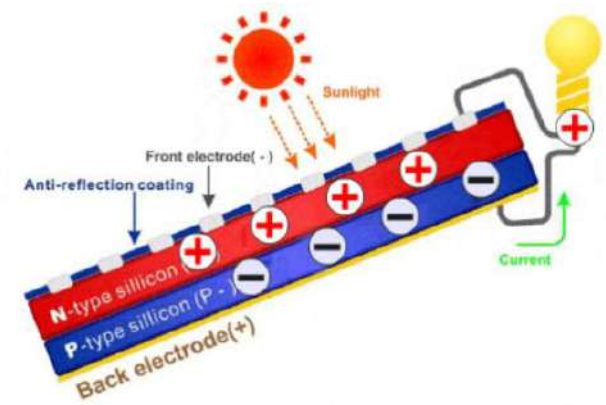
Fuente: https://www.mikitsolar.es

1.2 Efecto fotovoltaico

La colección de portadores no da lugar por sí misma a la generación de energía. Con el fin de generar energía, una tensión debe ser generada, así como una corriente. El voltaje se genera en una célula solar mediante un proceso conocido como el "efecto fotovoltaico". La colección de portadores de luz generada

por la unión p-n provoca un movimiento de electrones al lado de tipo n y huecos al lado de tipo p de la unión. En condiciones de cortocircuito, no hay acumulación de cargas, ya que los portadores salen del dispositivo como corriente.

Gráfico 6: Efecto fotovoltaico

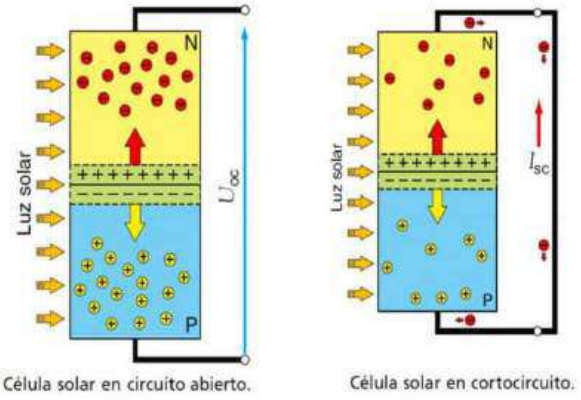


Fuente: https://www.areatecnologia.com

Sin embargo, si a los portadores se les impide salir de la célula solar, entonces la colección de los estos portadores provoca un aumento en el número de electrones en el lado de tipo n de la unión p-n, y un aumento similar de agujeros en el material de tipo p. Esta separación de la carga crea un campo eléctrico en la unión que está en oposición a la ya existente en la unión, lo que reduce el campo eléctrico neto. Dado que el campo eléctrico representa una barrera para el flujo de la corriente de difusión de polarización directa, la reducción del campo eléctrico aumenta la corriente de difusión. Un nuevo equilibrio se alcanza en el que existe un voltaje a través de la unión p-n.

La corriente de la célula solar es la diferencia entre I_L y la corriente de polarización directa. Bajo condiciones de circuito abierto, la polarización directa de la unión aumenta hasta un punto en el que la corriente inducida por luz se equilibra con la corriente de difusión de polarización directa; la corriente neta es cero. La tensión requerida para causar estas dos corrientes de equilibrio se llama el “voltaje de circuito abierto”.

Gráfico 7: Voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito



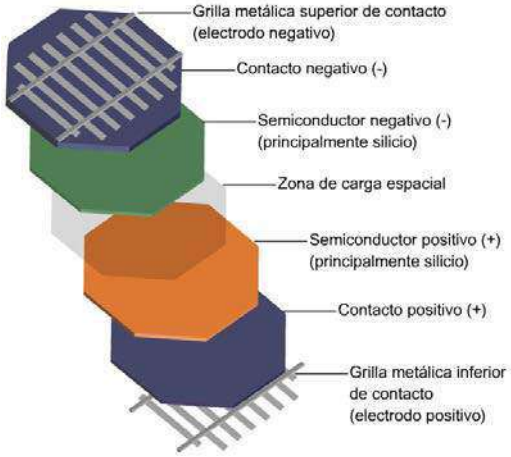
Fuente: https://tritec-center.cl

1.3 La célula solar

Una célula solar es un dispositivo electrónico que convierte directamente la luz solar en electricidad. La luz que brilla en la célula solar produce una corriente y un voltaje para generar energía eléctrica. Este proceso requiere, en primer lugar, un material en el que la absorción de la luz excite un electrón a un estado de energía más alto y, en segundo lugar, el movimiento de este electrón de alta energía desde la célula solar a un circuito externo. El electrón entonces disipa su energía en el circuito externo y vuelve a la célula solar.

Una variedad de materiales y procesos potencialmente puede satisfacer los requisitos para la conversión de energía fotovoltaica, pero en la práctica casi toda la conversión de energía fotovoltaica utiliza materiales semiconductores en la forma de unión p-n.

Gráfico 8: Estructura de la célula fotovoltaica



Fuente: https://www.ecosolaresp.com

La cantidad de energía eléctrica que entrega una célula fotovoltaica está determinada por:

- La longitud de onda de la luz del sol
- El área de la célula fotovoltaica
- El tipo de material
- La intensidad de la radiación solar

Una célula solar genera electricidad de corriente continua a través del efecto fotovoltaico, en tres pasos.

1. Absorción de la luz**:** cuando los fotones inciden sobre el material semiconductor de una célula fotovoltaica, ésta absorbe algunos de estos fotones. La energía de la luz absorbida se transfiere a los electrones del semiconductor.

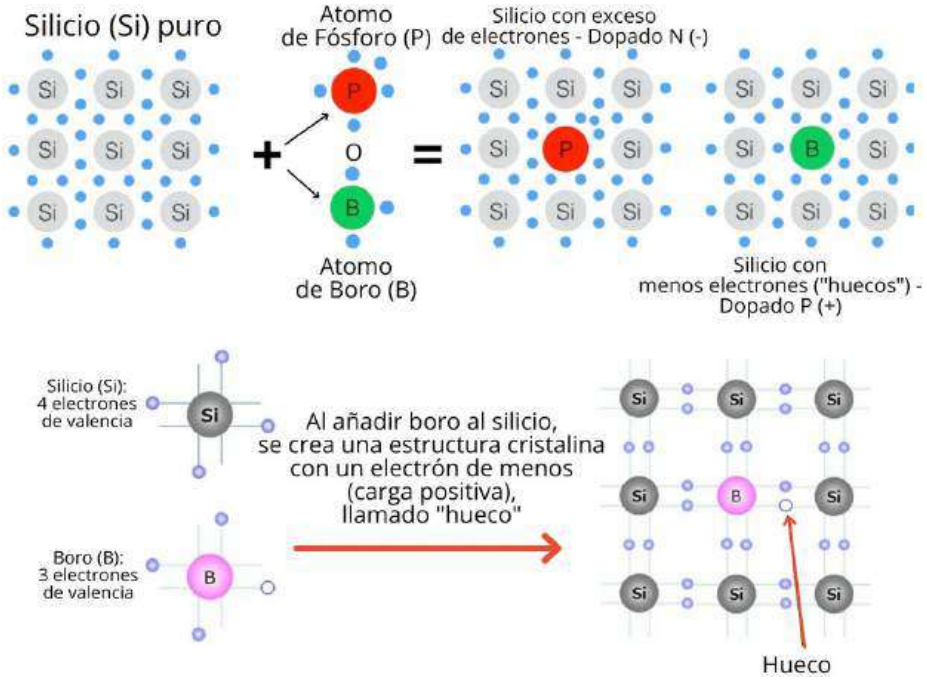
2. Liberación de electrones: la energía del fotón golpea los electrones de los átomos del semiconductor, liberándolos. Por cada electrón liberado, queda un "hueco" (una ausencia de electrones con carga positiva). Así, la luz crea pares de electrones libres y huecos en el material semiconductor de la célula.

3. Creación de corriente: la estructura interna de la célula solar, que consta de una unión P-N que crea un campo eléctrico, obliga a los electrones libres a moverse en la dirección desde el menor potencial eléctrico a mayor potencial. Este campo impulsa los electrones libres desde la capa P a la N, separándolos de los huecos y llevándolos a los contactos metálicos de la célula. Los contactos metálicos de la célula recogen los electrones en movimiento y, cuando se conecta un circuito externo, los electrones fluyen como electricidad de corriente continua (CC).
   En esencia, la célula solar se comporta como una fuente de tensión cuando se ilumina, pues la luz crea una diferencia de potencial y una corriente eléctrica útil gracias a la separación de cargas provocada por la unión p-n.

Tipos de dopaje utilizados en la tecnología fotovoltaica

Los tipos de dopaje utilizados en la tecnología fotovoltaica son el dopaje de tipo P (carga positiva) y el dopaje de tipo N (carga negativa). En la tecnología fotovoltaica, el dopaje consiste en la adición de átomos de elementos (impurezas), como el boro (B), con tres electrones de valencia, o el fósforo (P), con cinco electrones de valencia, en materiales semiconductores (cuatro electrones de valencia), como el silicio (Si), para alterar su estructura molecular y sus propiedades eléctricas.

Gráfico 9: Dopaje del silicio



Fuente: https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tecnologia/

Cuando un semiconductor dopado con exceso de electrones (tipo N) se une con un semiconductor dopado con huecos (menos electrones) (tipo P), se crea un diodo. Estas capas dopadas trabajan juntas en una célula solar para generar una corriente eléctrica cuando se exponen a la luz solar.

Tipo P

El dopaje de tipo P (P-Type) consiste en añadir elementos como el boro, que tienen menos electrones que el silicio. Esto crea "huecos" (portadores de carga positiva), lo que hace que el material resultante de la célula tenga carga positiva.

Tipo N

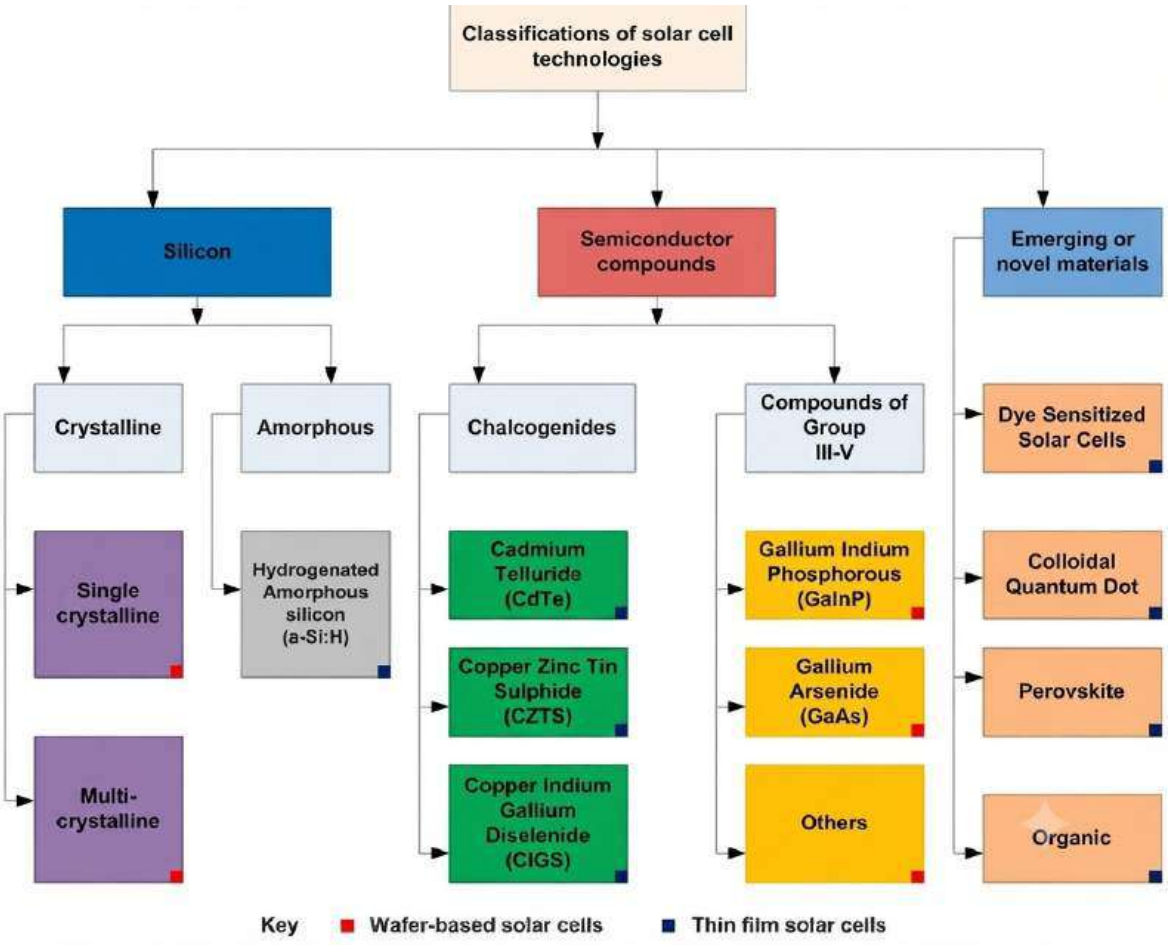
El dopaje de tipo N (N-Type) consiste en añadir elementos como el fósforo, que tienen más electrones que el silicio. Esto proporciona electrones adicionales (portadores de carga negativa), haciendo que el material de la célula se cargue negativamente.

Células solares según el material

Las células solares se pueden clasificar según el material y la tecnología utilizados para fabricarlas, lo que influye en su eficiencia, coste y aspecto. Los principales tipos de células fotovoltaicas son las células de silicio cristalino, que son las más comunes, y las células de capa fina, además de algunas nuevas tecnologías emergentes de alta eficiencia. En las últimas décadas, la evolución de las células solares se desarrolló muy rápidamente, gracias a una multiplicación de diferentes tecnologías impulsadas por la síntesis y optimización de nuevos materiales y un continuo aumento de la eficiencia, hecho posible por el diseño adecuado de la estructura y las estrategias de gestión de la luz.

Las aplicaciones espaciales de las células solares siguen siendo de gran interés incluso hoy en día, a bordo de satélites tanto para misiones de planetas interiores como para viajes a planetas exteriores o hacia el espacio profundo; para misiones que duran años, solo los SC o los sistemas de energía nuclear junto con baterías recargables pueden garantizar una energía eléctrica ininterrumpida y estable. Algunos excelentes documentos de revisión proporcionan una visión general del desarrollo y las perspectivas de la energía solar fotovoltaica en el espacio. La tabla 2 resume los principales tipos de células solares desarrolladas hasta ahora, clasificadas de acuerdo con el material activo (es decir, el material primario absorbente de luz). La estructura de la mayoría de las células solares de película delgada se basa en un sustrato aislante, siendo los polímeros y el vidrio los más comunes.

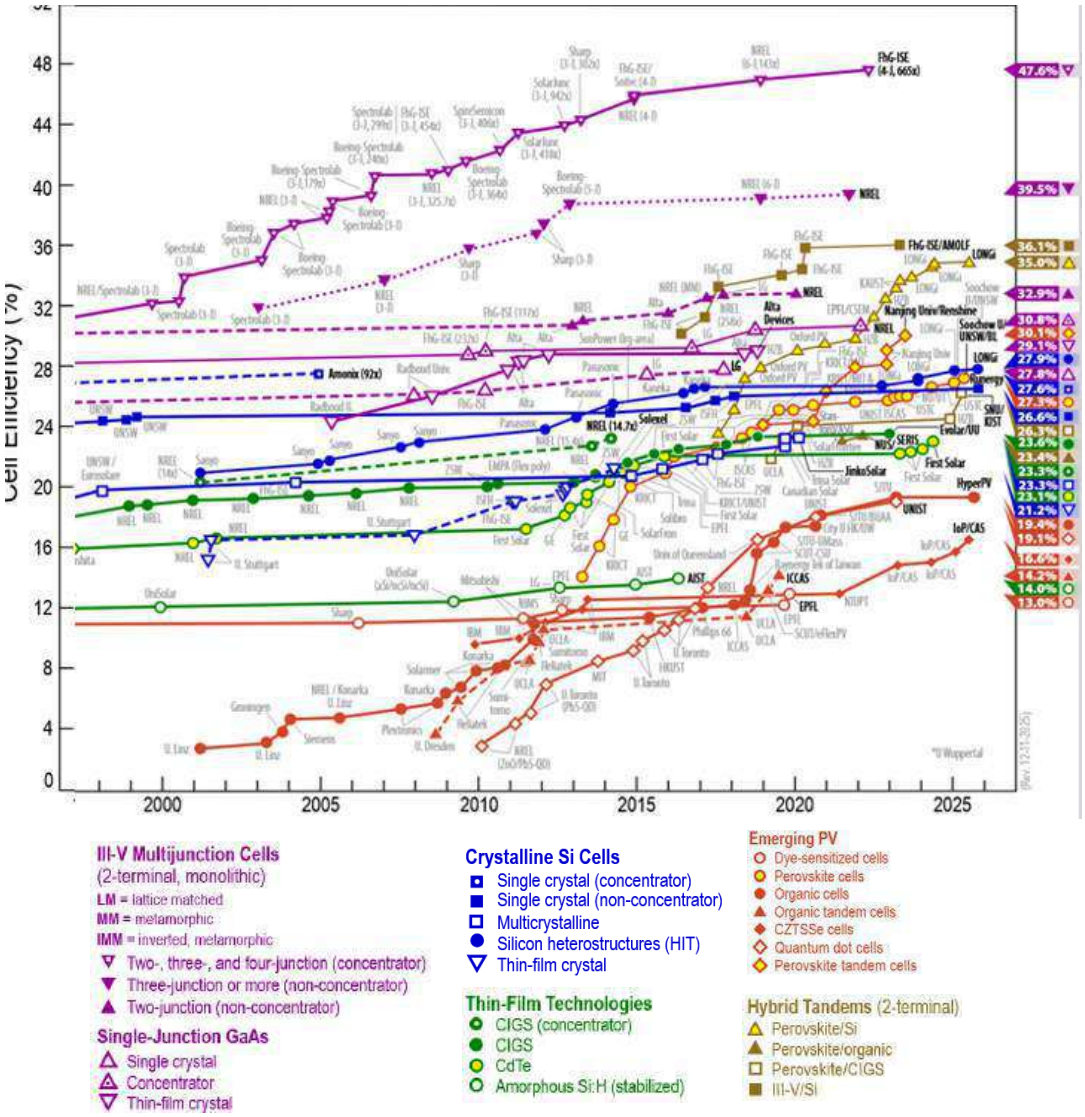
Tabla 2: Clasificación de las tecnologías de células solares existentes



Fuente: https://www.mdpi.com/1996-1944/18/9/2010

El National Laboratory of the Rokies (NLR) proporciona la trazabilidad de las mayores eficiencias de conversión confirmadas para la investigación de células para una gama de tecnologías fotovoltaicas, trazadas desde 1976 hasta la actualidad.

Gráfico 10: Datos de eficiencia de células de investigación



Fuente: https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency

Los dispositivos incluidos en este gráfico del estado actual de la técnica tienen eficiencias que se confirman mediante laboratorios de prueba independientes y reconocidos, como NLR, AIST, JRC-ESTI y Fraunhofer-ISE, y se informa de forma estandarizada.

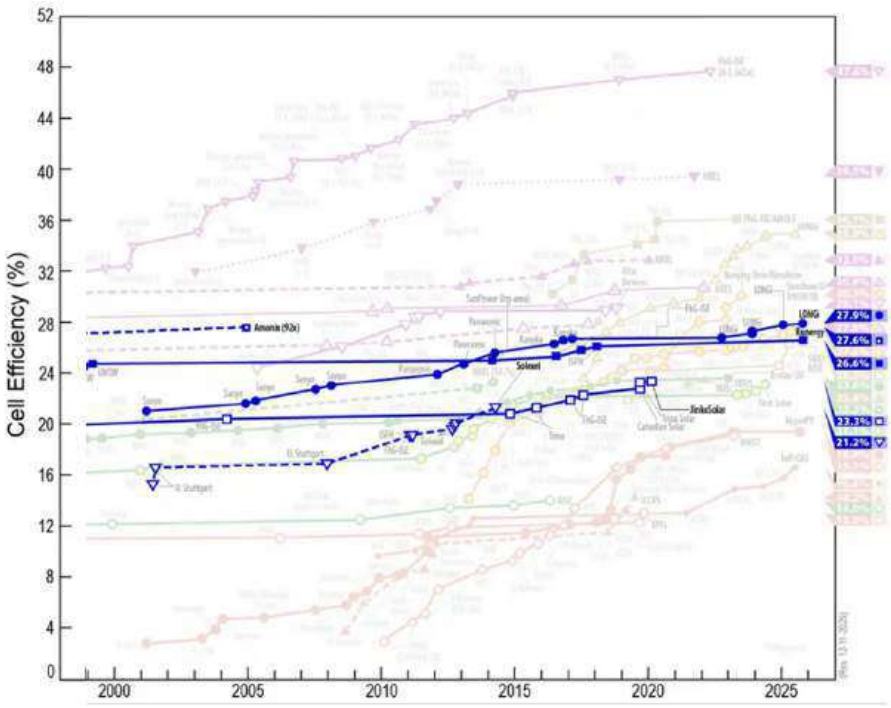
Las entradas deben ser con respecto a las condiciones de prueba estándar o de informes definidas por el espectro de referencia global para dispositivos de placa plana y el espectro de referencia directa para dispositivos concentradores, como los enumerados en las normas IEC 60904-3 edición 2 o ASTM G173. La temperatura de referencia es de 25° C, y el área es el área total de la celda o el área definida por una abertura.

Los resultados de eficiencia celular se proporcionan dentro de las familias de semiconductores:

- Celdas de multiunión
- Células de arseniuro de galio de unión única
- Células de silicio cristalino
- Tecnologías de película delgada
- Energía fotovoltaica emergente.

Unas 28 subcategorías diferentes se indican mediante símbolos de colores distintivos. El récord mundial más reciente para cada tecnología se destaca a lo largo del borde derecho, en una bandera que contiene la eficiencia y el símbolo de la tecnología. El grupo que fabricó el dispositivo para cada registro más reciente está en negrita en la trama.

Gráfico 11: Datos de eficiencia de la célula de investigación de silicio.



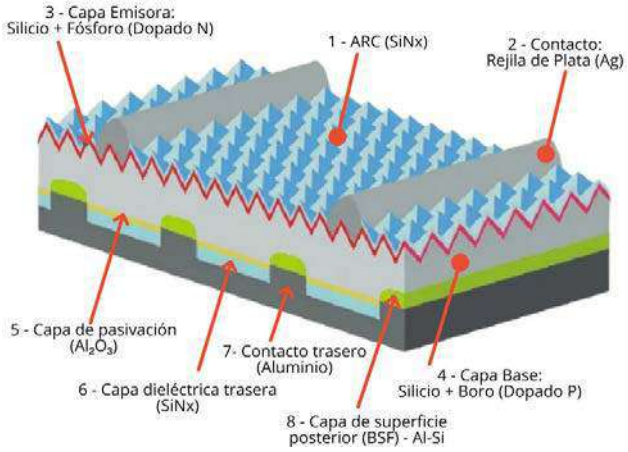
Fuente: https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency

Células solares según su tecnología

En los últimos años han surgido varias innovaciones y diseños de células de alta eficiencia que han ido mejorando el rendimiento de los paneles solares. Esto desde inicios de 2010, cuando se comenzó a comercializar la tecnología PERC, hasta la actualidad, con innovaciones aún por explotar, como la Perovskita. A continuación, se resumen las tecnologías actuales y las emergentes de células fotovoltaicas de alta eficiencia.

- PERC: Las células PERC son tipo P e incluyen una capa dieléctrica trasera que refleja la luz no absorbida y reduce la recombinación de electrones, aumentando la eficiencia en un 1-2% (llegando a 20-21%) sobre las monocristalinas convencionales. La tecnología PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) es una tecnología que aumenta la eficiencia de los paneles solares monocristalinos convencionales, porque mejora la absorción de la luz y reduce las pérdidas por recombinación de electrones. En una célula solar estándar, parte de la luz pasa (traspasa) sin ser absorbida. La tecnología PERC añade una capa adicional en la parte posterior de la célula que refleja la luz no absorbida de vuelta a la célula, dándole una segunda oportunidad de ser absorbida y convertirla en electricidad.

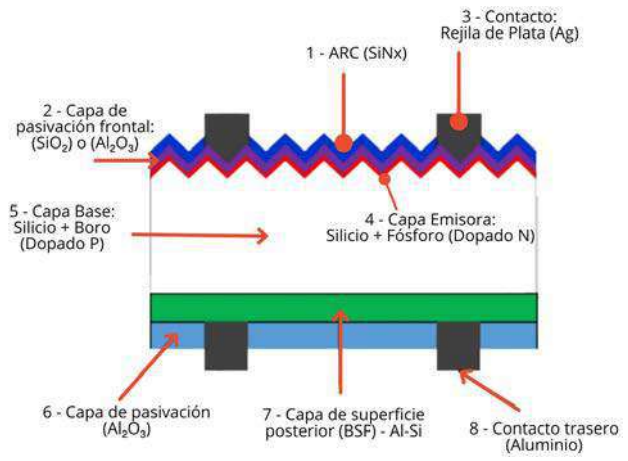
Gráfico 12: Célula PERC



Fuente: https://www.sfe-solar.com

- La tecnología PERT (Passivated Emitter Rear Totally diffused) se basa en el diseño PERC al mejorar tanto la cara frontal como la posterior de la célula solar. Mientras que el PERC se centra principalmente en la pasivación de la superficie posterior para reducir las pérdidas por recombinación, el PERT amplía este concepto optimizando ambas superficies, lo que da lugar a tasas de recombinación aún más bajas y a una mejor captación de portadores de carga. Esto se traduce en una mayor eficiencia, especialmente en condiciones de alta temperatura en las que las células tradicionales pueden sufrir caídas de eficiencia.

Gráfico 13: Célula PERT



Fuente: https://www.sfe-solar.com

Las células solares PERT son totalmente difusas, lo que significa que tanto la cara frontal como la posterior han sido tratadas para optimizar la difusión de dopantes como el boro o el fósforo. Esto encarece su producción frente a las células PERC y limita su adopción en el mercado. Sin embargo, ofrecen una mejor absorción de luz y mayor rendimiento, utilizándose en aplicaciones de alta eficiencia. Son precursoras de tecnologías avanzadas como TOPCon y SHJ.

El proceso de generación de electricidad en una célula PERT es el siguiente:

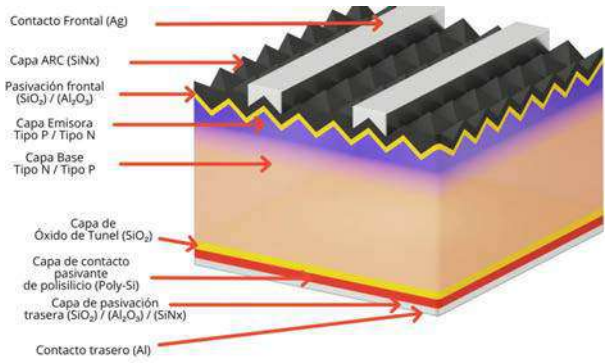
- La luz solar incide en la capa antirreflectante (ARC), que minimiza el reflejo y maximiza la absorción de fotones.
- La capa emisora n absorbe los fotones, generando pares electrón-hueco y creando un flujo de electricidad impulsado por un campo eléctrico.
- Los electrones atraviesan la capa de silicio tipo p, optimizada para reducir pérdidas por recombinación y mejorar el flujo de carga.
- La capa de pasivación trasera refleja los fotones no absorbidos y reduce la recombinación, manteniendo más electrones disponibles para la generación de corriente.
- Los electrones son recogidos en la superficie posterior totalmente difusa, diseñada para optimizar la pasivación y la recogida de carga, reduciendo pérdidas por recombinación y mejorando la eficiencia.

- TOPCon: la tecnología TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) es una tecnología fotovoltaica avanzada de células solares tipo N que mejora la eficiencia de los paneles solares mediante la pasivación y el contacto

posterior. La innovación clave de esta tecnología sobre la PERC (la más similar) radica en la introducción de una fina capa de óxido de silicio (SiOx), que actúa de túnel, combinada con una capa de silicio policristalino altamente dopado. Esta combinación crea un contacto pasivado selectivo que reduce las pérdidas por recombinación y mejora la eficiencia de la célula.

Los paneles solares TOPCon pueden alcanzar eficiencias superiores al 23% a un precio muy similar al de los paneles PERC, lo que los hace muy competitivos en el mercado de paneles solares de alta eficiencia, como los modelos Nova de FuturaSun o los Performance 7 de Sunpower, como fabricantes más relevantes de este tipo de tecnología.

Gráfico 14: Célula TOPCon



Fuente: https://www.sfe-solar.com

A continuación, se describe el funcionamiento de una célula TOPCon:

- La luz solar incide en la célula solar, y la capa antirreflectante reduce la reflexión, permitiendo que más fotones penetren profundamente.

- Internamente, la capa de pasivación frontal reduce la recombinación de electrones y huecos, asegurando que más portadores de carga lleguen a las siguientes etapas sin perderse.

- Los fotones excitan electrones en la capa emisora de silicio dopado, creando pares electrón-hueco. Un campo eléctrico interno separa estos portadores de carga, empujando los electrones hacia la parte posterior de la célula.

- La capa de óxido túnel permite que los electrones pasen hacia la siguiente etapa, mientras se protege contra la recombinación.

- Los electrones son guiados a través de la capa de silicio policristalino dopado hacia los contactos metálicos, asegurando un flujo eficiente.

- La capa de pasivación trasera reduce aún más la recombinación, manteniendo la energía de los electrones mientras avanzan hacia la salida.

- Los electrones alcanzan el contacto metálico trasero y son transferidos al circuito externo, generando la corriente eléctrica.

Células de silicio

Las células de silicio cristalino (c-Si) son las dominantes en la industria solar y representan alrededor del 95% de todas las células solares vendidas. Estas células están fabricadas con obleas de silicio e históricamente tienen dos variantes.

Células de silicio monocristalino: son de alta eficiencia, con aspecto premium, y coste más elevado. Se fabrican a partir de un solo cristal continuo de silicio, lo que facilita el flujo de electrones y esto

implica una mayor eficiencia (alrededor del 23-24% o más, a nivel comercial). Suelen tener un color negro uniforme y esquinas recortadas por la forma de corte del lingote. Su alto rendimiento y estética elegante las hacen ser las más utilizadas en la actualidad.

Células de silicio policristalino: menor coste, eficiencia algo inferior, estética azul moteada. Son fabricadas a partir de múltiples cristales de silicio solidificados, lo que las hace más baratas de producir, aunque esto implica una ligera pérdida de eficiencia por los límites entre cristales. Se reconocen por su color azul eléctrico y su textura como granulada. Eran muy utilizadas por su bajo coste y rendimiento aceptable, y fueron durante años las más comunes en la industria solar, aunque actualmente han sido desplazadas por las monocristalinas.

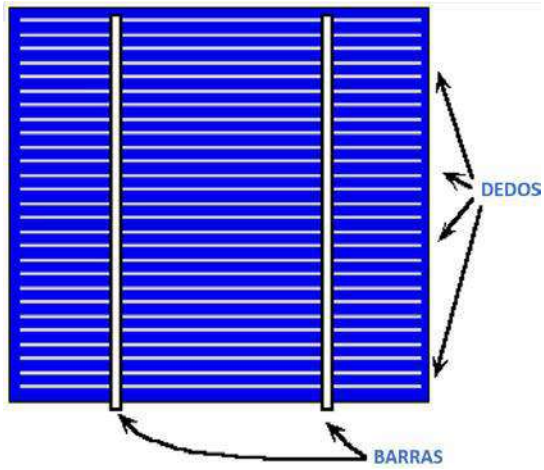
Gráfico 15: Células de silicio

Fuente: https://www.sfe-solar.com

Estructura eléctrica de la célula solar de silicio

Las células solares de silicio están metalizadas con delgadas tiras de forma rectangular impresas en los lados frontal y posterior de una célula solar fotovoltaica. Estos contactos metálicos se denominan *barras colectoras* y tienen un propósito importante: conducen la corriente continua generada por la célula solar fotovoltaica. Con frecuencia, las barras colectoras de celdas solares se construyen de cobre, recubiertas de plata. El recubrimiento plateado es necesario para mejorar la conductividad de la corriente (parte frontal) así como para reducir la oxidación (parte posterior).

Gráfico 16: Tecnología de barra de bus múltiple en célula solar



Fuente: https://es.everexceed.com

Los *dedos* recogen la corriente generada y la entregan a las barras colectoras. Los alambres de lengüeta se sueldan a las barras colectoras para conectar una cadena de celdas y así recolectar la corriente eléctrica de una cadena de celdas. Los grupos de cadenas de celdas cableadas con lengüetas se conectan en paralelo mediante cables de bus que luego suministran la energía acumulada de todas las celdas a la caja de conexiones.

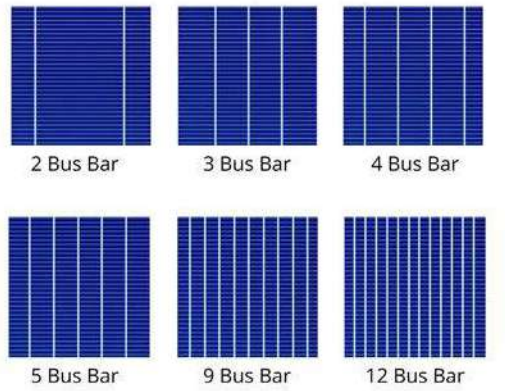
Básicamente, la superficie de una celda solar convencional se caracteriza por una cuadrícula de estos dedos finos que recolectan y entregan corriente, y las barras colectoras conductoras de corriente. Estos contactos, las barras colectoras y los dedos; se imprimen en la superficie mediante una tecnología

llamada serigrafía, un proceso que presentamos en un artículo anterior sobre la producción de células solares.

Celdas de barras múltiples

Aunque la mayor cantidad de barras colectoras aumenta el sombreado de la celda solar, el rendimiento general de las celdas de múltiples barras colectoras es mucho mejor que el de las celdas convencionales 2BB o 3BB, debido a la reducción de la longitud efectiva de los dedos entre las barras colectoras, lo que reduce las pérdidas de resistencia de los dedos, así como los menores impactos de las microgrietas. Como las microgrietas ocurren típicamente entre las barras colectoras, el impacto de tales grietas se reduce hacia cortes de células afectadas más pequeñas entre dos barras colectoras. Por lo tanto, en comparación con las celdas 2BB y 3BB convencionales, la confiabilidad a largo plazo de una celda de barras múltiples es mayor, incluso en el caso de microgrietas.

Gráfico 17: Celdas de barras múltiples



Fuente: https://www.energosolar.cz/

Celdas solares sin barra colectora

Contrariamente al concepto de barras múltiples, otros fabricantes como Solaria están yendo por todo el camino sin barras. La compañía utiliza segmentos de células solares fotovoltaicas superpuestas que están directamente conectadas eléctricamente entre sí.

- Reduce el espacio inactivo entre las células solares.
- Diseño de tamaño de módulo más flexible: el diseño de módulo estándar está restringido por el tamaño de celda y los requisitos de espacio
- Reducción significativa de la pérdida de potencia causada por el sombreado.
- Menos microgrietas, a menudo debido a la soldadura celular.
- Ahorro de costos de material de barras.

Gráfico 18: Celda solar sin barra colectora

Fuente: https://www.dsisolar.com

1.4 Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos son dispositivos que convierten la luz del sol en electricidad. Se basan en el efecto fotovoltaico, utilizando materiales semiconductores para generar energía limpia y sostenible. Son la unidad fundamental en sistemas solares, con una vida útil de 25-30 años, ideales para generar energía renovable en techos o suelo. Los módulos se agrupan en series o paralelos a las células o celdas

fotovoltaicas para alcanzar la tensión (voltaje) y corriente deseada, soportadas por estructuras especiales.

Estructura del módulo fotovoltaico

La estructura de un módulo fotovoltaico está diseñada en capas (tipo sándwich) para proteger las células solares y maximizar la captación de energía durante 25-30 años. Se compone fundamentalmente de un marco de aluminio, vidrio templado, material encapsulante, células de silicio, lámina posterior y caja de conexiones.

La estructura detallada, de arriba abajo, incluye:

- Marco de aluminio: proporciona rigidez estructural, protección contra impactos y facilita la fijación; generalmente de aluminio anodizado, para evitar la corrosión.
- Vidrio templado superior: cristal de alta transparencia y resistencia mecánica que protege las células de la lluvia, granizo y suciedad, permitiendo el paso de la luz.
- Encapsulante (EVA): capa de etileno-vinil-acetato (EVA) que sella las células solares al vacío, protegiéndolas contra la humedad y altas temperaturas, además de actuar como aislante eléctrico.
- Células solares: componentes activos de silicio (monocristalino o policristalino) que convierten la radiación solar en electricidad.
- Lámina posterior (Backsheet): capa trasera aislante (comúnmente blanca) que protege los componentes internos contra la humedad y la intemperie.
- Caja de conexiones: situada en la parte posterior, alberga los diodos de derivación y los terminales para los cables de salida de corriente continua.

Gráfico 19: Estructura de los componentes que forman un módulo fotovoltaico

Fuente: https://www.researchgate.net

Características mecánicas

Las características mecánicas de un módulo fotovoltaico garantizan su integridad estructural y durabilidad, incluyendo componentes como el marco de aluminio anodizado, vidrio templado (resistente a impactos), encapsulante EVA, y lámina posterior. Son diseñados para soportar cargas de viento y nieve.

Gráfico 20: Características mecánicas del módulo fotovoltaico

Tipo de celdas	Policristalino (156.75x156.75 mm)
Número de celdas	72
Dimensiones	1956x992x40mm
Peso	22.8 kg
Vidrio	3.2 mm vidrio templado, alta transmisión (> 94%), revesti-miento antirreflectante
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clasificación IP68 (3 diodos de paso)
Cable	4.0 mm^2, 900mm (+) 900mm (-) ; La longitud se puede personalizar
Conector	Compatible con MC4 o MC4
Máxima carga frontal (ej.nieve)	5400 Pa
Máxima carga posterior (ej. viento)	2400 Pa

Fuente: Jinko Solar

Caja de conexiones (Juntion Box)

La caja de conexiones contiene componentes eléctricos adicionales, como diodos de bypass, que ayudan a proteger el módulo y mejorar su rendimiento bajo ciertas condiciones, como sombreado parcial. Estas cajas tienen una clasificación de *protección IP68*. Los diodos de bypass no permiten que la corriente eléctrica circule alrededor de las células defectuosas o sombreadas, minimizando así la formación de puntos calientes.

Gráfico 21: Caja de conexiones

Fuente: Google Imágens

Una caja de conexiones fotovoltaica es un compartimiento donde se conectan eléctricamente las cadenas de celdas fotovoltaicas. Constituye la interfaz de salida del módulo fotovoltaico, y usualmente presenta los terminales positivo y negativo con conectores MC4.

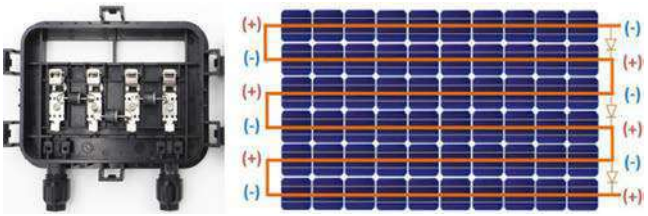
Diodos de derivación (Bypass Diode)

Un diodo de derivación en sistemas fotovoltaicos, también conocido como diodo de bypass, es un componente crucial para mejorar la fiabilidad y eficiencia de los módulos fotovoltaicos. La mayoría de los fabricantes los incluyen en los módulos.

Función: los diodos de derivación se colocan en paralelo con una o más celdas solares dentro de un panel. Su función principal es proteger las celdas solares de un fenómeno conocido como “punto caliente”. Los puntos calientes pueden ocurrir cuando una parte del panel solar está sombreada o dañada, lo que hace que genere menos electricidad, mientras que el resto del panel fotovoltaico sigue funcionando normalmente.

Prevención: al estar en paralelo con las celdas, los diodos de derivación permiten que la corriente fluya a través de ellos, en lugar de a través de la celda sombreada o dañada. Esto previene que la celda afectada se sobrecaliente y sufra daños adicionales o incluso cause un incendio.

Gráfico 22: Diodos de derivación



Fuente: Ilumin

Polarización del diodo de derivación o Bypass

Cuando uno de los diodos de derivación en un panel solar conduce electricidad, generalmente debido a una celda sombreada o dañada, la tensión a través de la sección afectada disminuye, permitiendo que la corriente fluya a través del diodo en lugar de la celda afectada. Esto mantiene la corriente total del panel casi constante, pero la tensión global del panel puede disminuir ligeramente debido a la menor contribución de la sección con el diodo activo. En resumen, la activación de un diodo de derivación da como resultado en una disminución

de la tensión en la parte afectada del panel solar, manteniendo estable la corriente.

La polarización inversa en un diodo ocurre cuando el terminal negativo de la fuente de alimentación se conecta al ánodo del diodo y el terminal positivo al cátodo. En condiciones normales, esto impediría que el diodo conduzca electricidad, ya que los diodos están diseñados para permitir el flujo de corriente en una sola dirección (de ánodo a cátodo). Sin embargo, en el contexto de un diodo de derivación en un panel solar, la situación es un poco diferente. Cuando una parte del panel solar se sombrea o se daña y no puede generar la misma cantidad de corriente que las secciones no afectadas, esta diferencia de rendimiento crea una situación de polarización inversa en el diodo de derivación asociado con la parte sombreada o dañada.

En polarización inversa, un diodo de derivación normalmente no conduciría corriente. Sin embargo, si la diferencia de voltaje (causada por la celda sombreada o dañada) supera el voltaje de ruptura del diodo, el diodo comienza a conducir corriente en dirección inversa. Esto permite que la corriente fluya a través del diodo en lugar de a través de la celda afectada, protegiéndola de un mayor daño o sobrecalentamiento. Este flujo de corriente en la dirección inversa es crucial para proteger la celda y mantener la operación del panel solar. Por lo tanto, el proceso de polarización inversa en un diodo de derivación, cuando conduce electricidad, es una respuesta protectora para manejar situaciones anormales en el panel solar, como sombras o daños en las celdas. En conclusión, los diodos de derivación son esenciales para el funcionamiento seguro y eficiente de los sistemas fotovoltaicos, protegiendo las celdas solares de daños y asegurando una producción de energía más constante y fiable.

Conector fotovoltaico

El conector MC4 es un elemento que se usa para conectar de manera segura paneles o módulos fotovoltaicos entre sí, así como a baterías y cajas de conexión, asegurando el funcionamiento correcto de una instalación fotovoltaica. Pueden ser usados para construir cadenas en serie o paralelo, dependiendo de las necesidades de la instalación. Estos conectores tienen una clasificación de *protección IP67* y son resistentes a los rayos UV. Su diseño permite una fácil conexión, aunque requiere una herramienta especial para la desconexión. Existen distintos tipos de conectores para paneles fotovoltaicos, como los Tyco y los MC3, pero el conector MC4 es el más usado a nivel mundial. De hecho, estos conectores son universales en la industria de la energía solar, y la gran mayoría de los paneles fotovoltaicos que se producen actualmente cuentan con conexiones MC4.

Normalmente, los paneles fotovoltaicos vienen equipados con un par de conectores MC4, los cuales se dividen en un conector tipo macho y un conector tipo hembra. El conector macho siempre se utiliza para el polo negativo y el conector hembra para el polo positivo.

Gráfico 23: Conector MC4

Fuente: https://www.google.com/

Estos conectores tienen una clasificación de protección IP67 y son resistentes a los rayos UV. Su diseño permite una fácil conexión, aunque requiere una herramienta especial para la desconexión. El conector macho siempre se utiliza para el polo negativo y el conector hembra para el polo positivo. Una pareja de conectores MC4 se divide en cinco piezas por conector, como se muestra a continuación:

Gráfico 24: Componentes del conector MC4

Fuente: https://solarama.mx/blog/conector-mc4/

Como se puede observar, ambos tipos de conectores poseen una tapa terminal, un aliviador de tensión y un casquillo de compresión. Sin embargo, el conector tipo macho usa un tipo diferente de acoplador y contacto metálico. Cabe señalar que también se debe de considerar el tipo de cable usado en un proyecto fotovoltaico.

Grado de estanqueidad IP

El código de protección IP (Ingress Protection) define, según la norma IEC 60529, el grado de estanqueidad de equipos eléctricos contra sólidos (polvo, 0-6) y líquidos (agua, 0-9). Consta de dos números: la primera protección ante objetos/polvo y el segundo ante agua, indicando mayor resistencia cuanto más alto el número.

Desglose del código IP

- **Primer dígito (sólidos, 0-6):**
  - 0: Sin protección.
  - 1-4: Protección contra objetos de diversos tamaños (desde >50 mm a >1 mm).
  - 5: Protegido contra el polvo (entrada limitada, sin depósitos perjudiciales).
  - 6: Totalmente estanco al polvo.

- **Segundo dígito (líquidos, 0-9):**
  - 0: Sin protección.
  - 1-4: Protegido contra gotas, goteo o salpicaduras.
  - 5-6: Protegido contra chorros de agua (desde boquillas hasta fuertes).
  - 7: Protección contra inmersión temporal (1 metro durante 30 min).
  - 8: Protección contra inmersión profunda y continua.
  - 9K: Protección contra chorros de agua a alta presión y temperatura.

Conector MC4 - Protección IP67: totalmente estanco al polvo y protegido contra inmersión temporal (muy común en móviles y exteriores).

Caja de conexiones – Protección IP68: máxima protección, inmersión prolongada.

Cable solar H1Z2Z2-K

Ya que los paneles fotovoltaicos están expuestos a los elementos, se recomienda usar un cable que pueda resistir la exposición y sellar apropiadamente los conectores, previniendo el deterioro del equipo. Para asegurar esto, se recomienda utilizar estrictamente los cables fotovoltaicos recomendados. Estos cables están diseñados especialmente

para su uso en aplicaciones fotovoltaicas, con aislamiento grueso y protección en contra de rayos UV para prevenir su deterioro si se expone a los elementos.

El conductor fotovoltaico H1Z2Z2-K es un tipo de cable especialmente diseñado para su uso en instalaciones solares fotovoltaicas.

Gráfico 25: Cable solar H2Z2Z2-K

Fuente: Top Solar

Características principales:

- *Doble aislamiento:* diseñado para máxima seguridad y longevidad, a menudo libre de halógenos y con baja emisión de humos (LSZH).
- *Alta resistencia:* resistente a rayos UV, ozono, grasas, aceites y agentes químicos.
- *Instalación flexible:* apto para intemperie, fijación fija, móvil e incluso enterrado directo (impermeabilidad AD8).
- *Temperatura:* funciona a un máximo de 90°C (120°C por 20.000 horas).

1.5 Tipología de módulos fotovoltaicos

Existen tres tipos de módulos fotovoltaicos según el silicio de sus células fotovoltaicas: monocristalinos, policristalinos y thin film (amorfos). Dentro de estos tipos hay diferentes tecnologías que mejoran el comportamiento de los paneles.

Gráfico 26: Tipología de módulos fotovoltaicos de silicio

Fuente: https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tipos/

Los tipos de módulos fotovoltaicos y sus características están listados a continuación.

Monocristalinos: una placa solar monocristalina está formada con un conjunto de células solares compuestas de un solo cristal de silicio y que se forman mediante un proceso de Czocharlski. La eficiencia media de los monocristalinos oscila entre 17% y 22%. Sus mayores ventajas son su alta eficiencia, baja degradación y larga vida útil. Como desventajas, su precio algo más caro que otros tipos de panel.

Actualmente, el mejor tipo de panel solar fotovoltaico son los monocristalinos. Los tipos de paneles monocristalinos por tecnología más destacados se listan a continuación.

- ***Tecnología monocristalinos PERC:*** con una eficiencia de entre 19% y 21%, son los que más se comercializan por su mejor relación calidad/precio.

- ***Tecnología monocristalina tipo N:*** son módulos de porcentaje de conversión superior a los convencionales, con una eficiencia entre 21% y 23%, compuestos por material de mayor calidad.

- ***Tecnología monocristalina IBC:*** también llamados de células de contactos traseros. Generalmente son células tipo-n y además con los contactos por la parte posterior de la célula. Su eficiencia (entre 21% y 23%) es muy superior al resto.

- ***Tecnología monocristalina tándem, como HJT:*** combinan al menos dos tipos de célula en una, generalmente, monocristalino y amorfo, y poco a poco se está probando con perosvskyta también. Tienen mayor margen de mejora tecnológica que el resto y una eficiencia entre 21% y 23%.

- ***Paneles bifaciales:*** tienen la capacidad de captar energía por ambas caras de la célula. Al tener capacidad de captación por la parte posterior del panel, su eficiencia se incrementa (5-10%).

Policristalinos: un panel solar policristalino está compuesto de un conjunto de células solares formadas por múltiples cristales de silicio fundidos juntos. Estos cristales se forman de manera más rápida y económica que las células monocristalinas, pero son menos eficientes, entre un 16% y 18% de promedio. Las ventajas de los policristalinos son su menor precio. Como desventajas, su menor eficiencia, mayor degradación y vida útil más corta.

Capa fina (Thin Film): un panel solar de película delgada (capa fina) utiliza capas delgadas de materiales fotovoltaicos, como silicio amorfo, cadmio-telurio (CdTe) o diseleniuro de cobre-indio-galio (CIGS), depositadas sobre un sustrato como vidrio, plástico o metal. Sus ventajas son que pueden ser flexibles y su bajo precio. Sus desventajas son su baja eficiencia y alta degradación.

- ***CIGS:*** fabricados con cobre, indio, galio y selenio. Ofrecen una eficiencia alta dentro de su tipo y existen opciones flexibles.
- ***Amorfos:*** fabricados con silicio amorfo. Están en desuso, tienen rendimiento bajo y no son adecuados para instalaciones en viviendas.
- ***CdTe***: fabricados con células compuestas por una capa de telururo de cadmio dopado p y una capa de sulfuro de cadmio (CdS) dopado n.

Tecnologías experimentales

- ***Con células Graetzel:*** aprovechan tintes fotosensibles para generar corrientes y se utilizan en integración en edificios, por su transparencia.
- ***Perosvkita:*** en lugar de utilizar silicio, los paneles de perosvskyta utilizan un material creado a partir de un compuesto cristalino llamado perosvskita. Aún en fase experimental.

1.6 Classification Tier 1 Bloomberg New Energy Finance Q4 2025

El 17 de diciembre de 2025, Bloomberg NEF (BNEF) ha publicado la lista Tier 1 de fabricantes de módulos fotovoltaicos correspondiente al cuarto trimestre de 2025 (Q4 2025). Esta clasificación identifica a los fabricantes que cumplen los estrictos criterios de bancabilidad exigidos por BNEF, utilizados como referencia por entidades financieras, promotores y EPCs a nivel internacional.

La clasificación BNEF Tier 1 no está directamente relacionada con la calidad del producto, sino con la bancabilidad del fabricante. Para obtener esta distinción, una empresa debe haber suministrado módulos de al menos seis proyectos de más de 10 MW cada uno, financiados por bancos comerciales independientes, en los últimos 24 meses. Esto asegura que el fabricante tenga la solidez financiera, la reputación técnica y la estabilidad necesarias para participar en proyectos a gran escala.

Con fines técnicos se sugiere seguir estas publicaciones trimestrales, a fin de valorar la participación de las marcas de tecnología fotovoltaica en el mercado mundial y nacional, como una orientación para decidir sobre la tecnología a implementar.

Gráfico 27: BNEF Tier 1 Solar Panel Manufacturers List – Q4 2025

Fuente: https://www.vicoexport.com/en/64212/tier-1-solar-panel-manufacturers-list-q4-2025/

1.7 Conexionado de las células solares en los módulos fotovoltaicos

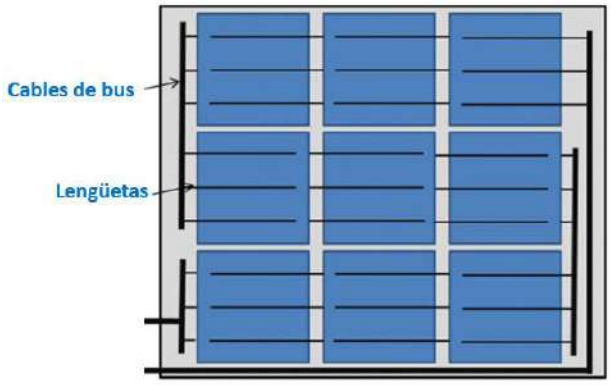
Estructura eléctrica del módulo fotovoltaico

Las células fotovoltaicas solares deben estar conectadas eléctricamente en serie que forman filas, para obtener voltajes adecuados. Los elementos de conexión son:

Lengüeta: el alambre de la lengüeta se suelda de forma manual o automática a la barra colectora de células solares, que conecta las células individuales en serie con una baja resistencia en serie. El alambre de lengüeta también está

hecho de alambre de cobre redondo, mediante un proceso de laminación, y está recubierto con una capa de soldadura para permitir una fácil soldadura.

Gráfico 28: Estructura eléctrica del módulo fotovoltaico



Fuente: https://www.furgovw.org/foro/index.php?topic=377278.0

Cables de bus: los grupos de cadenas de celdas cableadas con lengüeta están conectados en paralelo por cables de bus que luego entregan la corriente acumulativa de todas las celdas a la caja de conexiones FV. Debido a que el cable del bus debe transportar más corriente que el cable de la lengüeta, también debe tener un grosor y un ancho mayores para permitir una menor resistencia por unidad de longitud. El cable del bus también está hecho del mismo material que el cable de la lengüeta.

Circuitos de corriente continua

En un circuito de corriente continua (CC), el comportamiento de la corriente y el voltaje depende de cómo estén dispuestos los componentes:

Circuitos en serie

Los componentes están conectados uno tras otro, formando un único camino para la electricidad.

- ***Voltaje [V]:*** se divide entre los distintos componentes. La suma de las caídas de tensión en cada receptor es igual al voltaje total de la fuente:

$$V_{total} = (V1 + V2 + V3 + ...Vn)$$

- ***Corriente [I]:*** es la misma en todo el circuito. No tiene otros caminos por donde circular, por lo que la intensidad es constante en cualquier punto:

$$(I_{total} = I1 = I2 = I3 = ...In)$$

- Si falla un componente el circuito se interrumpe

Circuitos en paralelo

Los componentes están conectados en ramas separadas, uniendo sus terminales de entrada y de salida.

- ***Voltaje [V]:*** se divide entre los distintos componentes. La suma de las caídas de tensión en cada receptor es igual al voltaje total de la fuente:

$$(V_{total} = V1 = V2 = V3 = ...Vn)$$

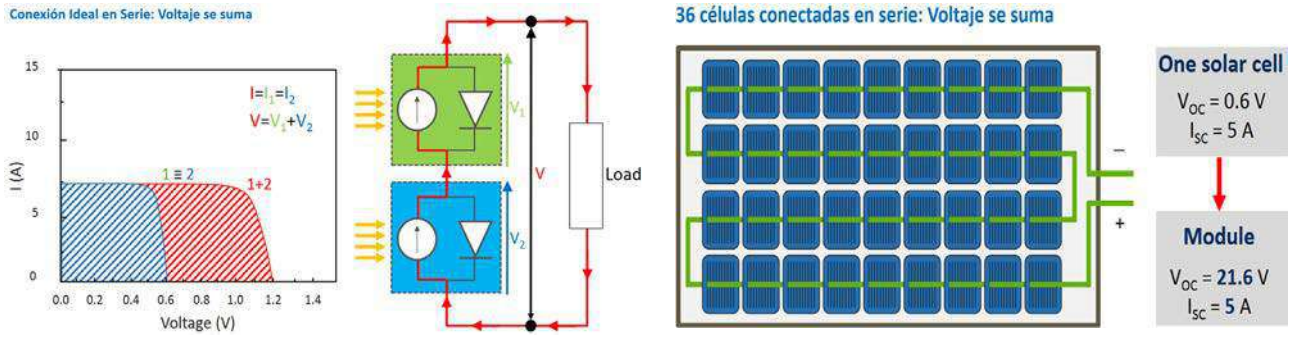
- ***Corriente [I]:*** es la misma en todo el circuito. No tiene otros caminos por donde circular, por lo que la intensidad es constante en cualquier punto:

$$I_{total} = (I1 + I2 + I3 + ...In)$$

- Si falla un componente los demás siguen funcionando

Subcadena de células solares en serie

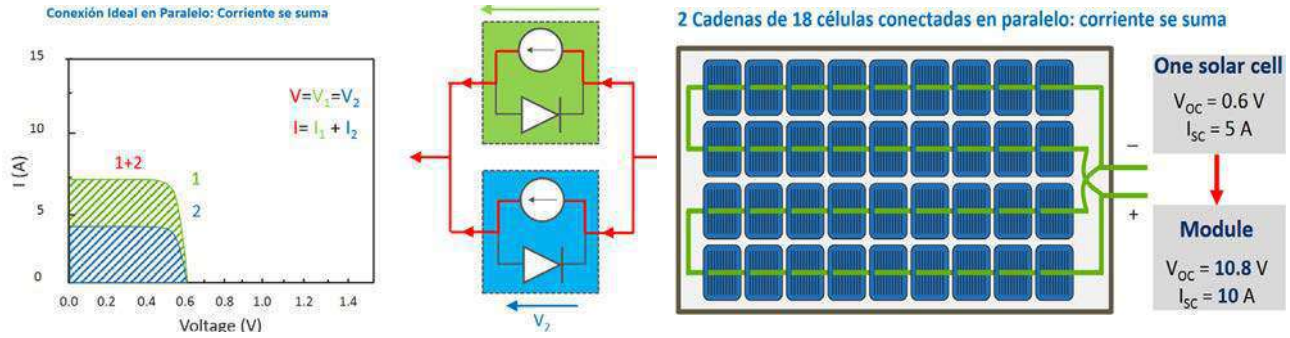
Gráfico 29: Células conectadas en serie



Fuente: Adaptado de Delft University of Technology

Subcadenas de células solares en paralelo

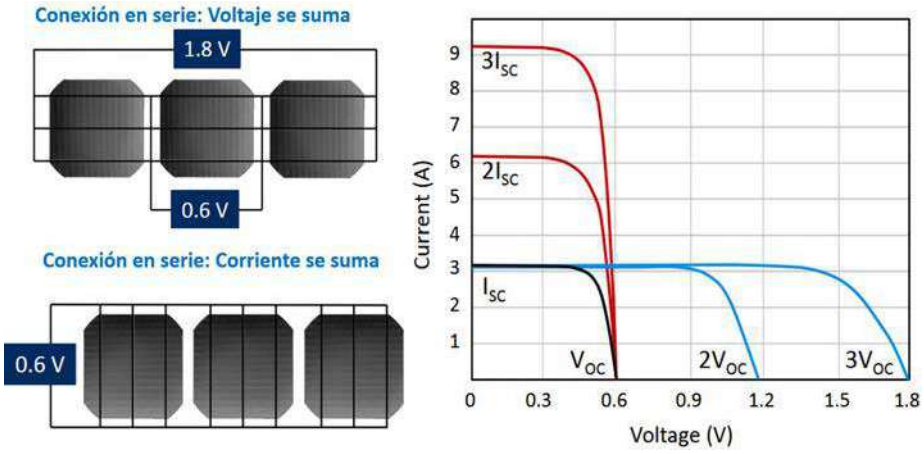
Gráfico 30: Subcadenas en paralelo



Fuente: Adaptado de Delft University of Technology

Tecnología de célula partida (Half Cell)

Gráfico 31: Efectos sobre los parámetros eléctricos de las células por tipo de conexión

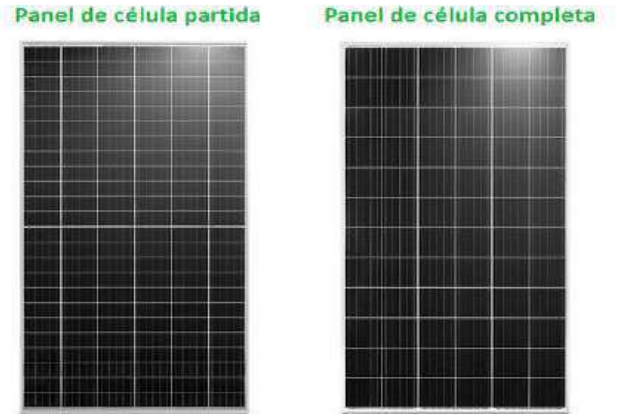


Fuente: Adaptado de Delft University of Technology

Las conexiones en serie y en paralelo de subcadenas (Substrings) de células fotovoltaicas, son técnicas que se utilizan de forma variada para mitigar las pérdidas por sombreado en la producción de potencia del módulo fotovoltaico y tienen su impacto específico en el desarrollo de la tecnología. Una de las tecnologías que ha irrumpido con fuerza en el sector fotovoltaico es el "módulo o panel de célula partida", o como se conoce en inglés, "half cell module" o "split cell module". Tal es

la expectativa de esta tecnología que el "International Technology Roadmap for Photovoltaic" prevé un crecimiento de casi un 40% para el año 2028 para estos módulos. Sus numerosas ventajas lo convierten en un producto de interés para muchas instalaciones fotovoltaica tanto en autoconsumo como en instalaciones de venta de energía.

Gráfico 32: Disposición de celdas por tecnología

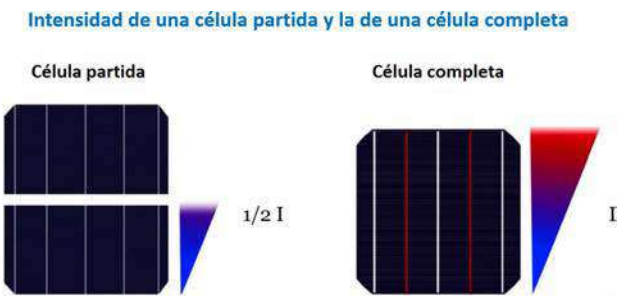


Fuente: https://www.helioesfera.com/panel-de-celula-partida/

Entre las ventajas podemos enumerar:

Menor pérdidas por calor: Las células partidas producen la mitad de la intensidad que las células completas, lo cual supone menos pérdidas por "efecto Joule" y menos riesgos de "puntos calientes".

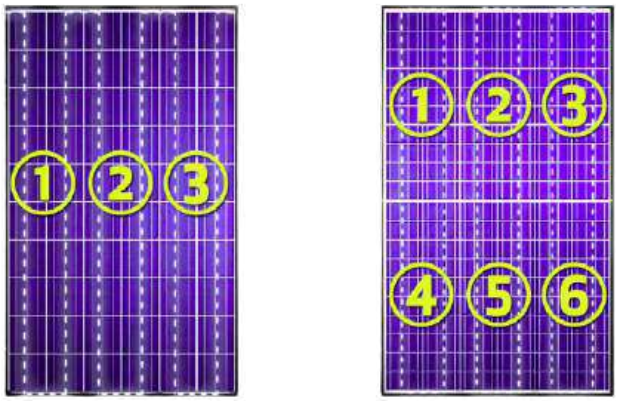
Gráfico 33: Comparativa de la intensidad de una célula partida y una célula completa



Fuente: https://www.helioesfera.com/panel-de-celula-partida/

Duplica el número total de células: Por lo tanto, un panel de 60 células, pasará a tener 120; y uno de 72, 144, manteniendo las mismas dimensiones. Esto supone el doble de subseries o "substrings" por módulo. Mientras la mayoría de módulos de célula completa tienen tres subseries, los de célula partida tienen seis, tres en la mitad superior y otras tres en la mitad inferior.

Gráfico 34: Sub Cadenas por tecnología



Fuente: https://www.helioesfera.com/panel-de-celula-partida/

La tecnología de media célula (half-cell) mejora el desempeño del módulo fotovoltaico, al dividir el panel en dos partes independientes (generalmente superior e inferior), lo que permite colocar los diodos de derivación en una caja de conexiones centralizada y reduce la longitud de los cables internos. Esto minimiza las pérdidas resistivas.

La principal diferencia entre la tecnología de célula completa (full-cell) y la de media célula (half-cell) radica en la arquitectura del circuito interno y la ubicación de los componentes críticos, como la caja de conexiones y los diodos, en los siguientes términos:

1. Ubicación de la caja de conexiones y cables

- Célula completa: tradicionalmente, la caja de conexiones se ubica en la parte superior del panel. Esto

implica que los cables deben recorrer distancias internas más largas para conectar todas las células en serie, lo que aumenta la resistencia eléctrica y las pérdidas de energía.

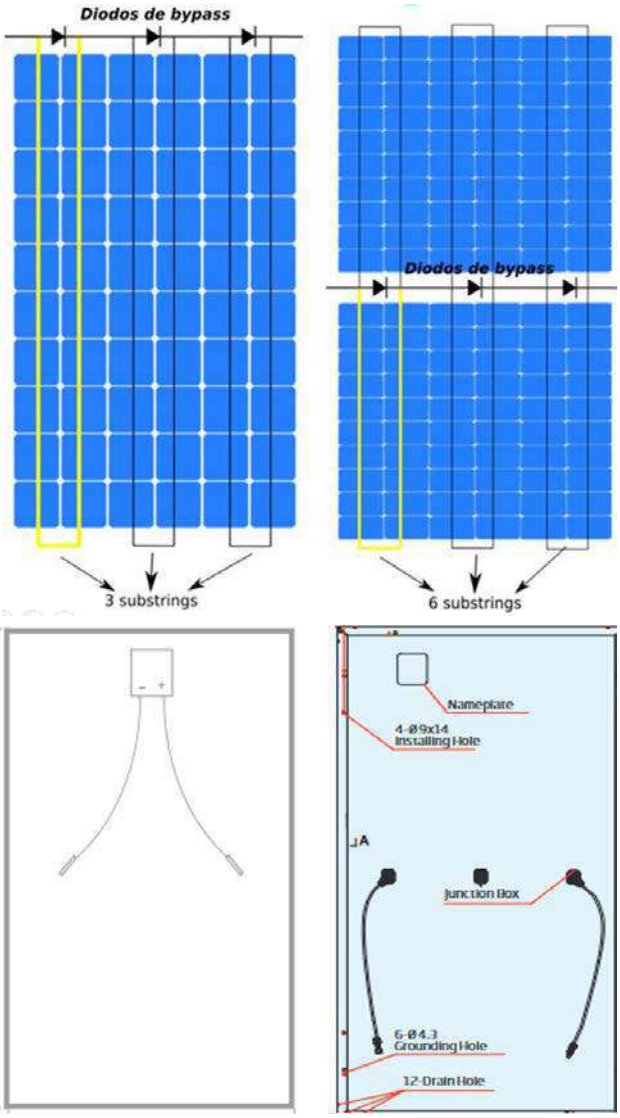
- Media célula: la caja de conexiones se divide normalmente en tres partes más pequeñas ubicadas en el centro del panel. Esta ubicación central optimiza la longitud del cableado interno, reduciendo la resistencia y mejorando la eficiencia general del módulo entre un 3% y un 5%.

2. Configuración y ventajas de los diodos de derivación (Bypass)

Los diodos de derivación protegen al panel de puntos calientes (hot-spots) cuando hay sombras.

- Célula completa: utiliza generalmente tres diodos agrupados en una sola caja superior. Si una pequeña parte del panel se sombrea, un tercio (o incluso más) del módulo puede dejar de producir energía.
- Media célula: Los tres diodos se sitúan en el centro, dividiendo el panel en dos secciones independientes (superior e inferior) que funcionan en paralelo.
- Ventaja ante sombras: si la parte inferior se sombrea, la parte superior sigue funcionando al 100% de su capacidad. Esto significa que el panel solo pierde el 50% de su producción, en lugar de desconectarse casi por completo, como ocurre con los de célula completa bajo ciertas sombras.
- Gestión térmica: al dividir la corriente a la mitad, se genera menos calor interno, lo que reduce el riesgo de daños por puntos calientes y prolonga la vida útil del módulo.

Gráfico 35: Frontal y trasera del módulo fotovoltaico comparado por tecnología

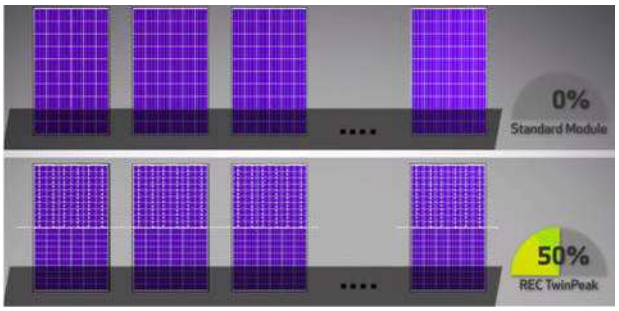


Fuente: Adaptado de Delft University of Technology

Efecto de las sombras

En una situación en la que no hay sombra, tanto los paneles de célula partida como los de célula completa presentan una producción total (100%). Sin embargo, cuando los módulos se ven afectados por las sombras, debido a la conexión en serie de las células (al dejar de producir intensidad una de ellas, la serie completa deja de producir), un menor número de series supone una reducción mayor de la producción. Por eso, en los módulos de célula partida, las sombras parciales no afectan tanto a la producción.

Gráfico 36: Producción de potencia con efectos de sombras parciales



Fuente: https://www.helioesfera.com/panel-de-celula-partida/

La tecnología de media célula (half-cell) mejora significativamente la gestión de los puntos calientes (hot-spots), en comparación con los paneles de célula completa, a través de dos mecanismos principales: la reducción de la intensidad de corriente y la disipación térmica optimizada.

Reducción de la corriente y el calor generado

En los paneles de media célula, la corriente eléctrica que circula por cada célula se reduce a la mitad.

- ***Menos pérdidas resistivas:*** según la Ley de Joule (\(P=I^{2}\times R\)), reducir la corriente a la mitad disminuye las pérdidas por resistencia interna a una cuarta parte.
- ***Menor temperatura máxima:*** al haber menos corriente fluyendo por un área sombreada o defectuosa, el calor generado en ese punto es mucho menor. Estudios indican que la temperatura de un punto caliente en un módulo de media célula puede ser entre 19°C y 28°C inferior a la de uno de célula completa bajo las mismas condiciones de sombreado.

Disipación y distribución del calor

La estructura física y el diseño del circuito ofrecen ventajas térmicas adicionales:

- *Dispersión de calor:* cuando una célula es sombreada, las células circundantes no sombreadas ayudan a distribuir el calor de manera más uniforme por toda la superficie del panel, evitando picos de temperatura extremos que podrían dañar la lámina posterior (backsheet) o el encapsulante.

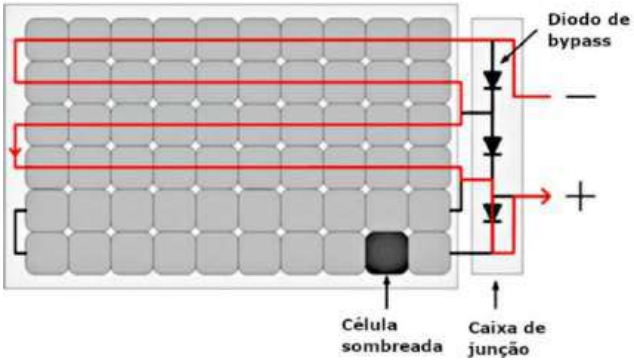
- ***Circuitos en paralelo:*** el diseño divide el panel en dos secciones independientes (superior e inferior) conectadas en paralelo. Esto evita que la corriente total del módulo se fuerce a través de una sola célula sombreada, lo que en los paneles tradicionales suele elevar la temperatura hasta niveles críticos (superiores a 150°C).

Sombreado y puntos calientes

Hay que tener en cuenta que cuando una célula fotovoltaica no recibe luz solar, se comporta como una "resistencia": su punto de trabajo es diferente del de las demás, lo que las obliga a trabajar en peores condiciones. Al estar todas las células colocadas en serie, con que solo una de ellas se vea afectada por una sombra afecta a la producción de la totalidad del módulo. Para evitar eso se crean estas subcadenas.

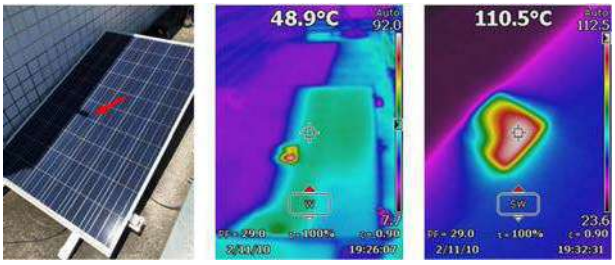
Para evitar que pequeñas sombras provoquen una caída en la salida total de un módulo, los fabricantes organizan el conjunto de celdas del módulo de tal manera que normalmente haya tres diodos, que están ubicados en la caja de conexiones. Así, si la sombra afecta a una zona del panel, se polariza el diodo de by-pass y solo su subcadena se ve afectada, mientras las otras siguen funcionando con normalidad. De esta forma el panel puede producir el 66% de su energía si mantiene activas dos subcadenas.

Gráfico 37: Punto caliente



Fuente: https://canalsolar.com.br/es/diodos-de-bypass-hot-spots-modulos-fotovoltaicos/

Dado que el sombreado es la causa de la aparición de puntos calientes, la activación del diodo los evita.



En las fotografías de puede observar un módulo afectado por sombreado. No hay puntos calientes en la parte completamente sombreada porque el diodo de derivación desvió la corriente. Sin embargo, hay una pequeña porción de sombra (indicada con la flecha roja en la primera fotografía) que no es suficiente para activar el segundo diodo de derivación. Se produjo un punto caliente en esta región, con una temperatura de 110,5°C.

Características eléctricas del módulo fotovoltaico

En un sistema fotovoltaico, el módulo fotovoltaico es el dispositivo encargado de convertir la energía solar incidente en energía eléctrica. Es crucial comprender que cada fabricante de módulos fotovoltaicos utiliza una formulación única de elementos semiconductores, generalmente silicio, boro y fósforo, para crear las celdas fotovoltaicas de cristal silicio. Esta singularidad en la composición conlleva que, aunque dos módulos puedan tener una potencia nominal similar, sus parámetros eléctricos, tales como la corriente y el voltaje, puedan variar. Dicho de otro modo, es posible que dos módulos con la misma potencia nominal no generen la misma corriente ni tensión.

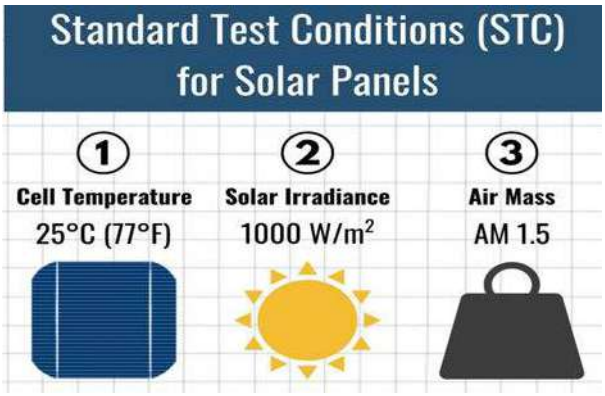
Esta variabilidad implica que, al seleccionar módulos para un sistema fotovoltaico, sea esencial examinar detenidamente estos parámetros eléctricos. La revisión de estos aspectos es crucial para asegurar la compatibilidad eléctrica del módulo con otros componentes del sistema, como inversores y baterías, en el caso de que se incluyan. Por lo tanto, siempre se debe consultar la documentación técnica provista por el fabricante para verificar la compatibilidad y optimizar el rendimiento del sistema fotovoltaico.

Condiciones estándar de prueba

Las especificaciones eléctricas de los módulos fotovoltaicos se obtienen mediante pruebas realizadas en condiciones de laboratorio ideales. Estas condiciones son conocidas como STC (Standard Test Conditions, por sus siglas en inglés, o “Condición estándar de prueba”, en español).

En el marco de las STC, para el testeo, en laboratorio se proyecta una irradiancia de 1000 W/m² sobre la superficie del módulo fotovoltaico, manteniendo una temperatura ambiente constante de 25 grados Celsius y un índice de masa de aire (AM) de 1,5.

Gráfico 38: Condiciones estándar de prueba para módulos fotovoltaicos



Fuente: https://www.sungoldsolar.com/how-do-i-calculate-solar-panel-output/

- **Condición: 25°C**
  25°C se refiere a la **temperatura de las células solares dentro de un módulo**, no del propio panel. La temperatura importa porque las células solares son capaces de convertir los fotones del sol en electrones **más eficientemente** cuando su temperatura está entre **15°C y 35°C**

- **Condición: 1000W/m 2 (1kW/m²)**
  La irradiación solar se refiere a la cantidad de energía de luz que cae sobre un área, dada la irradiación solar a 1 kW/m 2; también se conoce como hora pico de la hora del sol.

- **Condición: AM 1.5**
  Masa de aire (AM) que mide la cantidad de atmósfera por la que pasa la luz solar antes de llegar a sus módulos solares. Cuanta más atmósfera, más luz solar es refractada o absorbida por el aire y el polvo.
  A nivel del mar, cuando el sol está en el zenit, la masa del aire es 1. Los probadores de paneles solares utilizan una masa de aire de 1,5, para reflejar un ángulo más común del sol.

Este protocolo de pruebas estandarizado permite que los fabricantes determinen y rotulen de manera uniforme las características eléctricas del módulo, incluyendo su potencia nominal comercial. Estas mediciones bajo condiciones STC ofrecen un punto de referencia útil para comparar diferentes módulos fotovoltaicos y seleccionar el que mejor se adapte a las necesidades de un proyecto en particular. Sin embargo, es crucial tener en cuenta que las condiciones reales de operación pueden variar, afectando así el rendimiento del módulo.

Tabla 3: Características eléctricas del módulo fotovoltaico

Electrical Characteristics

STC	STPXXXS-B72/Vnh				
Maximum Power at STC (Pmax)	455W	450W	445W	440W	435W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	41.6V	41.4V	41.2V	41.0V	40.8V
Optimum Operating Current (Imp)	10.94A	10.87A	10.81A	10.74A	10.67A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.4V	49.2V	49.0V	48.8V	48.6V
Short Circuit Current (Isc)	11.67A	11.61A	11.54A	11.47A	11.40A
Module Efficiency	20.9%	20.7%	20.4%	20.2%	20.0%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C				
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	20 A				
Power Tolerance	0/+5 W				

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
Tolerance of Pmax is within +/- 3%

Fuente: Suntech

A continuación, se explica cada parámetro eléctrico del módulo fotovoltaico medido en una STC.

Potencia máxima (Pmax – Pmp)

La potencia nominal del módulo fotovoltaico es la cantidad máxima de potencia eléctrica que el módulo puede generar bajo condiciones de prueba estándar (Standard Test Conditions, STC). Esta potencia se expresa en vatios pico (Wp) y se utiliza como un parámetro de referencia para comparar el rendimiento de diferentes módulos fotovoltaicos.

Es importante tener en cuenta que la potencia nominal es un valor obtenido bajo condiciones ideales de laboratorio y puede no reflejar el rendimiento real del módulo en condiciones de campo. Factores como la temperatura ambiente, la incidencia del ángulo solar y las condiciones climáticas pueden influir en la potencia de salida del módulo en un entorno real. Por esta razón, otros parámetros como la temperatura operativa nominal de la celda (NOCT) y el coeficiente de temperatura de la potencia máxima se utilizan para ajustar las estimaciones de la potencia de salida en condiciones reales.

Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)

La tensión Vmp (Voltage at Maximum Power) es el voltaje al cual un módulo fotovoltaico genera su máxima potencia eléctrica bajo condiciones de prueba estándar (Standard Test Conditions, STC). Es importante tener en cuenta que el Vmp es un valor obtenido bajo condiciones de laboratorio, y puede variar en condiciones de campo debido a factores como la temperatura, las condiciones climáticas y la incidencia del ángulo solar. Por lo tanto, es común utilizar parámetros adicionales, como el coeficiente de temperatura de la potencia, para ajustar el Vmp en condiciones reales.

Importante: El Vmp se presenta cuando el módulo fotovoltaico está conectado a una carga (para nuestro estudio, el inversor a red inyectando energía).

Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia (Imp)

La corriente Imp (Current at Maximum Power) es la corriente eléctrica que fluye a través de un módulo fotovoltaico cuando este está operando en su punto de máxima potencia. Este valor es uno de los parámetros clave para evaluar el rendimiento de un módulo fotovoltaico, y se mide bajo condiciones de prueba estándar (Standard Test Conditions, STC),

Importante: El Imp se presenta cuando el módulo está conectado a una carga (para nuestro estudio, el inversor a red inyectando energía).

Voltaje de circuito abierto (Voc)

La tensión Voc (Voltage at Open Circuit) representa el voltaje máximo que un módulo fotovoltaico puede alcanzar cuando no se extrae corriente de él, es decir, cuando el circuito está abierto. Este valor de tensión se mide bajo condiciones de prueba estándar (STC), y está presente en un sistema conectado a la red cuando:

- El o los módulos fotovoltaicos están con los conectores libres de conexión.
- El o los módulos fotovoltaicos están conectados a un inversor a red, el cual está sincronizando con la red.

Corriente de corto circuito (Isc)

La corriente Isc (Current at Short Circuit) representa la corriente máxima que un módulo fotovoltaico puede producir cuando sus terminales están conectados directamente, es decir, en un estado de cortocircuito. En otras palabras, es la corriente que fluye cuando la resistencia eléctrica del circuito es cero. La Isc se mide bajo condiciones de prueba estándar (STC). La corriente Isc se utiliza, entre otras cosas, para dimensionar la ampacidad de los conductores y capacidad de corriente de dispositivos de protección de sobre corriente en un sistema fotovoltaico.

Voltaje máximo del sistema

El "Voltaje máximo del sistema" en la ficha técnica de un módulo fotovoltaico indica el voltaje máximo de operación segura para el que el módulo está diseñado. Este parámetro es especialmente relevante cuando se configuran múltiples módulos en serie en un "String", para asegurarse de que la suma de los voltajes de los módulos individuales no exceda el voltaje máximo del sistema. Si se sobrepasa este valor, se podría comprometer la integridad del módulo y del sistema en general, lo que podría llevar a un fallo del sistema o incluso a un incendio.

Máximo fusible en serie

Es esencial que el fusible en serie seleccionado no exceda el "Máximo fusible en serie" especificado por el fabricante del módulo, para asegurar que el módulo esté debidamente protegido y funcione dentro de sus límites de diseño y seguridad. No atender esta especificación podría resultar en daños al módulo y potencialmente invalidar la garantía de este.

Nota: El valor del máximo fusible en serie también corresponde a la máxima corriente inversa a la que el módulo fotovoltaico puede estar sometido.

Temperatura de operación nominal de la célula (NOCT)

La NOCT (Nominal Operating Cell Temperature, por sus siglas en inglés), también llamada NMOT, es un parámetro técnico que incluye la temperatura que describe la operación del módulo fotovoltaico bajo condiciones específicas que emulan un ambiente operativo típico.

Gráfico 39: Temperatura de operación nominal de la célula (NOCT)

Fuente: https://www.helioesfera.com/que-significan-las-siglas-stc-y-noct/

Este valor es particularmente útil para estimar el rendimiento del módulo fotovoltaico en condiciones reales, ya que la eficiencia de la conversión de energía en un módulo fotovoltaico puede disminuir conforme aumenta la temperatura de la celda.

Tabla 4: Temperatura nominal de operación de la célula

NMOT	STPXXXS-B72/Vnh				
Maximum Power at NMOT (Pmax)	343,1W	339,4W	335,8W	332,7W	327,7W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	38,4V	38,2V	38,0V	37,8V	37,6V
Optimum Operating Current (Imp)	8,94A	8,89A	8,84A	8,78A	8,73A
Open Circuit Voltage (Voc)	46,3V	46,2V	46,0V	45,8V	45,5V
Short Circuit Current (Isc)	9,42A	9,37A	9,31A	9,25A	9,20A

Fuente: Suntech

Las condiciones para la medición de la NOCT o NMOT generalmente incluyen una irradiancia solar de 800 W/m², una temperatura del aire de 20°C y una velocidad del viento de 1 m/s. Estas condiciones se establecen para simular un entorno operativo más realista que las condiciones estándar de prueba (STC), que son más ideales.

Coeficientes de temperatura

Los coeficientes de temperatura de un módulo fotovoltaico describen cómo varían ciertos parámetros eléctricos del módulo, con cambios en la temperatura con base en los 25°C. Estos coeficientes son fundamentales para el diseño, evaluación y operación de sistemas fotovoltaicos, especialmente en lugares con grandes fluctuaciones de temperatura. Los coeficientes de temperatura que suelen encontrarse en las especificaciones técnicas de un módulo son:

Tabla 5: Coeficientes de corrección por temperatura del módulo fotovoltaico

Característica	Valor
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.304%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

Fuente: Suntech

Coeficiente de temperatura para Pmax: indica cómo cambia la potencia máxima del módulo con cada grado Celsius de cambio en la temperatura de la celda. La potencia máxima disminuye cuando la temperatura aumenta.

Coeficiente de temperatura para Voc: indica cómo la tensión en circuito abierto del módulo cambia con la temperatura. La tensión en circuito abierto disminuye cuando la temperatura aumenta.

Coeficiente de temperatura para Isc: indica cómo la corriente en cortocircuito varía con la temperatura. La corriente de cortocircuito aumenta ligeramente con el aumento de la temperatura.

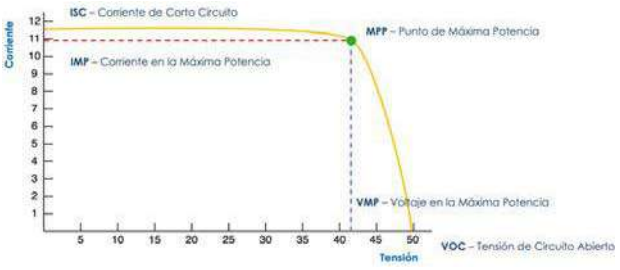
Importante: cada módulo fotovoltaico posee sus propios coeficientes de corrección y no necesariamente serán los mismos para otro módulo con misma potencia nominal.

Curva I-V Característica del módulo fotovoltaico

La curva característica de un módulo fotovoltaico representa gráficamente la relación entre la corriente eléctrica (I) y la tensión eléctrica (V) generadas bajo ciertas condiciones de iluminación y temperatura (STC). La forma de la curva

característica varía según las condiciones ambientales, la calidad del módulo y otros factores como la inclinación y orientación del módulo respecto al sol.

Gráfico 40: Curva I-V característica del módulo fotovoltaico

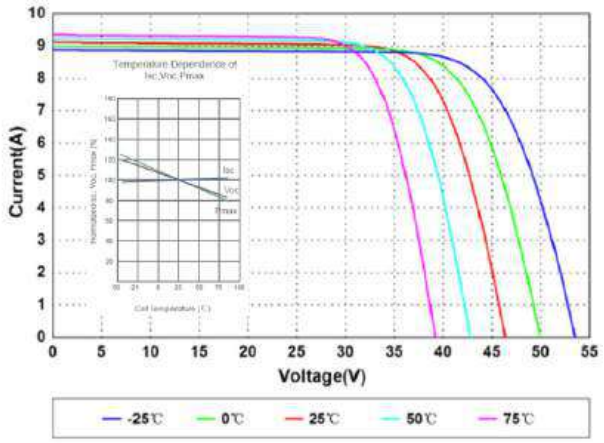


Fuente: ilumin.

Relación de la curva I-V con la temperatura

La temperatura ejerce un impacto significativo en la curva I-V (corriente-tensión) característica de un módulo fotovoltaico. En escenarios donde la temperatura supera los 25°C, se observa una disminución en la tensión del circuito abierto (Voc) y un aumento marginal en la corriente de cortocircuito (Isc). Cuando la temperatura se sitúa por debajo de los 25°C, la tensión del circuito abierto (Voc) experimenta un aumento, mientras que la corriente de cortocircuito (Isc) tiende a disminuir.

Gráfico 41: Relación de la curva I-V con la temperatura.



Fuente: Jinko Solar

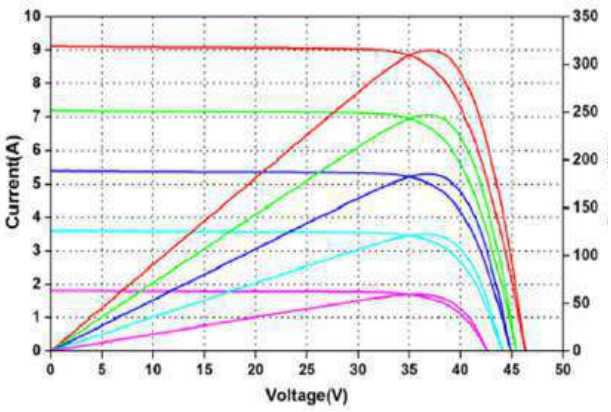
Es importante resaltar que la variación de la tensión (V) es más pronunciada en comparación con la variación de la corriente (I), ante fluctuaciones de temperatura.

Nota: estas variaciones deben ser meticulosamente consideradas durante la etapa de diseño de un sistema fotovoltaico, especialmente para garantizar un rendimiento óptimo y la compatibilidad eléctrica con otros componentes del sistema en condiciones climáticas diversas.

Relación de la curva I-V con la irradiancia

Con un aumento en los niveles de irradiancia, se observa un incremento notable en la potencia de salida del módulo fotovoltaico. La corriente (I) es especialmente sensible a las variaciones en la irradiancia; es decir, la corriente de cortocircuito será mayor bajo condiciones de alta irradiancia y menor bajo condiciones de baja irradiancia.

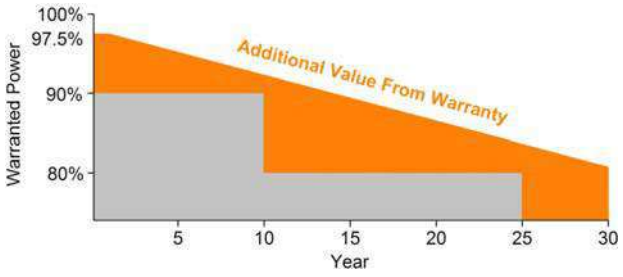
Gráfico 42: Relación de la curva I-V con la irradiancia



Fuente: Jinko Solar

Degradación del módulo fotovoltaico

Gráfico 43: Degradación de la potencia de un módulo fotovoltaico



Fuente: Ilumin

Degradación PID (Potential Induced Degradation). Es la degradación en los módulos FV causante de pérdida de rendimiento que se debe a la presencia de corrientes parásitas en los mismos. La causa de estas corrientes se debe a la presencia de diferencia de potencial entre el módulo y la tierra, pudiendo llegar a reducir la potencia hasta en un 30%.

Degradación LID. La degradación inducida por la luz, o Light Induced Degradation (LID) en inglés, es un fenómeno de degradación que provoca una caída de potencia en los módulos fotovoltaicos frente a las primeras horas de exposición a la luz solar. Este fenómeno afecta l rendimiento real con respecto a los datos finales de las pruebas flash de fábrica proporcionados por los fabricantes de módulos fotovoltaicos en STC (Standard Test Conditions).

El efecto de degradación, se debe a trazas de oxígeno incluidas en el silicio fundido durante el método de fabricación o proceso Czochralski. Los complejos de boro-oxígeno generan sus propios niveles de energía en la red de silicio y pueden capturar electrones y huecos que se pierden por el efecto fotovoltaico. A continuación, podemos ver un gráfico de vida de un módulo fotovoltaico. La información indica que por cada año el módulo perderá capacidad nominal producto del envejecimiento; sin embargo, en el primer año hay una perdida acentuada, que para este ejemplo de 2,5%. De esta forma es como podemos identificar el valor de degradación del módulo por el efecto LID y utilizarlo en nuestras proyecciones.LeTID significa Light and Elevated Temperature Induced Degradation, que en español se traduce como degradación inducida por luz y temperatura elevada. Es un fenómeno que afecta el rendimiento de las celdas fotovoltaicas, especialmente en módulos de silicio.

Degradación LeTID: La LeTID se refiere a una degradación en el rendimiento de las células solares que ocurre cuando los paneles fotovoltaicos están expuestos a condiciones de luz y temperatura elevadas durante períodos prolongados. Este fenómeno es especialmente relevante en celdas fotovoltaicas de silicio cristalino. A diferencia de otros tipos de degradación, como la degradación inducida por luz (LID), la LeTID puede provocar pérdidas de eficiencia más significativas y a un ritmo más acelerado.

Aunque la investigación sobre la LeTID está en curso, se cree que este fenómeno está relacionado con la presencia de hidrógeno en las celdas fotovoltaicas. Durante el proceso de fabricación, el hidrógeno se introduce para pasivar el silicio y reducir la recombinación. Sin embargo, bajo condiciones de alta irradiación y temperatura, el hidrógeno puede reducir la eficiencia de la celda. Además, se ha observado que la LeTID puede estar influenciada por factores como el tipo de dopaje y la calidad del material.

La LeTID representa un desafío significativo para la industria solar, ya que puede afectar la predictibilidad y rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas. Las pérdidas de eficiencia no solo reducen la producción de energía, sino que también pueden acortar la vida útil de los módulos fotovoltaicos, aumentando los costos de mantenimiento y reemplazo. Por lo tanto, comprender y mitigar la LeTID es crucial para garantizar la viabilidad a largo plazo de la energía solar como fuente principal de energía.

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) ha desarrollado varias especificaciones técnicas que abordan las pruebas para detectar y evaluar la degradación inducida por luz y temperatura elevada (LeTID) en módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. Entre las principales se encuentran:

- IEC TS 63342:2022: esta especificación técnica está diseñada para evaluar el efecto de la degradación inducida por luz a temperaturas elevadas (LeTID) mediante la aplicación de corriente eléctrica a temperaturas más altas. En este documento se aborda específicamente el enfoque de inyección de corriente para la detección de LeTID.
- IEC TS 63202-4:2022: esta especificación describe procedimientos para medir la degradación inducida por luz y temperatura elevada (LeTID) en células fotovoltaicas de silicio cristalino bajo luz solar simulada. Los procedimientos están diseñados para evaluar el comportamiento de degradación de las células fotovoltaicas bajo temperaturas elevadas y una duración prolongada de irradiación lumínica.

Además de estas especificaciones, la norma IEC 61215 se centra en la durabilidad de los módulos fotovoltaicos y contempla una serie de pruebas que deben superar las muestras enviadas a laboratorios reconocidos e independientes. Aunque esta norma no se enfoca exclusivamente en la LeTID, incluye ensayos que pueden ayudar a identificar diversos modos de degradación en los módulos.

Es importante destacar que, aunque estas especificaciones técnicas proporcionan procedimientos para evaluar la susceptibilidad de los módulos fotovoltaicos a la LeTID, la implementación y el cumplimiento de estas pruebas pueden variar entre los fabricantes. Por lo tanto, es recomendable consultar con los fabricantes o proveedores de módulos fotovoltaicos para obtener información específica sobre las pruebas de LeTID que se han realizado en sus productos.

Aunque la LeTID y la LID (Light Induced Degradation) tienen similitudes, son fenómenos distintos:

- LID ocurre en los primeros días de exposición al sol y se asocia con el oxígeno en el silicio.
- LeTID es un proceso más lento que se desarrolla a lo largo de meses o años, y está relacionado con la presencia de hidrógeno en las celdas fotovoltaicas.

Garantías y certificaciones de los módulos fotovoltaicos

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos suelen proporcionar dos tipos de garantías:

- Garantía de fabrica: es el tiempo en el que el fabricante garantiza que el

módulo fotovoltaico estará cubierto contra defectos de fabricación.

- Garantía de operación: es el tiempo en el que el fabricante garantiza una determinada potencia de salida del módulo fotovoltaico

En cuanto a las certificaciones que deben tener el módulo fotovoltaico están:

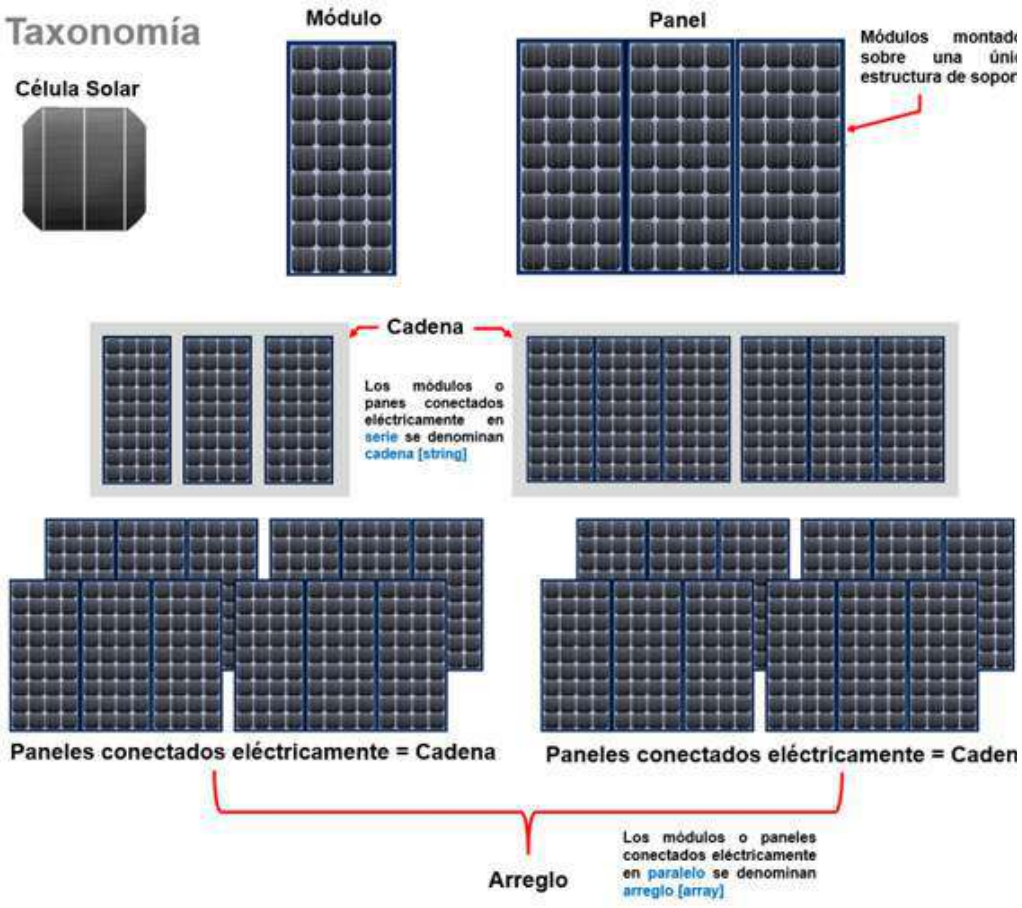
- IEC61215: módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 2: Procedimientos de ensayo.
- IEC61730: cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.

Asimismo, considerando lo extendido de las garantías en términos temporales, es deseable que el fabricante de módulos fotovoltaicos este presente en el listado TIER 1 Bloomberg, referido a la bancabilidad del fabricante.

Arreglos fotovoltaicos

Un arreglo fotovoltaico es un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre sí y montados sobre una estructura común. El objetivo de un arreglo fotovoltaico es generar electricidad mediante la conversión de la energía solar. Los arreglos pueden ser diseñados para satisfacer una variedad de requisitos de tensión y corriente eléctrica, y se utilizan comúnmente tanto en aplicaciones de pequeña escala como sistemas solares domésticos, como en instalaciones de gran envergadura, como granjas solares.

Gráfico 44: Taxonomía fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia

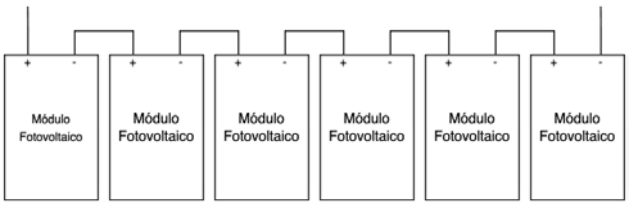
Tipos de conexiones en un arreglo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos en un arreglo pueden estar conectados en serie para aumentar la tensión en paralelo, para incrementar la corriente, o mediante una combinación de ambas configuraciones, para alcanzar la potencia eléctrica deseada.

Conexión en serie

Este tipo de conexión en la industria fotovoltaica se conoce como “String” o “Cadena”. La conexión en serie es una de las formas más comunes de conectar módulos fotovoltaicos en un sistema fotovoltaico. En una conexión en serie, el terminal positivo de un módulo se conecta al terminal negativo del siguiente módulo, y así sucesivamente

Gráfico 45: Conexión de módulos fotovoltaicos en serie



Fuente: Ilumin

En esta configuración, la corriente eléctrica fluye a través de un único camino, pasando por cada módulo en su trayectoria. Cada módulo en el String contribuye a la tensión total del conjunto, mientras que la corriente se mantiene constante a través de los módulos.

Comportamiento eléctrico de la conexión en serie

El comportamiento eléctrico de la conexión en serie se demuestra con las siguientes ecuaciones:

$$\boldsymbol{P}_{\boldsymbol{serie}} = P1 + P2 + P3 + Pn \ldots$$
$$\boldsymbol{V}_{\boldsymbol{serie}} = V1 + V2 + V3 + Vn \ldots$$
$$\boldsymbol{I}_{\boldsymbol{serie}} = I1 = I2 = I3 = In$$

Donde

P_{serie}: Potencia (W).
V_{serie}: Tensión en circuito serie (V).
I_{serie} : Corriente en un circuito serie (A).

La potencia y tensión se suma mientras que la corriente se mantiene constante a través de los módulos fotovoltaicos conectados.

Sensibilidad a la sombra

Una de las desventajas de la conexión en serie es su sensibilidad a las sombras. Si una sección de un módulo en una cadena en serie está sombreada, el rendimiento de todo el String se reduce significativamente.

Fácil de instalar y diseñar

Las conexiones en serie son generalmente más fáciles de instalar y diseñar, ya que requieren menos cableado y componentes de conexión en comparación con las conexiones en paralelo.

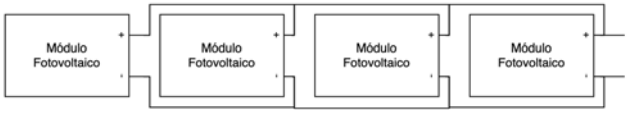
Limitaciones de voltaje: es fundamental tener en cuenta la tensión máxima del sistema, para evitar sobrecargas. Los sistemas en serie pueden alcanzar altas tensiones muy rápidamente, lo que puede ser peligroso si no se maneja adecuadamente

Nota: La cantidad de módulos que puedan estar conectados en serie está limitada por las especificaciones del inversor, la tensión máxima a la que el módulo pueda estar sometido y la temperatura de operación de la celda fotovoltaica.

Conexión en paralelo

La conexión en paralelo en sistemas fotovoltaicos implica conectar múltiples módulos o String de módulos fotovoltaicos, de tal manera que todos compartan los mismos puntos de entrada y salida, es decir, todos los terminales positivos están conectados entre sí y todos los terminales negativos también. Este tipo de conexión aumenta la corriente total del sistema mientras mantiene la tensión constante.

Gráfico 46: Conexión de módulos fotovoltaicos en serie



Fuente: Ilumin

Comportamiento eléctrico de la conexión en paralelo

El comportamiento eléctrico de la conexión en paralelo se demuestra con las siguientes ecuaciones:

$$\boldsymbol{P}_{\boldsymbol{paralelo}} = P1 + P2 + P3 + Pn \ldots$$
$$\boldsymbol{V}_{\boldsymbol{paralelo}} = V1 = V2 = V3 = Vn \ldots$$
$$\boldsymbol{I}_{\boldsymbol{paralelo}} = I1 + I2 + I3 + In$$

Donde

P_{serie}: Potencia (W).
V_{serie}: Tensión en circuito serie (V).
I_{serie} : Corriente en un circuito serie (A).

La potencia y corriente se suma mientras que la tensión se mantiene constante a través de los módulos fotovoltaicos conectados.

Fiabilidad

Si uno de los módulos falla o funciona a una eficiencia más baja, la conexión en paralelo permite que el sistema continúe operando, aunque con una eficiencia reducida.

Requiere más cableado

Los sistemas conectados en paralelo generalmente requieren más cableado, lo que podría aumentar los costos de instalación.

Perdidas por resistencia

Es posible que se experimenten más pérdidas por resistencia en los cables, especialmente si el cableado no es del calibre adecuado o si las distancias son de gran longitud.

2. Sistema de balance (BOS)

En sistemas fotovoltaicos, el término BOS (Balance of System) se refiere a todos los componentes y equipos necesarios para que el sistema funcione, excluyendo los módulos fotovoltaicos. El BOS incluye una variedad de componentes, tanto eléctricos como mecánicos, que son esenciales para el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico, según se describen a continuación.

2.1 Inversor fotovoltaico a red

Un inversor fotovoltaico a red, también conocido como inversor “A red” “On Grid” o “Grid Tied”, es un dispositivo esencial en un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Su función principal es convertir la corriente continua (CC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA), que es el tipo de electricidad compatible con la red de distribución y la mayoría de los aparatos domésticos.

Gráfico 47: Inversor fotovoltaico a Red

Fuente: HUAWEI

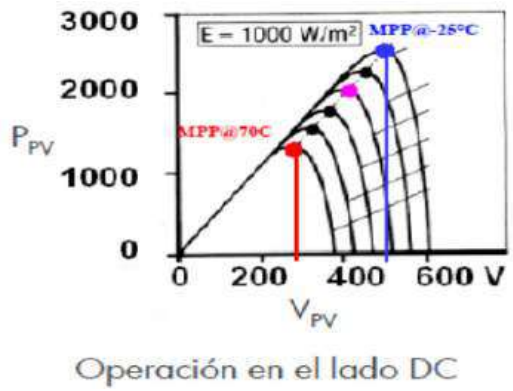
Características de los inversores a red

- Los inversores modernos suelen tener una eficiencia de conversión muy alta, a menudo en el rango del 92 al 99%.
- Están diseñados para sincronizarse automáticamente con la frecuencia y tensión de la red eléctrica a la que se conectan. Es importante seleccionar un inversor de acuerdo al perfil de red del país, que para Bolivia es 220 V y 50 Hz.
- Incorporan múltiples funciones de seguridad como protección contra sobrecargas, sobretensiones, y cortocircuitos. También incluye protección anti-isla, la cual hace que el inversor se desconecte automáticamente en caso de un apagón en la red, para garantizar la seguridad de los trabajadores que podrían estar reparando la red eléctrica.
- Los inversores avanzados vienen con sistemas de monitoreo remoto que permiten al usuario rastrear el rendimiento del sistema fotovoltaico en tiempo real.
- Son capaces de inyectar electricidad excedente en la red, lo que podría resultar en remanentes a favor del usuario en su factura de electricidad.
- Generalmente, cumplen con una serie de normativas y estándares internacionales que garantizan su calidad y seguridad, como por ejemplo IEC 61730, e IEC 61215 o IEC 61646.
- Pueden ser monofásicos o trifásicos, dependiendo de las necesidades del sistema y la conexión a la red.

Seguimiento del punto de máxima potencia MPPT

MPPT es la abreviatura de “Maximum Power Point Tracking”. Se trata de una técnica electrónica utilizada en los inversores y controladores de carga de sistemas fotovoltaicos para encontrar y mantener la operación en el punto donde un módulo fotovoltaico o una matriz de módulos produce la máxima potencia. En otras palabras, el objetivo del MPPT es asegurar que los módulos generen la máxima cantidad de energía eléctrica en todas las condiciones ambientales. Cada país posee normativas aplicadas a las instalaciones eléctricas, pero no en todos los países existe normativa eléctrica aplicada a sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, en los países que existen pliegos técnicos o códigos eléctricos aplicados a los sistemas fotovoltaicos, éstos limitan o prohíben utilizar en un mismo arreglo fotovoltaico diferentes modelos de módulos conectados a un único MPPT. Por ejemplo, en Chile solo se permite mezclar módulos de la misma potencia y de distinto fabricante si cada una de sus magnitudes eléctricas son de igual valor (SEC, 2020).

Gráfico 48: Seguidor del punto de máxima potencia del inversor



Fuente: SMA.

Características del MPPT:

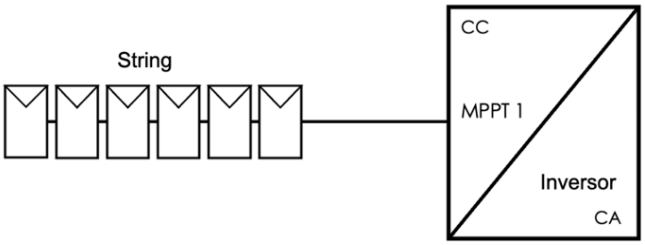
- Se emplea para asegurar que los módulos fotovoltaicos estén operando en su punto de máxima eficiencia en función de las condiciones de irradiación solar y temperatura.
- El MPPT es especialmente útil para condiciones climáticas variables, ya que puede adaptarse a cambios en la irradiación solar, la temperatura y la carga para maximizar la potencia de salida CA.
- Los sistemas con MPPT suelen ser más eficientes, pudiendo incrementar la eficiencia energética del sistema fotovoltaico en un 20 a 30% en comparación con sistemas sin MPPT.

2.2 Tipos de inversores a red

Inversor String

Este tipo de inversor es uno de los más comunes y se usa ampliamente en instalaciones residenciales de pequeña escala. Posee una única entrada MPPT, y la cantidad de String en paralelo que pueda estar conectado directamente al MPPT dependerá exclusivamente de la corriente máxima admisible del MPPT.

Gráfico 49: Inversor String



Fuente: Ilumin

Características:

- Generalmente, en el rango de 3 kW a 10 kW.
- Pueden ser ubicados cerca del arreglo fotovoltaico, facilitando el diseño del sistema.
- Suelen incluir capacidades para monitoreo remoto y diagnóstico.

Ventajas:

- Se pueden añadir más inversores y String conforme se amplía el sistema.
- No requieren de una sala técnica especial ni de grandes obras civiles.

Desventajas:

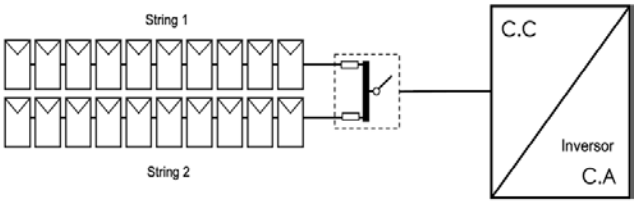
- Generalmente, más costosos por watt en comparación con inversores centrales.
- En sistemas grandes, se necesita una gran cantidad de inversores String, lo que puede complicar el diseño y la instalación.
- La necesidad de conectar múltiples inversores puede complicar la gestión de cables y otros componentes del sistema.
- La falla de un inversor afecta menos al sistema, pero puede requerir más intervenciones de mantenimiento.

Los inversores String son una opción versátil y escalable que se adapta bien a

una variedad de tipos de instalaciones. Ofrecen una excelente opción para sistemas pequeños. Sin embargo, en grandes instalaciones, el costo y la complejidad pueden aumentar debido a la necesidad de múltiples unidades.

Importante: cuando se conecten dos String en paralelo en una misma entrada MPPT del inversor, ambos String deben poseer las mismas características, misma cantidad de módulos conectados en serie, mismo modelo de módulo fotovoltaico y misma inclinación y orientación. Si existen diferencias en algunas de las condiciones antes señalada, se provocarán corrientes inversas, el String con mayor potencial suministrará corriente al String con menor potencial.

Gráfico 50: Dos String en paralelo en un único MPPT



Fuente: Ilumin

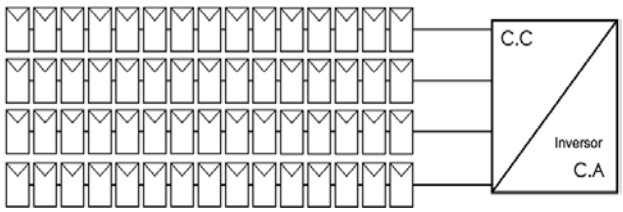
Inversor Multistring

Un inversor fotovoltaico Multistring es un tipo de inversor que permite la conexión de múltiples “String” o cadenas de módulos fotovoltaicos de manera independiente. Cada String tiene su propio seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), permitiendo que cada String opere en su nivel de eficiencia óptimo.

Características:

- Cada String está conectado a su propio MPPT, lo que permite un rendimiento óptimo para cada String.
- Dependiendo de la capacidad de corriente de la entrada MPPT, se podrá conectar más de un String en paralelo.
- Los inversores Multistring permiten mayor flexibilidad en la instalación, pudiendo adaptarse a diseños de sistemas fotovoltaicos más complejos, como techos con múltiples inclinaciones o sombreados parciales.
- Generalmente, incluyen funcionalidades avanzadas de monitoreo y diagnóstico para cada String, facilitando la identificación de problemas y el mantenimiento.
- En caso de fallo en uno de los String, los demás String pueden seguir funcionando, lo que incrementa la fiabilidad del sistema.

Gráfico 51: Inversor Multistring



Fuente: Ilumin

Ventajas:

- La capacidad de MPPT independiente permite un mejor rendimiento energético.
- Ideal para sitios con sombreado y diferentes orientaciones o inclinaciones.
- Menor número de inversores necesarios, en comparación con inversores String convencionales para la misma capacidad.
- Menos inversores significan menos cableados y complejidad.

Desventajas:

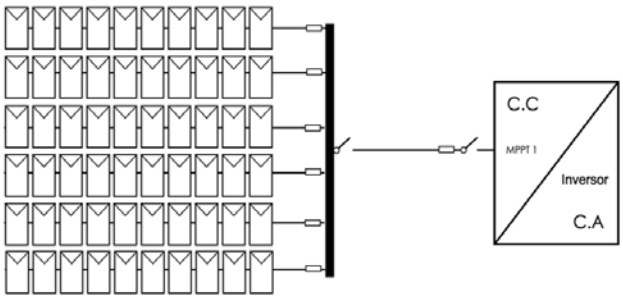
Aunque menos frecuente que con múltiples inversores String, todavía requiere mantenimiento periódico.

No siempre son la mejor opción para instalaciones muy pequeñas debido a su mayor costo y complejidad.

Inversor central

Los inversores centrales son una opción efectiva para instalaciones a gran escala, ofreciendo beneficios en eficiencia y economía de escala. Sin embargo, su naturaleza centralizada puede ser una desventaja en términos de flexibilidad, especialmente en sistemas más pequeños o con condiciones de sombreado o topografía complejas.

Gráfico 52: Inversor central



Fuente: Ilumin

Características:

- Estos inversores suelen tener capacidades que varían desde decenas de kilovatios hasta varios megavatios.
- Están diseñados para operar en condiciones extremas y cuentan con una construcción robusta.
- A diferencia de los inversores de String, se instalan en una ubicación central, reduciendo la complejidad del cableado.
- Generalmente, cuentan con sistemas de refrigeración activa para mantener el rendimiento.
- Pueden incorporar transformadores y otros equipos auxiliares.

Ventajas:

- Al manejar grandes cantidades de potencia, los inversores centrales pueden ofrecer un costo más bajo por unidad de potencia.
- Al estar centralizados, facilitan las tareas de mantenimiento y supervisión.
- Son ideales para proyectos de gran envergadura donde la centralización del sistema es más práctica y económica.
- Menos inversores y cableado disminuyen la complejidad de la instalación.
- Diseñados para ser robustos y duraderos, ofrecen un rendimiento confiable a lo largo del tiempo.
- Suelen ofrecer capacidades avanzadas de gestión de la red, como control de voltaje, frecuencia y factor de potencia.

Desventajas:

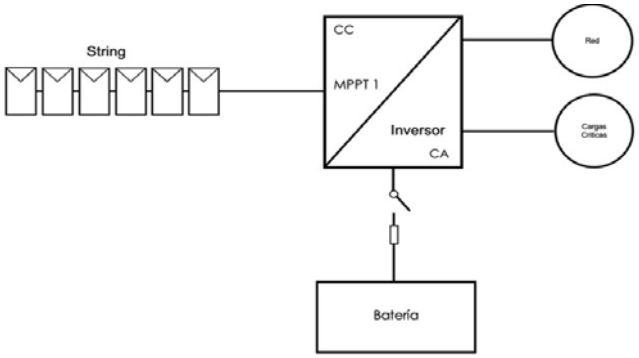
- La inversión inicial puede ser considerablemente mayor que con inversores de menor capacidad.
- Requiere un espacio considerable y, a menudo, infraestructura adicional como transformadores y sistemas de refrigeración.
- No son adecuados para instalaciones con múltiples orientaciones de módulos fotovoltaicos o niveles variables de sombreado.
- Si se presenta una falla, una gran parte o todo el sistema se verá afectado.

Inversor híbrido

Un inversor híbrido es un dispositivo que combina las funciones de un inversor a red con las de un cargador de baterías y un regulador de carga. Es esencial en

sistemas de energía solar fotovoltaica que integran almacenamiento en baterías, y está diseñado para gestionar tanto la energía procedente de los módulos fotovoltaicos como la almacenada en baterías. También incluye una protección anti-isla, la cual hace que el inversor se desconecte automáticamente en caso de un apagón en la red, para garantizar la seguridad de los trabajadores que podrían estar reparando la red eléctrica. En caso de apagón, el inversor solo provee energía en la salida de potencia CA de cargas críticas.

Gráfico 53: Conexionado del inversor híbrido



Fuente: Ilumin

Características de un inversor híbrido

- Puede manejar energía procedente de los módulos fotovoltaicos y de baterías, e incluso en algunos casos de la red eléctrica o generadores auxiliares.
- El inversor híbrido tiene algoritmos de control para decidir de dónde tomar la energía (módulos fotovoltaicos, baterías o red) según las necesidades y el estado del sistema.
- Algunos modelos permiten la conexión a la red eléctrica, facilitando la inyección de excedentes de energía a la misma o tomando energía de la red cuando sea necesario.
- En caso de corte de la red eléctrica, muchos inversores híbridos pueden alimentar cargas críticas utilizando las baterías como fuente de energía.

Ventajas de un inversor híbrido:

- Puede trabajar en sistemas aislados o conectados a la red, adaptándose a diferentes necesidades.
- Al tener múltiples funciones en un solo dispositivo, se reduce la necesidad de componentes adicionales, como reguladores de carga separados.
- Aunque inicialmente puede ser más caro que un inversor tradicional, puede resultar en ahorros a largo plazo al reducir la necesidad de otros componentes y al permitir la gestión inteligente de la energía.
- Permite a los propietarios de sistemas solares aprovechar al máximo su producción, almacenando excedentes para su uso posterior.

Desventajas de un inversor híbrido:

- Aunque a largo plazo puede resultar rentable, su precio inicial es más alto que el de un inversor convencional.
- Aunque son generalmente confiables, si un componente del inversor híbrido falla, puede afectar múltiples funciones del sistema fotovoltaico.

Microinversor

Un microinversor es un dispositivo compacto perteneciente a los MLPE (Module Level Power Electronics o, en español, electrónica de potencia a nivel de módulo) que se instala directamente en cada módulo fotovoltaico en un sistema fotovoltaico conectado a la red. A diferencia de los inversores String o centrales, que convierten la corriente

de múltiples módulos a la vez, el microinversor convierte la corriente de uno o dos módulos fotovoltaicos.

Características:

- Cada módulo tiene su propio inversor, permitiendo una conversión de corriente más eficiente.
- Posibilitan la optimización de la potencia de cada módulo fotovoltaico individualmente.
- Se pueden añadir más módulos fotovoltaicos con facilidad, sin la necesidad de cambiar el inversor.
- Opciones avanzadas para monitorear el rendimiento de cada módulo fotovoltaico individualmente

Gráfico 54: Microinversor

Fuente: ENPHASE

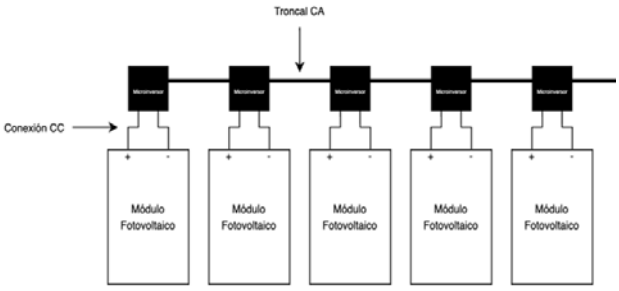
Ventajas:

- Al optimizar cada módulo fotovoltaico individualmente, los microinversores maximizan el rendimiento del sistema, especialmente en condiciones de sombreado o suciedad.
- La falla de un módulo fotovoltaico o un microinversor no afecta al rendimiento del sistema en su totalidad.
- Al operar a niveles de corriente y voltaje más bajos, los microinversores son generalmente más seguros.
- Son más fáciles y rápidos de instalar que los sistemas que utilizan inversores centrales o String.

Desventajas:

- Los microinversores suelen tener un costo inicial más elevado por vatio en comparación con los inversores String o centrales.
- Aunque es raro que fallen, si lo hacen, cada unidad tiene que ser reemplazada individualmente, lo cual puede ser más laborioso.
- Al estar montados bajo la cara posterior del módulo fotovoltaico, están expuestos a las altas temperaturas que estos generan, lo cual podría afectar su vida útil.

Gráfico 55: Conexión de microinversores



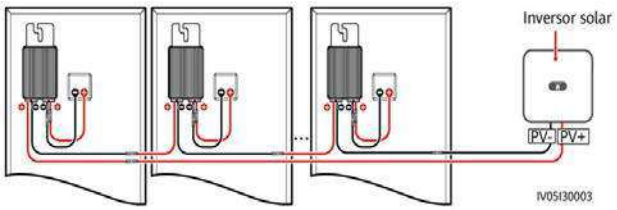
Fuente: Ilumin

Optimizador CC

Los optimizadores de corriente continua (CC) pertenecen al grupo de los MLPE y, al igual que el microinversor, es un dispositivo electrónico que se instala en cada módulo fotovoltaico para mejorar la eficiencia y el rendimiento del sistema fotovoltaico al ajustar la tensión y la corriente de cada módulo individualmente. En esencia, maximiza la energía de cada módulo

y mitiga las pérdidas por sombreado, degradación o suciedad. Sin embargo, no es un microinversor, ya que solo trabaja a nivel de CC.

Gráfico 56: Conexión de optimizadores



Fuente: Huawei

Características:

- Realiza un rastreo MPPT para cada módulo fotovoltaico individual, lo que mejora la eficiencia general del sistema.
- Ofrece monitoreo en tiempo real del rendimiento de cada módulo fotovoltaico, facilitando la detección de fallos y mantenimiento.
- Permite flexibilidad en el diseño del sistema fotovoltaico, ya que cada módulo puede funcionar a su máxima eficiencia independientemente de los demás.
- Puede funcionar con diferentes tipos de inversores y generalmente es fácil de instalar.
- Ofrece un apagado rápido del sistema fotovoltaico, llevando a 0 la tensión de cada módulo fotovoltaico.

Ventajas:

- Optimiza el rendimiento de cada módulo fotovoltaico, mejorando la eficiencia global del sistema.
- Mitiga las pérdidas de eficiencia debido a factores como el sombreado, la degradación o la orientación no uniforme.
- El monitoreo individualizado facilita la detección de problemas y reduce los costos de mantenimiento.
- Algunos optimizadores ofrecen características de seguridad, como el apagado automático de módulos en caso de fallo o riesgo de incendio.

Desventajas:

- Añaden un costo extra al sistema fotovoltaico.
- Aumentan la complejidad del sistema y podrían requerir un mayor mantenimiento en comparación con sistemas sin optimizadores.
- En resumen, los optimizadores de CC son dispositivos que mejoran la eficiencia y el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red al adaptar la operación de cada módulo a sus condiciones óptimas. Estos dispositivos son especialmente útiles en instalaciones donde los módulos están sujetos a diferentes condiciones de sombreado, orientación o inclinación.

2.3 Conductor fotovoltaico

El conductor fotovoltaico H1Z2Z2-K es un tipo de cable especialmente diseñado para su uso en instalaciones solares fotovoltaicas. Está diseñado para soportar las condiciones extremas a las que se exponen los sistemas fotovoltaicos, como la exposición a la radiación ultravioleta, las altas temperaturas y las condiciones climáticas variadas. Aquí se presentan algunas de las características típicas de este tipo de cable:

Gráfico 57: Conductor fotovoltaico H1Z2Z2-k

Fuente: TopSolar

- Conductor: cobre electrolítico estañado para proporcionar alta conductividad eléctrica.
- Aislamiento y revestimiento: cuenta con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y un revestimiento exterior de polímeros termoestables como XLPE o EPR, que son resistentes a la radiación ultravioleta, al calor, al frío y a la humedad.
- Resistencia a la temperatura: diseñado para operar en un rango de temperaturas desde los -40°C hasta los +90°C, y puede soportar temperaturas de corta duración de hasta +120°C.
- Tensión nominal: la tensión nominal de estos cables está en el rango de 600 V a 2.000 V, lo que los hace adecuados para aplicaciones de alta tensión en sistemas fotovoltaicos.
- Flexibilidad: son cables flexibles que pueden ser instalados fácilmente incluso en espacios reducidos y en trayectorias con muchas curvas.
- Normativas: los cables H1Z2Z2-K cumplen con diversas normativas y estándares europeos, como EN 50618 y TÜV 2 PFG 1169-08, lo que garantiza su idoneidad para instalaciones fotovoltaicas.
- Resistencia a la abrasión y al aceite: buena resistencia a la abrasión mecánica y a sustancias químicas como aceites y grasas.
- Colores: comúnmente disponibles en negro y rojo para la identificación de la polaridad en las conexiones.

2.4 Estructuras de montaje

Las estructuras de montaje para los módulos fotovoltaicos dependerán de las características particulares del lugar de instalación, sean éstos en cubierta, en suelo o sobre superficies de agua. En general los tipos de estructuras se dividen en:

Estructuras fijas o estacionarias

Estas estructuras están diseñadas para mantener los módulos en una posición fija, optimizada para maximizar la captación solar en función de la latitud del lugar. Son las más comunes en sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales. Dentro de las estructuras fijas tenemos dos modelos:

Modelos de montaje en suelo:

- Estructuras de montaje con pilotes (Ground-Mounted Driven Pile Systems) - Fundación profunda hincada mecánicamente

  Sistemas estructurales monoposte/biposte con pilotes metálicos galvanizados hincados (profundidad: 1.5-3.0 m, Ø114-219 mm, espesor: 4-8 mm) mediante vibración hidráulica o martillo diésel (energía: 5-15 kJ/golpe), específicos para instalaciones fotovoltaicas a suelo sobre terrenos heterogéneos no rocosos (cohesión mayor a 20 kPa, fricción φ>25°); elevación: 0.8-1.2 m sobre suelo para limpieza.

Ventajas geotécnico-estructurales:

- Capacidad última mayor a 80 kN/pilote (factor seguridad 2.5 Eurocódigo 7), resiste sismicidad Zona III (0.4g NB 525).
- Tratamiento anticorrosión: galvanizado en caliente 80-120 µm (ISO 1461) más revestimiento epoxi (C4-C5 costero), vida útil más de 30 años.
- Resistencia combinada: viento 140 km/h (Cp=-1.2), nieve 2.5 kN/m² (Cs=1.4 deriva).

Gráfico 58: Estructuras de montaje con pilotes

Fuente: alusinsolar.com

Ejecución metodológica:

- Estudio geotécnico SPT/N (resistencia punta mayor a 2 MPa).
- Hincado vertical controlado (±1° plomada láser)
- Rieles AlMgSi0.5 T6 premontados (longitude: 4-6 m), clips midpoint/ end-clamp universales.
- Prueba PDA dinámica (Pile Driving Analyzer) 5% pilotes.

Limitaciones: inviable en suelos rocosos (>20% grava >50 mm), requiere maquinaria pesada (acceso rural restringido). Costo Bs 180-250/m², amortizado por PR +5% bifacial albedo suelo.

Gráfico 59: Hincador de pilotes solares para estaciones de energía fotovoltaica

Fuente: https://es.made-in-china.com

Sistemas de montaje con balasto de hormigón

Son estructuras gravitacionales no penetrantes diseñadas para fijar módulos fotovoltaicos mediante bloques prefabricados de hormigón pretensado C25/30** (densidad: 2400 kg/m³, 20-60 kg/unidad) distribuidos uniformemente en bandejas/portabalastos metálicas de aleación AlMgSi0.5 T6 (espesor: 3-5 mm, anodizado 15 µm), específicas para cubiertas planas industriales/comerciales (pendiente menor al 2°) y suelos compactados (mayores al 95% Proctor) en proyectos fotovoltaicos.

Gráfico 60: Sistemas de montaje con balasto de hormigón

Fuente: https://es.starwinsolar.com

Principio de funcionamiento

La estabilidad se logra por equilibrio gravitacionalcontrafuerzasaerodinámicas (viento: Cp=-0.8 a -1.2) y cargas uniformes (nieve: 1.5-2.0 kN/m² Andes), generando presión de contacto σ=2-5 kN/m² sobre membranas TPO/EPDM sin riesgo de punzonamiento.

Componentes críticos:

- Bloques pretensados: 40×40×15 cm, fibras PP 0.6 kg/m³ anti-fisuración térmica.
- Bandejas de balasto: rejilla drenante IP44, ajuste micrométrico ±5 mm.
- Rieles principales: 3.5-4.2 m, carga puntual 120 kg/rieles.

Ventajas vs. sistemas penetrados:

- Integridad cubierta preservada: garantía TPO/EPDM mayor a 20 años (zero penetrations).
- Resistencia eólica certificada: ASCE 7-16 zona C (35 m/s), factor seguridad 1.6.
- Sismo compatible: Zona III NB 525 (0.3g), período propio T<0.5s rígido.
- Instalación acelerada: 80 m²/día (2 operarios), sin maquinaria pesada.

Modelos para cubiertas y losas:

Sistemas Lastrados (Ballasted)

Configuraciones sin penetración que distribuyen cargas gravitacionales uniformes (20-50 kg/m² lastre concreto/ gravilla) sobre membranas impermeables TPO/EPDM (espesor >1.5 mm), ideales para techos planos industriales/comerciales (pendiente <5°) donde las perforaciones comprometen garantía de estanqueidad (>20 años).

Ventajas técnicas:

- Cero riesgos de filtraciones, preservando integridad estructural (NB 688 Bolivia).
- Elevada resistencia eólica (>150 km/h) por succión aerodinámica minimizada (pendiente 10° presión Cp=-0.9 conforme ASCE 7-16).
- Modularidad: instalación rápida (50 m²/hora), reconfigurable para sombreado estacional.

Limitaciones: requiere capacidad portante verificada (mín. 150 kg/m², ensayo de carga), inapropiado para losas frágiles sin refuerzo. Se debe planificar la distribución uniforme para evitar la concentración puntal mayor a 2 kN.

Gráfico 61: Estructuras de montaje lastrado

Fuente: alusinsolar.com

Montaje penetrado químicamente anclado (ChemSet)

Configuraciones estructuralmente empernadas mediante anclajes químicos epoxi-acrilato o viniléster (ETA-15/0370, inyección 2K) en perforaciones Ø12-16 mm (profundidad 80-120 mm), específicas

para losas de hormigón armado pretensado (f'c ≥25 MPa) en proyectos GD mini/macro (>50 kW). Ideal para cubiertas inclinadas o planas con pendiente menores a 10°, donde cargas dinámicas (viento/nieve) exigen rigidez torsional superior a lastrados.

Ventajas técnicas:

- Capacidad última mayor a 15 kN/anclaje (factor seguridad 4.0 ACI 318-19), resistente a sismicidad.
- Tratamiento químico anticorrosión: resinas hibridas (ISO 9223 C4-C5 costero), galvanizado electrolítico más pasivación (AISI 316 para pernos M10-12) o inyección epoxi pura (resistividad salina 5000h).
- Precarga controlada (torque 30-50 Nm): elimina asentamientos diferenciales, optimizando alineación de módulos (error de pendiente menor a 0.5°).

Ejecución metodológica:

- Perforación rotativa diamantada (sin percusión, polvo aspirado).
- Inyección resina 360° desde fondo, inserción lenta perno roscado M10x120.
- Curado 24-48h (acelerado 35°C), prueba tracción destructiva 10% anclajes.
- Sellado perimetral silicona neutra IP67 anti-filtración.

Limitaciones: requiere estudio geotécnico de capacidad resistente del hormigón frente al esfuerzo cortante bidireccional (resistencia punzonamiento mayor o igual a 7 MPa), inapropiado para membranas asfálticas sin contrapiso. Costo inicial mayor al 30% vs. lastrado, amortizado por durabilidad 40 o más años.

Gráfico 62: Montaje penetrado químicamente anclado

Fuente: alusinsolar.com

Montajes coplanares en cubiertas (mantienen la pendiente del techo)

Son sistemas de fijación coplanar** que posicionan módulos fotovoltaicos paralelos al plano de cubierta inclinada (α techo = β módulo óptimo), eliminando estructuras elevadas para maximizar integración arquitectónica en tejados residenciales/comerciales (pendiente: 15-35°). Fijación mediante rieles AlMgSi0.5 T6 perfil bajo (altura: 20-50 mm) y penetraciones mínimas (4-6 puntos/módulo), preservando estética y aerodinámica (Cd=0.9 vs. 1.4 inclinado).

Gráfico 63: Estructuras de montaje coplanar

Fuente: https://www.greentecher.com.

Ventajas técnico-arquitectónicas:

- Carga distribuida mínima: 10-15 kg/m² (peso propio módulos), sin momentos significativos.
- Resistencia viento superior: coeficiente presión neta Cp≈+0.2 (sin succión inferior), velocidad diseño 120 km/h Zona C.
- Compatibilidad universal: tejados fibrocimento, metálicos prepintados, teja cerámica (clips universales).

Ejecución técnica:

- Reconocimiento estructural: capacidad cubierta ≥20 kg/m², espaciado cabios ≤1200 mm.
- Fijación selectiva: autoperforantes Tek5x25mm (metal), anclajes químicos M8x60 (hormigón), silicona neutra perimetral.
- Orientación obligatoria: norte verdadero ±30° (azimut óptimo Bolivia).
- Sellado IP67: membrana butílica autoadhesiva en todas las penetraciones.

Limitaciones críticas

- Pérdida rendimiento: 5-12% anual vs. tilt óptimo (β=latitud φ), inviables cubiertas norte/plano.
- Acceso mantenimiento restringido: espacio trasero <100 mm, riesgos eléctricos elevados.
- Expansión térmica diferencial: coeficiente de dilatación Al=23×10^{-6} vs. hormigón=12×10^{-6}; requiere juntas movimiento.

Componentes de aluminio para el montaje

Rieles porta módulos (AlMgSi0.5 T6 Anodizado 15µm)

Perfiles extruidos de longitud entre 2.0-7.2 m (sección 40-50 mm ancho, 20-45 mm alto) que soportan carga puntual 120-180 kg/rieles espaciados 1200 mm, diseñados para fijación central/periférica de los módulos. Tolerancia alineación menor a 0.5° vía nivel láser, coeficiente dilatación térmica α=23×10^{-6}/°C compatible vidrio flotante.

Prensas

Piezas bilaterales (Middle Clamps30-50 mm ancho** que comprimen de bordes largos adyacentes a los marcos de módulos contiguos (gap 20-30 mm ventilación), torque 8-12 Nm (M8 A2-70 inoxidable). Fijadas a riel vía tuerca especial fotovoltaica (anti-rotación), distribuyen fuerza uniforme 500-800 N/módulo evitando microfracturas en las células (IEC 61730). Capacidad térmica -40°C a +85°C.

Prensas finales (End Clamps), piezas laterales 40-60 mm alto para extremos libres del marco del módulo (1 por lado/rieles), torque 12-15 Nm (M8x25mm), altura ajustable ±5 mm compensa tolerancias de fabricación. Bordes redondeados protegen laminado frontal

Conectores tierra integrados (Ground Clips)

Puentes conductivos en prensa mid/end-clamp (acero inoxidable pasivado) que perforan anodizado riel, estableciendo continuidad eléctrica a tierra con resistencia menor a 0.1 Ω con el marco aluminio del módulo mediante contacto punzonado (UL 467/IEC 62548). Eliminan los tornillos a tierra separados

Gráfico 64: Componentes de aluminio para el montaje

Fuente Elaboración propia.

Tornillo conexión tierra (EGC Bonding)

M6x20 mm cabeza hexagonal A2-70 con arandela dentada estrella (agujereando óxido), torque 5 Nm, conecta múltiples puntos tierra (rieles-marco-inversor). Resistencia corrosión C4 (galvanizado más pasivación), corriente falla 10 kA/1s.

Fijaciones específicas por tipología de cubierta

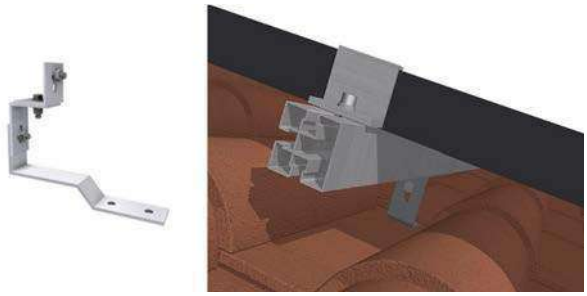
Tabla 6: Caracterización mecánica del tipo de fijación

Cubierta	Fijación	Diámetro/ largo	Torque	Sellado
Teja cerámica	Gancho colgar S/S304	M8x80 mm	15 Nm	Silicona neutra
Chapa metálica	Autoperforante Tek5	5.5x32 mm	4 Nm	Butílico autoadherente.
Fibrocemento	Anclaje químico epoxi	M8x60 mm	20 Nm	Membrana IP67

Fuente: Elaboración propia

Anclaje bajo teja: debe ser la primera opción, aunque algo más compleja y requiere un poco más de trabajo de instalación. Por otro lado, tiene una gran ventaja: al no perforar las tejas, garantiza que haya problemas de humedades futuras por filtración de agua.

Gráfico 65: Instalación de anclaje bajo teja

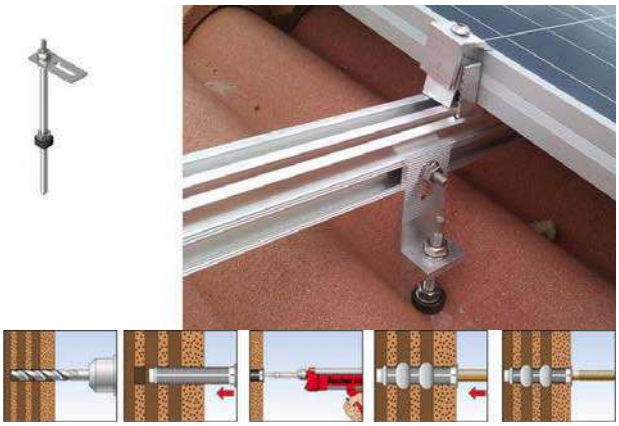


Fuente: https://www.helioesfera.com

Su instalación se basa en una pieza que va anclada debajo de la teja y sale por la parte inferior de ésta. Para ello es necesario retirar la teja donde va el anclaje. Esta maniobra hay que hacerla con mucho cuidado, ya que una manipulación brusca y no adecuada puede provocar la rotura de la teja.

Anclaje con perforación de teja: en este caso es necesario perforar la teja y llegar a algún elemento estructural de la construcción para asegurarnos de no ejercer la fuerza sobre la teja, ya que ésta no está pensada para soportar esos esfuerzos.

Gráfico 66: Anclaje con perforación de teja



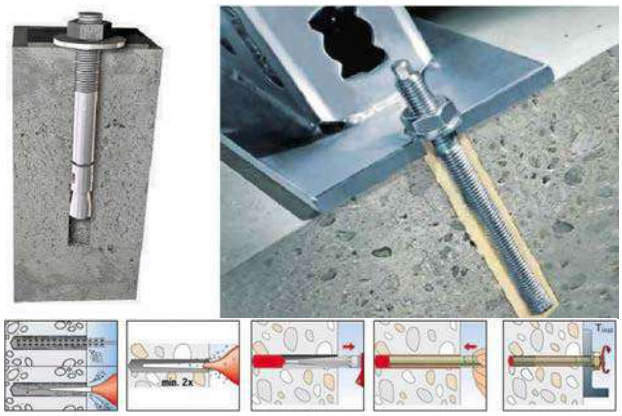
Fuente: https://www.helioesfera.com/

La sujeción de este sistema es similar al del anclaje bajo teja, pero se debe asegurarnos el sellado completo del agujero, para no tener problemas de filtración de agua en un futuro. A pesar de que este anclaje trae una junta de caucho EPDM, se recomienda utilizar algún impermeabilizante de exterior y aplicarlo en abundancia a su alrededor.

Una vez que se tiene decidido el sistema de anclaje, se debe saber cómo realizar la fijación, teniendo siempre en cuenta que ésta debe realizarse sobre elementos estructurales o que garanticen los

esfuerzos que se pueden producir. En situaciones de mucho viento pueden producirse grandes esfuerzos sobre los paneles que deben soportar los anclajes. En caso de dudas se debe consultar siempre con algún especialista.

Gráfico 67: Anclaje sobre soporte macizo. metálico y químico



Fuente: https://www.helioesfera.com

Metodología de instalación

- Marcación láser espaciado rieles según estructura cubierta (≤1200 mm).
- Fijación secuencial: *Riel → prensa media → prensa final → ground clip.*
- Verificación torque calibrado (calibrador digital ±5%).
- Continuidad tierra multímetro (<1 Ω String completo).

Estructuras con seguidores

Estas estructuras se mueven durante el día para seguir la trayectoria del sol, incrementando la generación de energía. Existen dos tipologías:

Seguidores uniaxiales: rotación en un eje, siguiendo la altura; ideales para grandes parques solares por su eficiencia.

Seguidores biaxiales: rotación en dos ejes; permiten captar más radiación creando ángulos óptimos en toda la jornada; más costosos y complejos, pero con mayor rendimiento.

Sistemas de montaje con seguidor de un eje (Single-Axis Solar Tracker)

Estructuras motorizadas de rotación horizontal** (±90° este-oeste) que ajustan dinámicamente el ángulo de incidencia solar, minimizando pérdidas (10-25% mayor rendimiento vs. fijo), mediante actuadores lineales o giroscopios (torque 5-20 kNm) controlados por algoritmos astronómicos (ecuaciones declinación δ, ángulo horario ω) o sensores fotoeléctricos MPD (Maximum Power Dual-axis).

Configuración horizontal este-oeste (eje N-S fijo) en suelos planos extensos (mayores a 1 ha), optimizando los desempeños de la tecnología bifacial (ganancia albedo +15%).

Ventajas técnico-económicas:

- Ganancia energética 18-25** (PR 82-88%) vs. fijo,
- Backtracking inteligente: espaciado fila GCR 0.4-0.5 (vs. 0.65 fijo).
- Resistencia ambiental: viento estiba 120 km/h (±60°), nieve autolimpiada.

Limitaciones: CAPEX mayor al 40% vs. Fijo; O&M anual 1.5% inversión (lubricación masiva), inviable en suelos irregulares (pendiente menor al 1%).

Gráfico 68: Estructuras de montaje con tracker de un eje módulos bifaciales

Fuente: https://www.mibetsolar.es

Estructuras especializadas

- **Estructuras flotantes:** para instalaciones sobre cuerpos de agua, fabricadas en materiales resistentes a la corrosión y diseñadas para soportar presión y movimiento del agua.

  En la instalación de módulos fotovoltaicos, factores como la orientación, las sombras o la disponibilidad de espacio han motivado al sector energético a explorar alternativas para acceder a la energía solar. A gran escala, han surgido diversas soluciones, como los huertos y las marquesinas solares.

Gráfico 69: Estructuras de montaje sobre agua

Fuente: https://cuervaenergia.com/es/comunidad/sostenibilidad/fotovoltaica-flotante/

- **Estructuras para instalaciones en zonas con condiciones extremas:** resistentes a vientos fuertes, nieve o corrosión marítima.

  Cuando el viento incide sobre techos con módulos fotovoltaicos, fluye a través del espacio aerodinámico típico entre los paneles y la cubierta (o entre paneles y suelo en montajes terrestres), generando **elevación hidrodinámica significativa** por efecto Venturi y vórtices de presión diferencial sobre las superficies superiores. Este fenómeno aerodinámico puede superar las capacidades de diseño estructural (factor de seguridad 1.5-2.0 ASCE 7-16), provocando desprendimiento de módulos de rieles, arranque de soportes del substrato o fallo catastrófico del techo por succión, pese a anclajes PV intactos.

Gráfico 70: Estándar ASCE/SEI 7-22

Fuente: https://www-asce-org

Cargas por nieve (0.5-2.0 kN/m², IEC 61215 Ed.4) exacerban solicitaciones combinadas compresión-flexión, requiriendo diseños techo plano lastrado o bastidores inclinados con coeficientes de deriva nieve (Cs=0.9-1.4). Estudios certificados demuestran la necesidad de sistemas montaje solar mayor rigidez que cubiertas convencionales bajo vientos mayores a 120 km/h más nieve acumulada.

Otra fuente crítica son proyectiles aerotransportados durante eventos azarosos. Aunque aleatorios por masa/velocidad terminal de materiales heterogéneos, los ensayos sobre los módulos fotovoltaicos templados (3.2 mm vidrio flotante, mayores a 4kPa de granizo IEC 61730) validan resiliencia frente a escombros transportados por el viento.

Gráfico 71: Estructuras de montaje para zonas con condiciones extremas

Fuente: https://www.solaracks.com

Corrosión marítima y por humedad: la norma ISO 9223:2012 es el estándar internacional que clasifica la corrosividad atmosférica en seis niveles, basándose en la tasa de corrosión de metales durante el primer año. Evalúa factores como humedad, contaminantes (dióxido de azufre) y salinidad (cloruros) para predecir la durabilidad de materiales en exteriores e interiores: C1 (Muy baja), C2 (Baja), C3 (Media), C4 (Alta), C5 (Muy alta) y CX (Extrema). Bajo este tipo de condiciones se exige anclajes AISI 316L y cables H1Z2Z2-K (EN 50618, resistencia salina/acid 3000h IEC 61701), preservando integridad eléctrica/estructural por 30 años en microclimas agresivos. Esta robustez multifuente reafirma y garantiza la supervivencia de los sistemas fotovoltaicos certificados frente a eventos climáticos extremos combinados, superior a componentes arquitectónicos no especializados.

2.5 Cableado, ductos y conexiones

En orden de organizar y proteger el cableado y las conexiones, describimos algunos elementos y técnicas importantes.

Caja de conexión de cadenas

Una *String Box*, también conocida como *"Caja de conexión de cadenas"* o "Combiner Box", es un componente de los sistemas fotovoltaicos utilizado para conectar String en paralelos. Permite conectar múltiples String de módulos fotovoltaicos en paralelo y combinar sus salidas para derivar una única salida hacia el inversor.

Gráfico 72: Caja de conexiones de cadenas

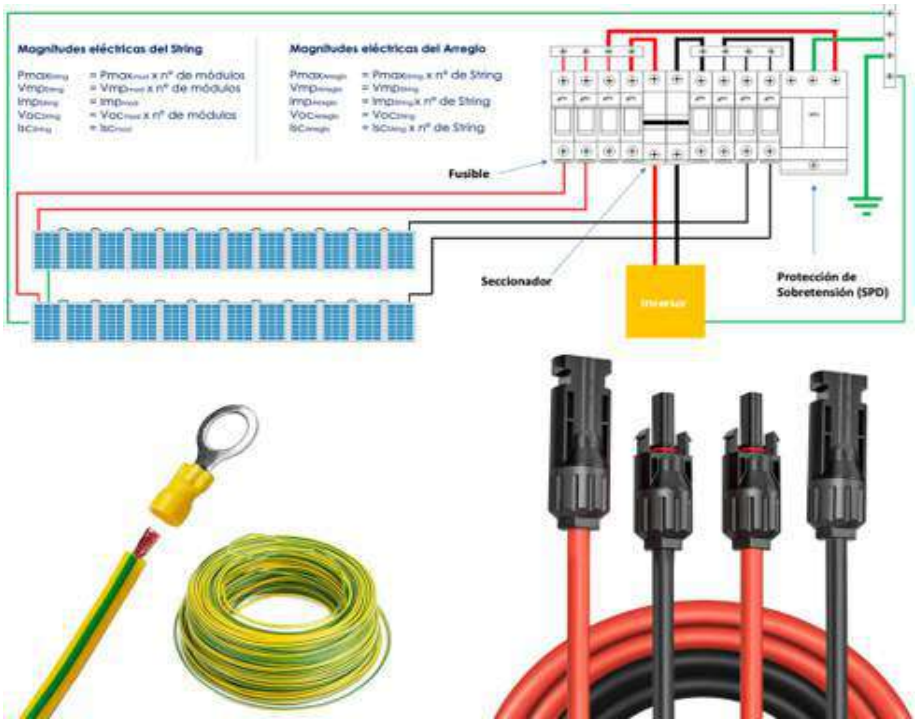
Fuente: https://www.solartik.com

Cableado CC

El cableado de las instalaciones fotovoltaicas tiene requerimientos específicos. Es imprescindible la utilización de elementos con calificación adecuada para tal fin. Entre ellos se recomienda utilizar cables H1Z2Z2-K, que es un cable solar fotovoltaico de alta flexibilidad con certificación TÜV (IEC 62930/EN 50618) diseñado para instalaciones solares y adecuado para condiciones húmedas y exteriores.

Un cable de tierra (o toma de tierra) es un conductor de color **verde y amarillo** que protege a personas y equipos de descargas eléctricas, proporcionando un camino seguro para que la corriente de fallo (fuga) se desvíe al suelo, evitando que pase por el cuerpo humano o dañe los aparatos; no lleva corriente normalmente, pero actúa como ruta de escape si hay un fallo en la instalación, enviando el exceso de energía hacia una jabalina o malla de cobre enterrada.

Gráfico 73: Cableado fotovoltaico de corriente continua



Fuente: https://www.angolube.com

Ductos eléctricos

Los ductos eléctricos para corriente continua (CC) en sistemas fotovoltaicos deben cumplir con normativas estrictas de seguridad y resistencia ambiental. Su función principal es proteger los conductores de daños mecánicos y condiciones climáticas extremas.

Detalles técnicos de la instalación:

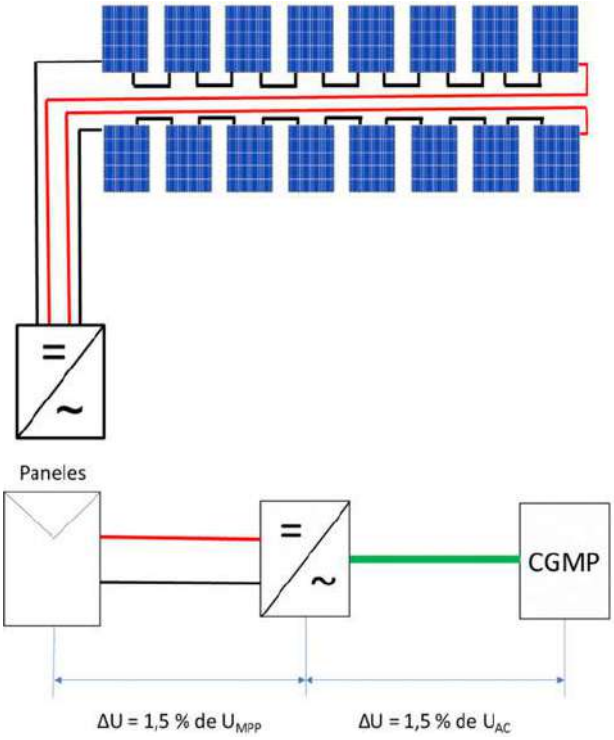
- Zona intemperie (B1): canal protector aislante, idealmente con protección solar directa y coeficiente de corrección por temperatura (50°C) de 0,9.
- Zona interior (B1): tubo bajo montaje superficial, siguiendo las normativas de seguridad (UNE-HD 60364-5-52).

Requisitos

- Resistencia UV: es obligatorio que los ductos expuestos directamente al sol sean resistentes a la radiación ultravioleta, para evitar que se vuelvan quebradizos. Se recomiendan ductos de PVC rígido con protección UV o fibra de vidrio.
- Propiedades ignífugas: en países como Chile, las canalizaciones no metálicas deben ser retardantes a la llama y autoextinguibles.
- Flexibilidad vs. rigidez: se pueden usar ductos corrugados específicos para energía solar que cuenten con certificaciones internacionales (como IEC o NEC) para facilitar el cableado en tramos complejos.
- Protección mecánica: deben resguardar los cables contra golpes, tirones o caídas de elementos externos, asegurando que los conductores no queden tensos ni colgando.
- Para las líneas de corriente continua (CC) en instalaciones fotovoltaicas con sistemas de instalación tipo B1 (cables unipolares o multipolares en conductos sobre paredes o techos), se recomiendan conductos aislantes

y resistentes a UV. Se utiliza canal protector en intemperie y tubos en interior para proteger los cables PV ZZ-F o H1Z2Z2-K.

Gráfico 74: Líneas de corriente continua (CC) en instalaciones fotovoltaicas



Fuente: https://www.prysmianclub.es

Gráfico 75: Cable solar H1Z2Z2-K

Fuente: https://www.cabletelandalucia.com/assets/zzf-top-cable.pdf

Sistemas de ductos (B1):

Zona intemperie (tramo exterior):

Canaleta protectora aislante: debe ser resistente a rayos UV, intemperie y de grado de protección adecuado (ej. IP65 o superior) según ITC-BT 26 y 30.

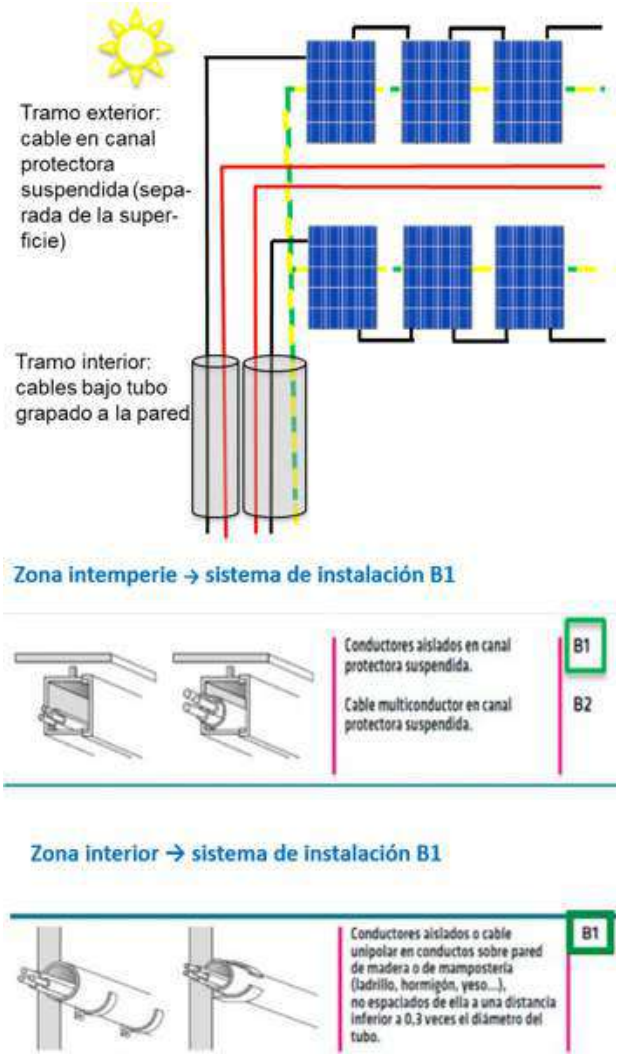
Uso: montaje superficial para proteger los cables fotovoltaicos de la radiación solar y agentes externos.

Zona interior (tramo interior):

Tubo aislante o canaleta: tubos de PVC rígido o curvable, montados en superficie bajo tubo en montaje superficial.

Uso: conducción segura desde la entrada al edificio hasta el inversor.

Gráfico 76: Sistemas de ducto B1 en instalaciones fotovoltaicas



Fuente: https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/

Consideraciones técnicas (B1):

- Cables: usar cables unipolares de cobre con doble aislamiento (tipo H1Z2Z2-K).
- Factor de corrección: en la intemperie (B1), aplicar factores por radiación solar (0,9) y temperatura (50°C).
- Protección: los conductos deben garantizar la estanqueidad para evitar la entrada de agua, especialmente en exteriores.

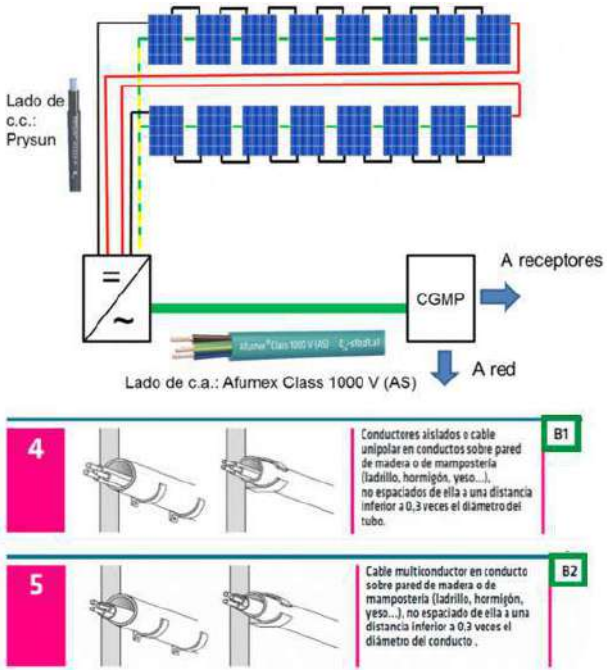
Cableado AC

Sistema de instalación tipoB2, según la normativa internacional IEC 60364-5-52 y la española UNE-HD 60364-5-52 (que rige las intensidades máximas admisibles.

Características y detalles técnicos del sistema B2:

- Configuración: cables multiconductores colocados dentro de tubos (ya sean rígidos o flexibles, de PVC o metálicos).
- Montaje: superficial, es decir, fijados a la pared mediante grapas, abrazaderas o rieles, no empotrados.
- Capacidad de corriente: la capacidad de carga está definida por la norma UNE 20460-5-523 y el "Reglamento electrotécnico de baja tensión" (REBT).
- Factores de corrección: se deben considerar factores por agrupación de circuitos y temperatura ambiente. Por ejemplo, para aislamiento de polietileno reticulado (\(XLPE\)) a 40°C, la capacidad puede ser significativamente diferente a la nominal, con valores típicos de 41 A para 6 \(mm^{2}\).
- Sección del tubo: si se instalan múltiples conductores en el mismo tubo, su sección transversal interna debe ser al menos cuatro veces la sección ocupada por los conductores.
- Ubicación: montaje superficial (visto) sobre una pared o techo.
- Soporte: se aplica cuando el tubo está fijado a una pared de madera o mampostería, o si la distancia entre el tubo y la superficie es inferior a 0,3 veces el diámetro del tubo.
- Variantes: también incluye cables multiconductores en canaletas (canales protectores) fijadas a la pared, ya sea en recorridos horizontales o verticales.

Gráfico 77: Síntesis de cableado y conductores CC y AC



Fuente: https://www.prysmianclub.es

2.6 Dispositivos de protección en DC

Dispositivo de protección contra sobre-corriente CC

Ambos polos de cada String deben estar protegidos individualmente por una protección de sobre-corriente, para evitar que una falla en un String afecte al rendimiento de las otras, a causa

de corrientes inversas. Habitualmente se utilizan fusibles del tipo gPV o interruptores termomagnéticos aptos para sistemas fotovoltaicos.

Gráfico 78: Fusible gPV + Portafusible

Fuente: Suntree

Protección contra sobretensiones SPD clase II

El dispositivo de protección contra sobretensiones (SPD, por sus siglas en inglés) clase II es fundamental en instalaciones fotovoltaicas para proteger el equipo y las personas contra sobretensiones transitorias, especialmente descargas atmosféricas. Para calcular el SPD clase II adecuado para sistemas fotovoltaicos, se deben considerar varios parámetros:

Tensión nominal del sistema (Uc): es el valor eficaz de tensión máximo que puede aplicarse permanentemente a los bornes del dispositivo de protección.

Nivel de corriente de descarga (In): generalmente, para un SPD clase II, este valor está en el rango de 5 kA a 20 kA.

Nivel de protección (Up): es la máxima tensión que aparecerá en el equipo protegido durante una descarga del SPD. Debe ser inferior al nivel de resistencia de tensión del equipo a proteger.

Gráfico 79: Protección de sobretensión clase II (SPD)

Fuente: Suntree.

Seccionador CC

El seccionador es un elemento de maniobra y no de protección de sobrecorriente, por lo que su capacidad debe ser mayor a la capacidad de corriente de la protección de sobrecorriente. Además, el seccionador debe estar listado para CC y tensión Voc corregida del arreglo fotovoltaico.

Gráfico 80: Seccionador CC

Fuente: Suntree.

Dispositivos de protección en AC

Al igual que en el lado DC, el lado AC requiere de dispositivos de protección a la salida del inversor fotovoltaico de red, para lo cual rige la norma boliviana NB 777-2:2024 “Diseño y construcción de instalaciones eléctricas interiores en baja tensión – Parte 2: Protecciones en instalaciones eléctricas en baja tensión”. En tér-

minos generales, se requiere protecciones contra sobretensiones SPD al lado AC y de un dispositivo de un elemento de interrupción general del sistema fotovoltaico, pudiéndose ser éste un termomagnético.

Gráfico 81: Termomagnético y SPD en AC

Fuente: ABB.

2.7 Sensor de potencia

Un sensor de potencia o "Smart Power Sensor", es un dispositivo compacto de medición electrónica, instalado regularmente en el tablero eléctrico, que registra el consumo de energía eléctrica en intervalos de tiempo. En sistemas fotovoltaicos conectados a la red, el Smart meter no solo mide la energía que se consume desde la red de distribución eléctrica, sino que puede controlar la energía inyectada por el sistema fotovoltaico hacia la red de distribución.

Gráfico 82: Smart Power Sensor

Fuente: Huawei

Estos dispositivos ofrecen la capacidad de monitorear el consumo y la generación de energía en tiempo real en el inversor, ya que los Smart meter en sistemas fotovoltaicos conectados a la red están comunicados directamente con el inversor, generalmente a través del protocolo RS-485.

Nota: algunos Smart meter poseen visor para permitir a los usuarios revisar el consumo de energía en tiempo real, especialmente necesarios cuando el propio inversor no dispone de visor.

2.8 Medidor bidireccional

Un medidor bidireccional es un dispositivo de medición eléctrica diseñado para registrar tanto la energía consumida desde la red eléctrica como la energía generada e inyectada a la red por un sistema fotovoltaico. Este tipo de medidor habitualmente está instalado en el punto del empalme y es esencial en los sistemas de energía solar conectados a la red para la contabilización precisa de la energía en ambas direcciones por parte de la distribuidora.

Gráfico 83: Medidor bidireccional

Fuente: Blanda

2.9 Medidor de generación

Es un medidor unidireccional de medición eléctrica para registrar la energía de la fuente de generación fotovoltaica. Este medidor debe estar instalado próximo al medidor bidireccional (si fuera posible).

Gráfico 84: Medidor de generación.

Fuente: Wasion

2.10 Puesta a tierra

La puesta a tierra de protección es un sistema de seguridad en las instalaciones eléctricas que se utiliza para proteger a las personas y los equipos de posibles descargas eléctricas. La puesta a tierra se debe proyectar de acuerdo a las condiciones del emplazamiento, midiendo la resistividad del terreno donde se montará el sistema eléctrico y con ello determinar el sistema de puesta a tierra. La resistividad del sistema de puesta a tierra en donde estará conectado el sistema fotovoltaico no debe superar los 10 Ohm.

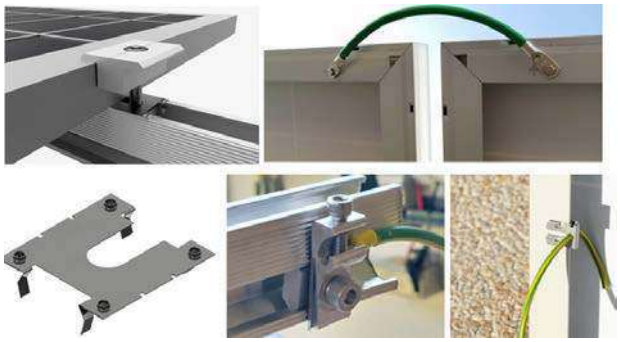
Gráfico 85: Electrodo puesto a tierra

Fuente: Minenergía, Chile

2.11 Dispositivos de equipotencialización

La interconexión de marcos de módulos fotovoltaicos para equipotencialización consiste en unir eléctricamente todos los marcos metálicos (aluminio/acero) y estructuras de soporte a un punto de tierra común, para evitar diferencias de potencial peligrosas. Se utilizan abrazaderas, grapas de tierra o terminales especiales aprobados, conectados mediante conductores de cobre, asegurando la continuidad eléctrica para la seguridad ante fallas de aislamiento.

Gráfico 86: Dispositivos de equipotencialización



Fuente: Elaboración propia

Aspectos clave para la interconexión

Propósito: garantizar que todas las partes metálicas no energizadas tengan el mismo potencial eléctrico, reduciendo el riesgo de descargas y permitiendo que las protecciones actúen ante fallas.

- **Técnicas de unión:**
  - Grapas de tierra/arandelas dentadas: dispositivos que perforan la capa anodizada del marco de aluminio para garantizar el contacto metálico directo.
  - Orejetas de conexión (Lugs): pernos y orejetas de cobre estañado fijados en los orificios de puesta a tierra de los módulos.
  - Conductor de tierra: se utiliza cable de cobre (generalmente \(\ge 6\ text{\ mm}^{2}\) o según norma local) para unir cada módulo a la estructura y finalmente a la tierra principal.

- ***Estructuras de montaje:*** los marcos de los módulos deben unirse a la estructura, y ésta, a su vez, conectarse a la tierra del sistema, minimizando la resistencia de contacto.

- Normativa y mantenimiento: la conexión no debe limitar la expansión térmica de los módulos. Se requieren inspecciones regulares para verificar la integridad de las conexiones, ya que una mala conexión aumenta la resistencia, provocando sobrecalentamiento.

La correcta equipotencialización previene fallos en inversores y protege contra sobretensiones, diferenciándose de la simple puesta a tierra al enfocar en la unión de todas las partes metálicas entre sí.

3. Casos de estudio

Caso de estudio 1

Objetivo:

Determinar la eficiencia de un módulo fotovoltaico.

Enunciado:

Usted es un encargado comercial de un proveedor de módulos fotovoltaicos para el mercado boliviano. Su tarea es verificar la eficiencia de los productos en función a los datos de la ficha técnica. Considere los cuadros siguientes:

Característica	Valor
Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of cells	156 (6×26)
Dimensions	2166×1002×35mm (85.28×39.45×1.38 inch)
Weight	24 kg (52.91 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm^2 (+): 250mm , (-): 150 mm or Customized Length

ESPECIFICACIONES:

Parámetro	JKM425M-78H JKM425M-78H-V	JKM430M-78H JKM430M-78H-V	JKM435M-78H JKM435M-78H-V	JKM440M-78H JKM440M-78H-V	JKM445M-78H JKM445M-78H-V
Condición	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp / 316Wp	430Wp / 320Wp	435Wp / 324Wp	440Wp / 327Wp	445Wp / 331Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.23V / 39.87V	43.49V / 40.04V	43.55V / 40.15V	43.65V / 40.36V	43.72V / 40.52V
Maximum Power Current (Imp)	9.83A / 7.93A	9.89A / 7.99A	9.99A / 8.06A	10.08A / 8.11A	10.18A / 8.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.43V / 48.44V	51.52V / 48.53V	51.61V / 48.61V	51.70V / 48.70V	52.04V / 49.02V
Short-circuit Current (Isc)	10.48A / 8.46A	10.57A / 8.54A	10.67A / 8.62A	10.77A / 8.70A	10.84A / 8.76A
Module Efficiency STC (%)	19.58%	19.81%	20.04%	20.27%	20.50%

Si consideramos que la eficiencia del módulo se calcula con la siguiente expresión:

$$\eta = P_{max}/(Área_{mod} * G_{STC})$$

Donde:

η: eficiencia del módulo fotovoltaico

P_{max}: potencia máxima en condiciones STC

$Área_{mod}$: área del módulo en [m2]

G_{STC}: irradiancia en condiciones STC

Verifique la eficiencia de cada uno de los módulos de los datos provistos. Registre paso a paso el cálculo realizado para cada producto y elabore una conclusión por cada uno en términos de cumplimiento o no de la eficiencia especificada en la hoja técnica.

Caso de estudio 2

Objetivo:

Determinar el factor de forma de un módulo fotovoltaico.

Enunciado:

Usted es un especialista en evaluación de eficiencia de tecnología fotovoltaica de generación, y se le encargó evaluar el factor de forma de la tecnología expresada en especificaciones eléctricas de los siguientes productos.

Module Type	JKM425M-78HJKM425M-78H-V	JKM430M-78HJKM430M-78H-V	JKM435M-78HJKM435M-78H-V	JKM440M-78HJKM440M-78H-V	JKM445M-78HJKM445M-78H-V
Condición	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp / 316Wp	430Wp / 320Wp	435Wp / 324Wp	440Wp / 327Wp	445Wp / 331Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.23V / 39.87V	43.49V / 40.04V	43.55V / 40.15V	43.65V / 40.36V	43.72V / 40.52V
Maximum Power Current (Imp)	9.83A / 7.93A	9.89A / 7.99A	9.99A / 8.06A	10.08A / 8.11A	10.18A / 8.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.43V / 48.44V	51.52V / 48.53V	51.61V / 48.61V	51.70V / 48.70V	52.04V / 49.02V
Short-circuit Current (Isc)	10.48A / 8.46A	10.57A / 8.54A	10.67A / 8.62A	10.77A / 8.70A	10.84A / 8.76A
Module Efficiency STC (%)	19.58%	19.81%	20.04%	20.27%	20.50%

Si consideramos que el factor de forma fotovoltaico (o Fill Factor, FF) es una medida de la calidad de una celda o módulo FV, cuyo valor debe ser superior al 70%, para considerar la calidad del producto como aceptable, y este parámetro se calcula a partir de las siguientes expresiones equivalentes:

$$FF = Pmax/(Voc*Isc)$$

Ó

$$FF = (Vmp*Imp)/(Voc*Isc)$$

Donde:

FF: factor de forma fotovoltaico

P_{max}: potencia máxima en condiciones STC

V_{oc}: voltaje de circuito abierto en condiciones STC

I_{sc}: corriente de corto circuito en condiciones STC

V_{mp}: voltaje de máxima potencia en condiciones STC

I_{mp}: corriente de máxima potencia en condiciones STC

Verifique la calidad de cada uno de los módulos de los datos provistos. Registre paso a paso el cálculo realizado para cada producto y elabore una conclusión por cada uno en términos de cumplimiento o no de los parámetros de calidad.

Caso de estudio 3

Objetivo:

Determinar la relación de la eficiencia del módulo y la eficiencia de la célula fotovoltaica.

Enunciado:

Usted es un especialista en evaluación de eficiencia de tecnología fotovoltaica de generación, y se le encargó evaluar la relación de eficiencia de la célula fotovoltaica y el módulo, considerando los siguientes datos mecánicos y eléctricos:

Característica	Valor
Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of cells	156 (6×26)
Dimensions	2166×1002×35mm (85.28×39.45×1.38 inch)
Weight	24 kg (52.91 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm^2 (+): 250mm , (-): 150 mm or Customized Length

Module Type	JKM425M-78H JKM425M-78H-V	JKM430M-78H JKM430M-78H-V	JKM435M-78H JKM435M-78H-V	JKM440M-78H JKM440M-78H-V	JKM445M-78H JKM445M-78H-V
Condición	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp / 316Wp	430Wp / 320Wp	435Wp / 324Wp	440Wp / 327Wp	445Wp / 331Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.23V / 39.87V	43.49V / 40.04V	43.55V / 40.15V	43.65V / 40.36V	43.72V / 40.52V
Maximum Power Current (Imp)	9.83A / 7.93A	9.89A / 7.99A	9.99A / 8.06A	10.08A / 8.11A	10.18A / 8.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.43V / 48.44V	51.52V / 48.53V	51.61V / 48.61V	51.70V / 48.70V	52.04V / 49.02V
Short-circuit Current (Isc)	10.48A / 8.46A	10.57A / 8.54A	10.67A / 8.62A	10.77A / 8.70A	10.84A / 8.76A
Module Efficiency STC (%)	19.58%	19.81%	20.04%	20.27%	20.50%

1.- Calcule el aporte de I_{SC} de cada célula fotovoltaica
2.- Calcule el aporte de IMP de cada célula fotovoltaica
3.- Calcule el aporte de VOC de cada célula fotovoltaica
4.- Calcule el aporte de VMP de cada célula fotovoltaica
5.- Calcule el aporte de PMAX de cada célula fotovoltaica
6.- Calcule la potencia incidente en STC sobre cada célula
7.- Calcule la eficiencia de la célula
8.- Calcule la brecha de eficiencia entre la célula y el módulo fotovoltaico

Registre paso a paso el cálculo realizado para cada producto y elabore una conclusión por cada uno en términos de porcentaje de la brecha de eficiencia comparada entre célula y módulo.

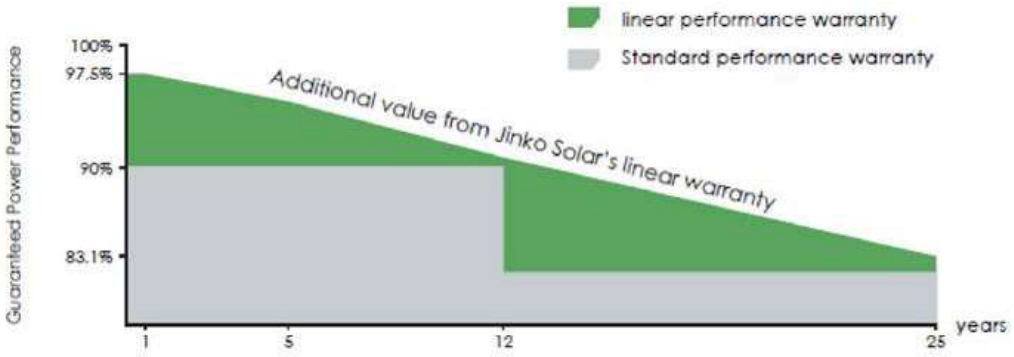
Caso de estudio 4

Objetivo:

Determinar la relación de la eficiencia del módulo y la eficiencia de la célula fotovoltaica.

Enunciado:

Usted es un especialista en evaluación de tecnología fotovoltaica de generación, y se le encargó evaluar la producción de potencia en condiciones STC para cada producto, considerando la siguiente información:



Module Type	JKM425M-78H JKM425M-78H-V	JKM430M-78H JKM430M-78H-V	JKM435M-78H JKM435M-78H-V	JKM440M-78H JKM440M-78H-V	JKM445M-78H JKM445M-78H-V
Condición	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT	STC / NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp / 316Wp	430Wp / 320Wp	435Wp / 324Wp	440Wp / 327Wp	445Wp / 331Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.23V / 39.87V	43.49V / 40.04V	43.55V / 40.15V	43.65V / 40.36V	43.72V / 40.52V
Maximum Power Current (Imp)	9.83A / 7.93A	9.89A / 7.99A	9.99A / 8.06A	10.08A / 8.11A	10.18A / 8.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.43V / 48.44V	51.52V / 48.53V	51.61V / 48.61V	51.70V / 48.70V	52.04V / 49.02V
Short-circuit Current (Isc)	10.48A / 8.46A	10.57A / 8.54A	10.67A / 8.62A	10.77A / 8.70A	10.84A / 8.76A
Module Efficiency STC (%)	19.58%	19.81%	20.04%	20.27%	20.50%

1.- Calcule la degradación LID porcentual para el año cero

2.- Calcule la degradación PID porcentual para cada año desde el año 1 hasta el término de duración de su garantía de desempeño de producción lineal.

3.- Elabore una tabla de degradación para el tiempo de garantía de producción de potencia lineal, que especifique la variación de la potencia pico por año (desde el año cero hasta el año de duración de la garantía de desempeño de producción lineal.

Webgrafía

Energía fotovoltaica
https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/introducci%C3%B3n

Células fotovoltaicas: qué son, cómo funcionan, tipos, características
https://www.sfe-solar.com/celula-fotovoltaica/?srsltid=AfmBOorqAZktk52VZVRqRDlnjKKrIZVmGbnTMdpcxf1EUbxJZUFKiPhh

Tecnologías fotovoltaicas utilizadas en paneles solares
https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/tecnologia/

Ficha técnica MC4
file:///C:/Users/LENOVO/Downloads/Ficha%20t%C3%A9cnica%20mc4-1.pdf

Ficha técnica cable solar H1Z2Z2-K TopSolar
https://www.aunadistribucion.com/uploads/renovables/fichas-tecnicas/172928_5601004rr100-top-ft.pdf

Grado de estanqueidad IP
https://www.fracttal.com/es/mantenipedia/que-son-los-grados-de-proteccion-ip

El libro blanco de la instalación. Manual técnico y práctico de cables y accesorios para baja tensión
https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2018/05/2018_Prysmian_-GU%C3%8DA-TECNICA_Baja-Tensi%C3%B3n-ilovepdf-compressed.pdf

Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5 kW para autoconsumo
https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/

Ferretería eléctrica fotovoltaica
https://vitelenergia.com/media/bss/productattachment/2800794152_-_KIT_ESTRUCTURA_INCLINADO_FIJO_25_.pdf

Bibliografía

Alexander, C. k. (2013). ***Fundamentos de circuitos eléctricos***. Mexico: McGraw Hill.

American Society of Civil Engineers (ASCE) (2017). ***Minimum Design Loads and Associated Criteria for Buildings and Other Structures***. https://ascelibrary.org/doi/book/10.1061/9780784414248

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) (04 de julio de 2024). ***Reglamento para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución***. AETN N° 379/2024. La Paz, Bolivia.

Bayod Rújula, Á.A. (2009). ***Energías renovables: sistemas fotovoltaicos***. Zaragoza: Digitalia.

Brousseau, G. (2007). ***Iniciación al estudio de la teoría de las situaciones didácticas***. Buenos Aires: Edit. El Zorzal
https://archive.org/details/brousseau-g.-iniciacion-al-estudio-de-las-situaciones-didacticas/page/5/mode/2up

Bolivia (2021). ***Decreto Supremo N° 4477***. La Paz.

Carmona, D. &. (2018). ***Instalaciones solares fotovoltaicas***. McGraw-Hill.

Chile, MINENERGÍA (Septiembre de 2016). ***Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos***. Santiago de Chile.

España. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (idea). (2011). ***Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red***. Madrid.

Chile, Comisión Nacional de Riego (CNR) (2020) ***Guía de buenas y malas prácticas en sistemas fotovoltaicos con aplicación en riego***. Santiago de Chile.

GIZ (2017). ***Guía de buenas y malas prácticas de instalaciones fotovoltaicas sobre techos***. Santiago de Chile.

González, J. A. (2013). ***Centrales de energías renovables***. Madrid: Pearson.

Holt, M. (2020). ***Understading NEC Requeriments For Solar Photovoltaic and Energy Storage Systems***. EE.UU.

IBNORCA (2015). ***Diseño y construcción de instalaciones eléctricas interiores en baja tensión***. La Paz, Bolivia.

IEC (2017). Technical Specification 62446-3. Photovoltaic (PV) systems. ***Requirements for testing, documentation and maintenance. Part 3: Photovoltaic modules and plants. Outdoor infrared thermography. Genova***, Suiza.

Lorenzo, E. (2014). ***Ingeniería fotovoltaica Vol I – Vol II – Vol III***. España: Progensa. INN. (2017). NCh IEC/TS 62548, Arreglos Fotovoltaicos. Santiago, Chile.

Luque, A. (2003). ***Handbook of Photovoltaic Science and Engineering***. John Wiley & Sons Ltd.

Messenger, R.A. y Ventre, J. (2005). ***Photovoltaic Systems Engineering***. CRC Press.

NABCEP (2019). ***PV Certification Study Guide*. United States**. https://www.nabcep.org/wp-content/uploads/2019/05/NABCEP-2019-PV-Certification-Study-Guide.pdf

NEC (2023). *NFPA 70*.

Santamaría Herranz, G. y Castejón Oliva, A. (2012). ***Instalaciones solares fotovoltaicas***. Madrid: Editex.

SOLARPRO (2013). ***PV Racking & Mounting for Pitched-Roof Applications***. SOLARPRO, 26-42

SOLARPRO (2014). ***Commissioning and O&M Tools***. SOLARPRO, 24-38.

SOLARPRO (2015). ***Geotechnical Analysis and PV Foundation Design***. SOLARPRO, 20-34.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile (SEC) (2020). ***Instrucción técnica RGR N°02/2020: Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de distribución***. Santiago de Chile.

UNE (1954). ***Cobre tipo recocido e industrial, para aplicaciones eléctricas***.

UNE (2017). UNE-EN 62446-1:2017. ***Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1***: *Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección*. Madrid, España.

UNE (2020). UNE-EN 62446-2:2020 (ratificada). ***Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 2: Sistemas conectados a la red. Mantenimiento de sistemas fotovoltaicos***. Madrid, España.

MÓDULO 4

DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GENERACIÓN

Presentación

La presente Guía Técnica de Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos de Generación Distribuida se erige como instrumento metodológico esencial para técnicos superiores en electricidad industrial, electromecánica, construcciones civiles y electrónica en Bolivia, alineada a los Decretos Supremos N° 4477 y 5167, así como Resoluciones AETN u propósito radica en estandarizar el proceso holístico —diseño seguido de dimensionamiento cuantitativo— para optimizar emplazamientos, asegurando cumplimiento normativo, rentabilidad vía medición neta y vida útil mayor a 30 años de los sistemas de generación distribuida fotovoltaicos.

Inicia distinguiendo conceptualmente diseño —síntesis espacial de topología fotovoltaica, orientación azimutal, inclinación latitud, sombreado, selección cualitativa de componentes, integración del dimensionamiento, protocolos de cálculo basado en perfiles de consumo y pérdidas sistémicas.

La guía proporciona flujos algorítmicos replicables con soporte de software libre PVGIS/SAM y PVWatts (NREL), incorporando geometría Tierra-sol. Su utilidad trasciende lo técnico: empodera instaladores locales para proyectos, cerrando brechas formativas detectadas, fomentando la soberanía energética, empleo digno y transición sostenible frente a la dependencia de los hidrocarburos. Así, transforma el conocimiento teórico en protocolos prácticos que aceleran un despliegue seguro, rentable y normativamente sostenido de sistemas de generación distribuida fotovoltaica.

Cuadro 1: Mapeo de aplicaciones por ITS, carreras, asignaturas, semestres y año

Área de competencias verdes: energías renovables			
Temática priorizada: Generación distribuida fotovoltaica			
Elemento de competencia – EC4			
Determinar los parámetros eléctricos nominales y corregidos por temperatura del generador distribuido fotovoltaico, su configuración, arquitectura y compatibilidad con el sistema de balance y la red del SIN, considerando su rendimiento con base en las características y disponibilidad de los componentes para la tipología del sistema y los requerimientos de los operadores locales.			
Módulo 4			
Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida			
Instituto tecnológico	**Carrera**	**Código Asignatura semestral**	**Código Asignatura anual**
Santa Cruz	Electricidad Industrial	CEE 400	CEE 206
	Construcción Civil	IOC 600	IOC 305
INFOCAL	Electromecánica Industrial	IEI 103	No aplica
Potosí	Construcción Civil	IOC 600	IOC 305
Nuevo Amanecer	Electricidad Industrial	CEE 400	CEE 206
	Electrónica	ACC 200	No aplica
Puerto de Mejillones	Electrónica	ACC 200	No aplica
Ayacucho	Electromecánica	INE 500	No aplica
	Electrónica	ACC 200	No aplica
	Construcción Civil	IOC 600	IOC 305

Fuente: C. Ormachea

Orientaciones metodológicas

Para la integración de contenidos verdes desde la perspectiva del desarrollo de competencias, la presente guía está estructurada en torno al estándar de competencia en términos de escenarios ocupacionales, desempeños eficientes y descriptores de los elementos de competencia que orientarán la planificación didáctica y la evaluación, articulando las dimensiones del **aprender a ser**, el **aprender a conocer** y el **aprender a hacer**. Estos descriptores responden al mapa funcional de la calificación que explicita el perfil de formación terminal esperado para el desarrollo de las competencias verdes relacionadas con las energías renovables.

La didáctica específica (en términos de desarrollo y evaluación de competencias) se orienta a través de criterios de desempeño y evidencias clasificadas por categorías y lineamientos generales para la evaluación, que darán pie a la articulación de elementos metodológicos como el trabajo con proyectos, la resolución de problemas, los casos de estudio y el trabajo en equipo desde la perspectiva de las situaciones de didácticas (Brousseau, 2023). Se proporciona también una rúbrica de evaluación para la evaluación de casos de estudio, así como una propuesta de prueba de opción múltiple.

Finalmente, se presentan los **contenidos** de orden **sustantivo y sintáctico** que solventan su aplicación en casos de estudio y un soporte de referencia bibliográfica (referencia APA de libros físicos, webgrafía o videografía digital) correspondiente al tema de la Guía.

Información del estándar de competencia

Cuadro 2: Estructura de categorías de calificación

Nivel de competencia	Campo ocupacional	Clase ocupacional	Rango de aplicación	
Nivel 1 ✗ Nivel 2 ✓ Nivel 3 ✗	Electricidad ✓ Electrónica ✓ Electromecánica ✓ Electromecánica Industrial ✓ Construcción Civil ✓	Generación eléctrica ✓ Transmisión eléctrica ✗ Distribución eléctrica ✗ Comercialización eléctrica ✗	Potencia: Nano GD FV ✓ Micro GD FV ✗ Mini GD FV ✗ Macro GD FV ✗	Sector: Residencial ✓ Comercial ✓ Industrial ✓ Transporte ✗ Construcción ✓ Agropecuario ✓ Pesca ✗ Minería ✓ Servicios ✓ Público ✓

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 3: Mapa funcional de la calificación

Unidad de competencia	Elemento de competencia
UC: Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.	**EC-1:** Interpretar los requerimientos normativos, técnicos y tecnológicos de instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones y requerimientos del proyecto y del operador local.
	EC-2: Determinar la potencialidad energética solar de la zona de emplazamiento para desarrollar proyectos de generación distribuida fotovoltaica de acuerdo con los requerimientos establecidos para la categoría y el sector de consumo.
	EC-3: Caracterizar los componentes y arquitectura de los sistemas de generación distribuida fotovoltaica, en función a la tecnología de generación y la compatibilidad de los elementos del sistema de balance.
	EC-4: Determinar los parámetros eléctricos nominales y corregidos por temperatura del generador distribuido fotovoltaico, su configuración, arquitectura y compatibilidad con el sistema de balance y la red del SIN, considerando su rendimiento con base a las características y disponibilidad de los componentes para la tipología del sistema y los requerimientos de las operadoras locales.
	EC-5: Instalar sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con especificaciones de montaje y conexionado del fabricante, requerimiento de la legislación y normativa nacional y conformidad del cliente.
	EC-6: Mantener sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones del fabricante y el plan de mantenimiento.

Cuadro 4: Descriptor de elementos de competencias EC-4

DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS DE COMPETENCIA		N.° 4/6
Código: UC.	**Título de la unidad de competencia:** Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.	
Elementos de Competencia que conforman la unidad de competencia:		
Referencia: 2 de 6	**Título del elemento:** Determinar los parámetros eléctricos nominales y corrección por temperatura del generador distribuido fotovoltaico, su configuración, arquitectura y compatibilidad con el sistema de balance y la red del SIN, considerando su rendimiento con base en las características y disponibilidad de los componentes para la tipología del sistema y los requerimientos de las operadoras locales	
Criterio de desempeño. La persona es competente cuando:		
CD-EC4.	Los parámetros eléctricos nominales y corrección por temperatura del generador distribuido fotovoltaico, su configuración, arquitectura y compatibilidad con el sistema de balance y la red del SIN, están diseñados y dimensionados considerando los requerimientos de cobertura de la demanda de consumo, los efectos ambientales y climáticos locales y la normativa nacional vigente	
Evidencias de desempeño. La persona es competente cuando:		
1.	Determina las disposición y tamaño del generador distribuido en condiciones de medición estándar (STC)	
2.	Corrige y ajusta la disposición y tamaño del generador en condiciones de temperatura nominal de operación de la célula (NOCT)	
3.	Comprueba la compatibilidad del generador con el inversor	
4.	Determina las características, cantidades y calidades del cableado, conductos y protecciones del sistema.	
5.	Determina plazos de ejecución de la ejecución del proyecto	
6.	Determina recursos para la ejecución del proyecto	
7.	Determina secuencialidad y paralelismo de actividades, tareas y operaciones	
8.	Determina el potencial de generación distribuida en la localización del emplazamiento.	

Evidencias de producto. La persona es competente cuando presenta:	
1.	El proyecto de generación distribuida elaborado en el formato de la operadora.
2.	La memoria de cálculo de diseño y dimensionamiento con soporte en hoja de cálculo Excel editable para condiciones STC y NOCT.
3.	El cronograma Gantt del proyecto elaborado con soporte en hoja de cálculo Excel editable.
Evidencias de conocimiento. La persona es competente cuando posee los siguientes conocimientos:	
1.	Evidencias de conocimiento. La persona es competente cuando posee los siguientes conocimientos:
2.	Tecnología del silicio
3.	Tipología fotovoltaica
4.	Estructura del módulo FV
5.	Características mecánicas del M-FV
6.	Características eléctricas del M-FV
7.	Características eléctricas del BOS
8.	Condiciones STC y NOCT
9.	Protocolos de diseño y dimensionamiento de sistemas FV -GD STC
10.	Protocolos de corrección de diseño y dimensionamiento de sistemas FV -GD NOCT
Evidencias de actitudes / hábitos / valores. La persona es competente cuando presenta:	
1.	**Limpieza:** en la manera en que elabora los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios sin tachaduras y libres de suciedad.
2.	**Orden:** en la manera en que presenta los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en formatos estandarizados
3.	**Cumplimiento:** en la manera en que entrega los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en los plazos y requerimientos establecidos
Lineamientos generales para la evaluación:	
1.	Para la evaluación de los criterios de desempeño el evaluador utilizara una guía de observación de desempeño.
2.	Para la evaluación de las evidencias de producto el/la evaluador/a utilizará una rúbrica de evaluación por producto.
3.	Los candidatos deberán someterse a una prueba objetiva y cuestionarios para la demostración del dominio sustantivo mencionados en las evidencias de conocimientos,
4.	Las evidencias de actitudes serán evaluadas durante la aplicación de la prueba objetiva y o cuestionario, así como en la exposición dialogada de sus argumentos y presentación de informes.

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 5: Rúbrica de evaluación caso de estudio

Criterios	Valoración: Muy baja (0%)	Valoración: Baja (50%)	Valoración: Media (75%)	Valoración: Óptima (100%)
Seguimiento de instrucciones. Ponderación 33%	No sigue las instrucciones para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue pocas de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue la mayor parte de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue todas las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.
Procedimiento metodológico. Ponderación 34%	No sigue los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue pocos de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue la mayoría de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue todos los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.
Claridad conceptual. Ponderación 33%	No se evidencia claridad conceptual. El análisis del Caso de Estudio es incoherente y presenta ambigüedades.	Se evidencian ambigüedades e imprecisiones en algunos conceptos para el análisis en el Caso de Estudio.	Aunque el análisis es poco claro, se evidencian pocas ambigüedades e imprecisiones conceptuales para el análisis del Caso de Estudio.	Se evidencia claridad conceptual para el análisis del Caso de Estudio.

Fuente: C. Ormachea

Prueba de opción múltiple Módulo 4

1. ¿Por qué son esenciales los datos del emplazamiento para el dimensionamiento y diseño de un sistema fotovoltaico?

- ☐ a) Para determinar el costo de instalación del sistema.
- ☐ b) Para conocer la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios.
- ☐ c) Para decidir el tipo de inversor a utilizar.
- ☐ d) Para evaluar aspectos geográficos, climáticos y estructurales que afectan el rendimiento y eficiencia del sistema fotovoltaico.

Respuesta correcta: d) Para evaluar aspectos geográficos, climáticos y estructurales que afectan el rendimiento y eficiencia del sistema fotovoltaico.

Fundamentación: los datos del emplazamiento son cruciales porque influyen directamente en la eficiencia y rendimiento de un sistema fotovoltaico. Estos datos brindan información sobre la irradiación solar, que es vital para determinar la energía potencial que el sistema podrá convertir en electricidad. Además, las temperaturas locales afectan la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, y la orientación e inclinación óptima del sistema se determinan según la latitud y la posición del sol. Por lo tanto, estos datos garantizan que el sistema esté diseñado para maximizar la producción energética en un lugar específico.

2. ¿Qué indica el coeficiente Pmax de temperatura en un módulo fotovoltaico?

- ☐ a) La cantidad de energía que el módulo puede producir en total.
- ☐ b) La eficiencia con la que el módulo convierte la energía solar en electricidad.
- ☐ c) Cuánto disminuirá la potencia del módulo por cada grado que la temperatura aumente por encima de 25°C.
- ☐ d) La calidad y fiabilidad del módulo en función del tiempo.

Respuesta correcta: c) Cuánto disminuirá la potencia del módulo por cada grado que la temperatura aumente por encima de 25°C.

Fundamentación: el coeficiente de temperatura es un criterio clave al seleccionar un módulo fotovoltaico, ya que indica la reducción en la potencia del módulo con el incremento de temperatura. Es especialmente relevante en zonas cálidas, donde módulos con coeficientes bajos son más adecuados porque demuestran una menor pérdida de eficiencia con el aumento de temperatura.

3. ¿Cuál es la ratio CC/CA de una instalación fotovoltaica que tiene un conjunto de módulos fotovoltaicos que en total ofrecen una potencia de 5.500 W en condición STC, si se utiliza un inversor con una potencia nominal de 5.000 W?

- ☐ a) 0.91
- ☐ b) 1.1

- ☐ c) 1.5
- ☐ d) 0.8.

Respuesta correcta: b) 1.1

Fundamentación: esto indica que la capacidad fotovoltaica es un 10 % mayor que la capacidad nominal del inversor.

Ratio CC to CA= (Capacidad fotovoltaica)/(Capacidad del inversor)
Ratio CC to CA = (5.500 W)/(5.000 W)
Ratio CC to CA =1,1.

4. ¿Por qué es beneficioso tener una ratio CC/CA mayor a 1 en un sistema fotovoltaico?

- ☐ a) Permite tener menos módulos fotovoltaicos en el sistema.
- ☐ b) Aprovecha al máximo la capacidad del inversor durante más horas del día y compensa pérdidas en el sistema.
- ☐ c) Reduce el costo de instalación del inversor.
- ☐ d) Evita la necesidad de limpiar los módulos fotovoltaicos con frecuencia.

Respuesta correcta: b) Aprovecha al máximo la capacidad del inversor durante más horas del día y compensa pérdidas en el sistema.

Fundamentación: Es beneficioso porque permite al inversor funcionar a su máxima capacidad durante más horas, incrementando la producción de energía anual entre un 5% y un 15%. Esto maximiza el rendimiento y reduce el coste nivelado de la energía (LCOE), aprovechando mejor la inversión inicial. Una ratio CC/CA (corriente continua a corriente alterna) superior a 1.5 implica un alto sobredimensionamiento del campo fotovoltaico, lo que provoca recortes de potencia (clipping) cuando hay mucha luz solar. Aunque aumenta la producción en horas de baja radiación, conlleva riesgos de mayor estrés en el inversor y un posible ROI reducido por exceso de capacidad

5. ¿Cuál es la potencia nominal total del arreglo fotovoltaico en STC, si se instalan 10 módulos fotovoltaicos en un arreglo y cada módulo tiene una potencia en STC de 500 W?

- ☐ a) 4.000 W.
- ☐ b) 5.000 W.
- ☐ c) 5.500 W.
- ☐ d) 6.000 W.

Respuesta correcta: b) 5.000 W.

Fundamentación: para calcular la potencia total del arreglo fotovoltaico en STC, se multiplica la potencia en STC del módulo fotovoltaico por el número de módulos fotovoltaicos.

Potencia arreglo FV=P_MFV x N°MFV.
Potencia arreglo FV=500 W x 10.
Potencia arreglo FV=5.000 W.

6. ¿Cuál es la tensión Vmp total del arreglo fotovoltaico en STC, si se conectan ocho módulos fotovoltaicos en serie y cada módulo tiene una tensión Vmp en STC de 40 V?

- ☐ a) 280 V.
- ☐ b) 320 V.
- ☐ c) 330 V.
- ☐ d) 340 V.

Respuesta correcta: b) 320 V.

Fundamentación: para calcular la tensión Vmp total del arreglo fotovoltaico en STC, se multiplica la tensión Vmp en STC del módulo fotovoltaico por el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Vmp Arreglo FV=Vmp x N° MFV_serie
Vmp_ArregloFV=40 V x 8
Vmp_ArregloFV=320 V

7. ¿Cuál es la corriente Imp total del arreglo fotovoltaico en STC si se utilizan cuatro String en un arreglo fotovoltaico y cada módulo tiene una corriente Imp en STC de 8 A?

- ☐ a) 32 A.
- ☐ a) 33 A.
- ☐ b) 34 A.
- ☐ d) 42 A.

Respuesta correcta: a) 32 A.

Fundamentación: para calcular la corriente Imp total del arreglo fotovoltaico en STC, se multiplica la corriente Imp en STC del módulo fotovoltaico por el número de String.

Imp_ArregloFV=Imp x N° String
Imp_ArregloFV=8 A x 4
Imp_ArregloFV=32 A

8. ¿Cuál será la temperatura de operación de la celda fotovoltaica a una temperatura ambiente de 28°C y el NOCT del módulo según ficha técnica es de 48°C?

- ☐ a) 52 °C.

- ☐ b) 54 °C.
- ☐ c) 63 °C.
- ☐ d) 60 °C.

Respuesta correcta: c) 63°C.

Fundamentación: $T_{cell} = T_{ambiente} + G \times (NOCT-20\ °C) / (800\ W/m2)$

$T_{cell} = 28+1000\ W/m\text{^}2 \times (48-20\ °C)/(800\ W/m2)$.
$T_{cell} = 63\ °C$.

9. ¿Cuál sería el coeficiente total de temperatura del Vmp a 60 °C si el coeficiente del Pmax está establecido en -0,30 %/°C?

- ☐ a) 0,895.
- ☐ b) 0,880.
- ☐ c) 0,890.
- ☐ d) 0,900.

Respuesta correcta: a) 0,895

Fundamentación:

coef_T°=1+[(T°celda-25°) coef_T°=1+[(T°celda-25°) x (Coef / 100)]
coef_T°=1+[(60-25°) x (-0,3 / 100)]
coef_T°=0,895x (Coef / 100)]
coef_T°=1+[(60-25°) x (-0,3 / 100)]
coef_T°=0,895.

10. ¿Cuál debería ser la ampacidad mínima del conductor fotovoltaico si se planea utilizar dos String y la corriente Isc de cada String es de 12,5 A?

- ☐ a) 35 A.
- ☐ b) 37,5 A.
- ☐ c) 39 A.
- ☐ d) 40 A.

Respuesta correcta: d) 40 A.

Fundamentación:

$I_{conductorFV} \geq n°String \times Isc \times 1,25 \times 1,25$

$I_{conductorFV} \geq 2 \times 12,5\ A \times 1,25 \times 1,25$

$I_{conductorFV} \geq 39,0625\ A$

Valor próximo 40A

Fuente: C. Ormachea

Diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Es fundamental distinguir conceptualmente el diseño del dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos para generación distribuida (GD) alineados a los DS 4477 y 5167 bolivianos. Esta diferenciación, respaldada por literatura especializada, optimiza proyectos bajo normativas AETN, minimizando riesgos y maximizando rentabilidad en contextos andinos (Duffie y Beckman, 2020).

Fase 1: Diseño (conceptual y arquitectónico)

El diseño se define como el proceso integral de ingeniería que establece la arquitectura funcional y espacial del sistema fotovoltaico, integrando restricciones, especificaciones técnicas, normativas y objetivos de desempeño. Según Masters (2013), implica “la síntesis creativa de componentes y topologías para lograr óptima captación solar, seguridad y compatibilidad grid-tie”, abarcando análisis geolocalizado (irradiación, sombreado, clima), perfil de carga, integración arquitectónica, selección cualitativa de módulos/inversores y planos esquemáticos (single-line diagrams).

Fase 2: Dimensionamiento (cuantitativo y de escalado)

El dimensionamiento, en contraste, es el cálculo numérico preciso de capacidades post-diseño, determinando tamaños exactos de elementos para cubrir demanda con factores de seguridad. Luque y Hegedus (2011) lo describen como “escalado proporcional basado en irradiancia efectiva, pérdidas sistémicas y NOCT”, calculando número de módulos, kW inversor, secciones de cable y protecciones desde consumo kWh/día y horas pico solares locales. Evita sobredimensionamientos (CAPEX excesivo) o subdimensionamientos (blackouts), secuenciales al diseño. Parte de la demanda energética diaria, horas pico solares locales y eficiencias del sistema para escalar elementos proporcionalmente, asegurando que la generación cubra consumos con márgenes de seguridad.

El presente protocolo de cálculo es un compilado sistematizado de experiencias formativas y técnicas de diseño y dimensionamiento.

1. Emplazamiento

Los datos del emplazamiento son fundamentales para el dimensionamiento y diseño de un sistema fotovoltaico porque influyen directamente en su rendimiento y eficiencia. Estos datos incluyen aspectos geográficos, climáticos y estructurales que afectan la producción energética del sistema. Al conocer la irradiación solar, se puede determinar la energía potencial que el arreglo fotovoltaico podrá convertir en electricidad. Las temperaturas locales influyen en la eficiencia de los módulos. La orientación y la inclinación óptima del módulo fotovoltaico se determinan según la latitud y la posición del sol. Además, factores como obstáculos cercanos o sombreado pueden reducir la producción de energía. Sin tener en cuenta estos aspectos del emplazamiento, se corre el riesgo de subestimar o sobredimensionar el sistema. Por ello, una correcta evaluación del emplazamiento garantiza una inversión adecuada y un sistema eficiente.

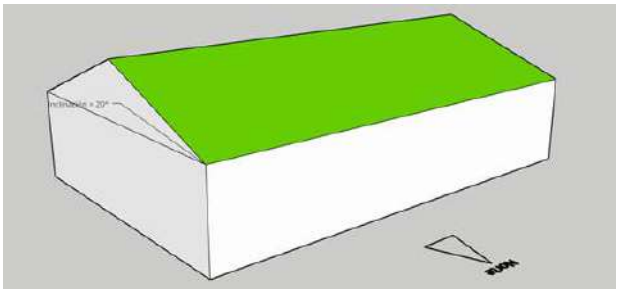
El procedimiento que explicará el dimensionamiento y diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red, se basará en un caso de estudio, lo que permitirá trabajar con datos reales para el proyecto. Para el desarrollo riguroso de este proceso técnico-metodológico, se implementará un enfoque cuantitativo sistemático que involucra la ejecución iterativa de cálculos precisos, basados exclusivamente en datos reales y validados empíricamente, tales como perfiles horarios de irradiancia solar local, curvas de demanda energética del usuario, coeficientes de temperatura de módulos fotovoltaicos (NOCT), pérdidas sistémicas acumuladas (mismatch, sombreado, inverter efficiency, cable resistance y DC/AC ratio óptima entre 1.1-1.3), y parámetros de red boliviana conforme a DS 4477/5167 (voltaje nominal 220/400V, frecuencia 50 Hz, límites de inyección distribuida por clase nano/micro/mini/macro).

Esta metodología algorítmica, fundamentada en el paradigma de ingeniería solar establecido por Duffie y Beckman (2020) —que distingue secuencialmente la fase de diseño arquitectónico (topología, orientación azimutal e inclinación óptima β, vía declinación solar δ y ángulo horario ω) de la fase de dimensionamiento escalar, incorporando validaciones cruzadas contra normas IEC 61724 para rendimiento y degradación anual— procederá en etapas iterativas: (1) datos meteorológicos de acceso libre (Nasa; PVGis, PVWatts); (2) modelado de carga vía perfiles horarios estacionales; (3) optimización de simulación; y (4) corrección por temperatura de los parámetros eléctricos del generador.

A continuación, se indican los principales datos de entrada del emplazamiento que se deben considerar para el dimensionamiento y diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red.

Empezaremos definiendo apropiadamente el término emplazamiento en el contexto fotovoltaico como el sitio geográficamente específico y condicionado donde se instala un sistema fotovoltaico, caracterizado por parámetros críticos que determinan su rendimiento técnico, económico y ambiental a lo largo del ciclo de vida del proyecto (Duffie y Beckman, 2020).

Gráfico 1: Emplazamiento del proyecto de GD fotovoltaica



Fuente: Luis Peña Cerón

Latitud : -16,529
Longitud : -68,082
Montaje : Paralelo al techo
Azimut : 0°
Inclinación : 20°
T° mínima : -8°C
T° máxima : 23°C

2. Energía (Wh)

En sistemas fotovoltaicos conectados a la red, para determinar la potencia del generador fotovoltaico y la energía que éste debe producir, es necesario primero identificar el consumo eléctrico anual (Wh), para posteriormente determinar con un software la potencia fotovoltaica necesaria para producir la energía de consumo. En este curso se hará uso de la aplicación web PVwatts, que utiliza la base de datos del NREL.

El consumo anual registrado en el último periodo corresponde a *4.610 kWh*, Equivalente a la necesidad de producción de energía en el marco de la reglamentación y legislación nacional de generación distribuida.

Tabla 1: Consumo eléctrico de proyecto

Consumo eléctrico		
Mes	**Cosumo**	**Unidad**
Enero	480	[kWh]
Febrero	500	[kWh]
Marzo	390	[kWh]
Abril	310	[kWh]
Mayo	290	[kWh]
Junio	370	[kWh]
Julio	380	[kWh]
Agosto	350	[kWh]
Septiembre	320	[kWh]
Octubre	330	[kWh]
Noviembre	410	[kWh]
Diciembre	480	[kWh]
Anual	4610	[kWh]

3. Producción de energía (Wh)

Para determinar la energía eléctrica que el sistema fotovoltaico debe producir, primero hay que identificar la categoría de demanda de consumo del usuario según el Anexo – Resolución AETN N° 0379/2024 (de 2024). Las condiciones normativas para definir el tamaño de instalaciones fotovoltaicas de nano, micro y minigeneración distribuida en Bolivia se establecen principalmente en el Decreto Supremo N° 5167 (5 de junio de 2024), que modifica el DS N° 4477 y clasifica explícitamente:

- Nanogeneración distribuida: potencia instalada ≤ 10 kW.
- Microgeneración distribuida: potencia instalada >10 kW y ≤ 50 kW.
- Minigeneración distribuida: potencia instalada >50 kW y ≤ 500 kW.

Resolución AETN específica 2024 sin restricción

La Resolución AETN N° 0379/2024, del año 2024, reglamenta aspectos operativos del DS N° 5167 para todas las categorías — nano, micro y mini, incluyendo registro, inscripción y compensación por medición neta para generadores distribuidos, sin imponer restricciones adicionales de tamaño más allá de los límites decretales, permitiendo al generador distribuido operar libremente dentro de estos rangos para autoconsumo e inyección a red. Esta resolución habilita procedimientos simplificados de inscripción de autoproducción GD, define requisitos técnicos de conexión (medición bidireccional, protecciones AETN) y elimina barreras de potencia para estas escalas, enfocándose en el cumplimiento de la calidad y la seguridad.

Restricciones en valorización/ retribución de energía inyectada

La retribución se basa en la medición neta (Parágrafo IV Art. 2 DS 5167), compensando excedentes por bloques horarios, aplicable a todos los generadores registrados, sin distinción categorial inicial. Restricciones clave:

- ***Nano/micro/mini:*** compensación neta ilimitada en tiempo (acumulación de 24 meses), sin retribución por uso de red explícita; prioriza el autoconsumo con inyección gratuita de excedentes.
- ***Macro/autoproducción:*** requiere retribución por uso de red de distribución (reconocimiento al distribuidor por inyección/retiro remoto), calculada por bloques horarios considerando la capacidad red y el balance; la AETN fija montos vía RA

Para una producción y consumo anual de 4610 kWh (equivalente a ~12,6 kWh/día promedio) en un sistema de nanogeneración distribuida (≤10 kW, DS 5167), la valorización y retribución de excedentes inyectados a la red se rige por el mecanismo de ***medición neta acumulada*** mensualmente, por un periodo de acumulación de la energía no compensada mensual de hasta 24 meses establecido en el Parágrafo IV del Artículo 2 del DS N° 5167 y reglamentado por la RA AETN N° 0380/2024 (Reglamento de retribución por energía inyectada)

4. Potencia fotovoltaica

4.1 Selección del módulo fotovoltaico

Seleccionar un módulo fotovoltaico adecuado para un proyecto específico es esencial para maximizar la eficiencia, durabilidad y rentabilidad del sistema. A continuación, se indican algunos criterios claves que se deben considerar al seleccionar un módulo fotovoltaico:

- Eficiencia del módulo: se refiere al porcentaje de energía solar que el módulo es capaz de convertir en electricidad. Un módulo con mayor eficiencia requerirá menos espacio para generar la misma cantidad de energía que uno menos eficiente.
- Tolerancia de potencia: algunos módulos tienen una tolerancia positiva, lo que significa que pueden producir levemente más energía que su potencia nominal.
- Coeficiente de temperatura: indica cuánto disminuirá la potencia del módulo por cada grado que la temperatura aumente por encima de 25°C. Los módulos con coeficientes de temperatura bajos son preferibles en zonas cálidas.
- Durabilidad y fiabilidad: considera la calidad de fabricación, materiales y las pruebas a las que ha sido sometido el módulo. Esto afectará su longevidad y desempeño a lo largo del tiempo.
- Garantía: es esencial revisar las garantías de rendimiento y producto. Una garantía estándar podría cubrir al menos el 80% de la potencia nominal después de 25 años.
- Tipo de tecnología: existen diferentes tecnologías de módulos, como monocristalinos, policristalinos, de película delgada, celda partida, *shingled*, etc. Cada una tiene sus ventajas y desventajas, dependiendo del proyecto y ubicación.
- Precio: si bien no es el único factor, el costo del módulo en relación con su rendimiento y durabilidad es esencial para el retorno de inversión del proyecto. Hay que considerar que el precio del vatio unitario es menor en módulos fotovoltaicos de gran potencia.
- Marca y reputación del fabricante: elegir un fabricante con buena reputación puede garantizar una mayor calidad y fiabilidad del producto.
- Certificaciones: es necesario asegurarse de que el módulo cuente con las certificaciones pertinentes que demuestren su calidad, seguridad y rendimiento bajo diferentes condiciones.
- Compatibilidad con otros componentes: es fundamental que el módulo sea compatible con los inversores, estructuras de montaje y otros componentes del sistema.
- Voltaje máximo del sistema: debe estar alineado con el diseño general del sistema y las especificaciones del inversor.

Para este proyecto, se selecciona el módulo fotovoltaico de 440 W de la marca Jinko Solar modelo JKM440M-78H, con las siguientes características eléctricas.

Tabla 2: Características eléctricas del módulo fotovoltaico de 440 W JinkoSolar

Parámetro / Módulo	JKM440M-78H / JKM440M-78H-V
Condición	STC / NOCT
Maximum Power (Pmax)	440Wp / 327Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.65V / 40.36V
Maximum Power Current (Imp)	10.08A / 8.11A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.70V / 48.70V
Short-circuit Current (Isc)	10.77A / 8.70A
Module Efficiency STC (%)	20.27%
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)
Maximum series fuse rating	20A
Power tolerance	0 ~ +3%
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C
Nominal operating cell temperature	

Fuente: JinkoSolar

4.2 Número de módulos fotovoltaicos

La potencia generada por un módulo fotovoltaico está directamente influenciada por la energía incidente sobre su superficie. Por consiguiente, dos ubicaciones con diferentes niveles de irradiación requerirán distintas cantidades de módulos fotovoltaicos para satisfacer un consumo energético idéntico.

Para determinar la potencia fotovoltaica, se hará uso de la aplicación online PVWATTS desarrollada por NREL (National Renovable Energy Laboraty) de Estados Unidos, alojada en el sitio web: https://pvwatts.nrel.gov/. Cabe destacar que esta aplicación no calcula la cantidad módulos fotovoltaicos, sino que simula la producción de energía eléctrica de un campo fotovoltaico. En otras palabras, al ingresar en la aplicación un valor de potencia expresada en kW, podremos identificar la cantidad de energía que producirá el sistema fotovoltaico, y con ello verificar si la potencia fotovoltaica seleccionada cumple con el requisito de energía.

Es importante aclarar que no existe una única forma de determinar el recurso solar y estimar la producción fotovoltaica, ni tampoco un único software para el dimensionamiento del sistema. A continuación, se detallan otras alternativas de software:

- PVsyst: herramienta de diseño, evaluación económica, modelo 3D y procesamiento de datos de plantas fotovoltaicas.
- HelioScope: herramienta de diseño y simulación fotovoltaica que integra modelado 3D y simulaciones avanzadas.
- SAM (System Advisor Model): ofrecido por el NREL (National Renewable Energy Laboratory), es un software de modelado de rendimiento gratuito que incluye simulaciones detalladas para sistemas fotovoltaicos y otras tecnologías renovables.
- SMA Sunny Design: herramienta ofrecida por SMA para diseñar y simular sistemas fotovoltaicos basados en productos SMA.
- Aurora solar: una solución de diseño y venta para instalaciones solares que integra modelado 3D, sombreado, financiamiento y propuestas.

- RETScreen: una herramienta gratuita ofrecida por el gobierno canadiense que permite la evaluación de proyectos de energías renovables, incluyendo la fotovoltaica.
- SolarEdge Designer: herramienta de diseño para sistemas fotovoltaicos basados en inversores y optimizadores de SolarEdge.
- Archelios Pro: software de diseño y simulación fotovoltaica que permite modelar desde pequeñas instalaciones hasta grandes parques solares.
- Homer: aunque es más amplio y se centra en la modelación de sistemas de energía híbridos, también permite el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos.
- Valentin Software's PV*SOL: software que permite la simulación de sistemas fotovoltaicos con una variedad de configuraciones.
- PVGIS: desarrollado por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, es una herramienta gratuita en línea que permite a los usuarios estimar el rendimiento de sistemas fotovoltaicos potenciales.

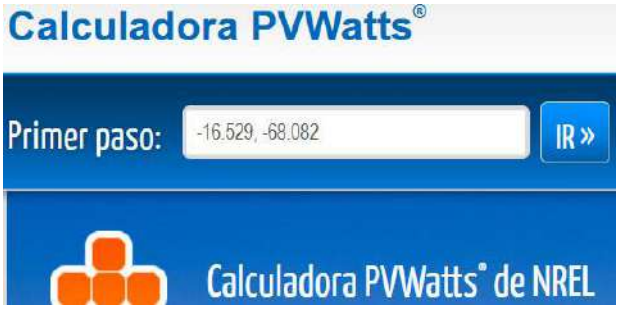
A continuación, se muestran los pasos necesarios para determinar la potencia fotovoltaica necesaria para nuestro proyecto con PVwatts.

Paso 1: Ubicación geográfica

El primer paso es ingresar la dirección en donde se pretende instalar el sistema fotovoltaico y luego hacer clic en el botón "IR". Se ingresan las coordenadas geográficas para nuestro proyecto, correspondiente a -16,529, -68,082. Cabe destacar que la aplicación reconoce como separador de decimal el punto (.) en vez de la coma (,).

Gráfico 2: Paso 1 - Ubicación geográfica

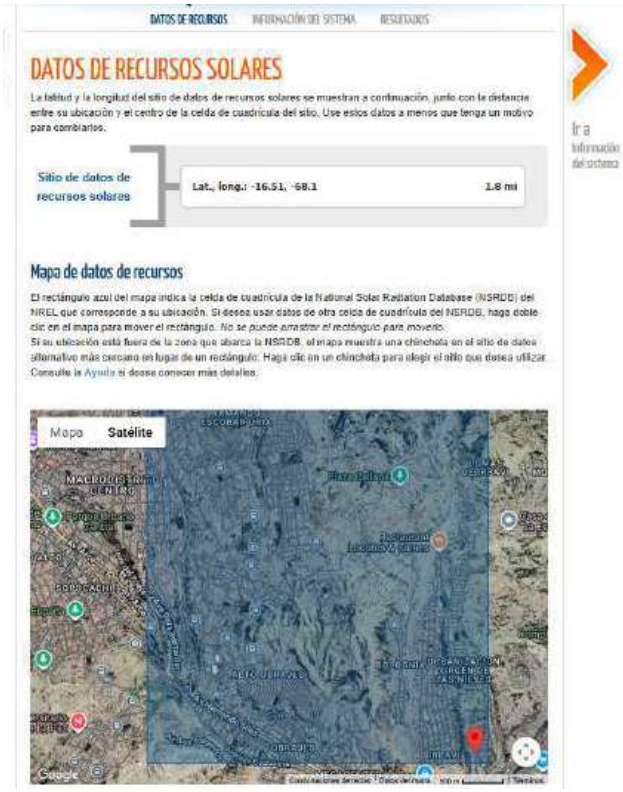
Fuente: PVwatts.



Paso 2: Verificar la ubicación del sistema fotovoltaico

El segundo paso es verificar en el mapa la ubicación geográfica, y si es la correcta, se debe hacer clic en la flecha hacia delante (ir a Información del sistema).

Gráfico 3: Verificar la ubicación del sistema fotovoltaico



Fuente: PVwatts.

Paso 3: Ingresar los datos del sistema fotovoltaico

En el tercer paso ingresaremos los datos del campo fotovoltaico. Recordemos que PVwatts no calcula la cantidad de módulos fotovoltaicos, sino que simula la producción de energía eléctrica de un campo fotovoltaico. En otras palabras, al ingresar en la aplicación una cierta potencia expresada en kW (kilowatt o kilovatio), podremos identificar la energía que producirá el sistema fotovoltaico y con ello verificar si la potencia fotovoltaica seleccionada cumple con el requisito de energía que debe producir el sistema.

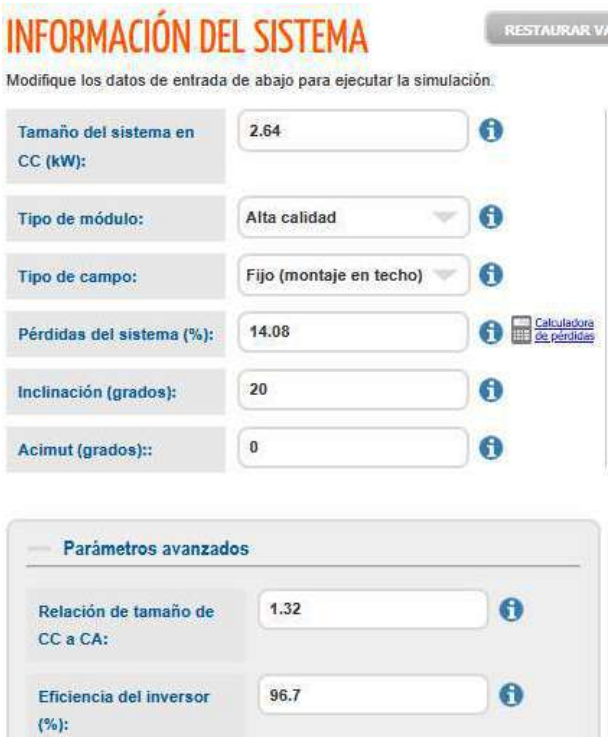
A continuación, se muestran los datos de entrada del sistema fotovoltaico para nuestro proyecto. Cabe destacar que los datos se obtuvieron después de realizar distintas simulaciones que permitieran identificar la configuración necesaria para producir un valor igual o superior a la energía requerida de 4.610 kWh/año.

Tabla 3: Número de módulos fotovoltaicos

N°	Módulo	Generador	Generador
	Wp	Wp (G)	kWp (G)
1	440	440	0,44
2	440	880	0,88
3	440	1320	1,32
4	440	1760	1,76
5	440	2200	2,20
6	440	2640	2,64
7	440	3080	3,08
8	440	3520	3,52
9	440	3960	3,96
10	440	4400	4,40

Fuente Elaboración propia

Gráfico 4: Paso 3 - Ingresar los datos del sistema fotovoltaico



Fuente: PVwatts.

Tamaño del sistema: es la potencia nominal CC del campo fotovoltaico en kilovatios (kW) en condiciones de prueba estándares (STC) para alcanzar un valor igual o superior al consumo requerido. Para este proyecto, el tamaño del sistema fotovoltaico debe ser de 2,64 kW, múltiplo de 440 W, correspondiente a la potencia nominal del módulo fotovoltaico. Es común en proyectos fotovoltaicos indicar la potencia en kWp, es decir, en kilovatio pico.

Tipo de módulo: es el tipo de módulo fotovoltaico que se utilizará en el proyecto de acuerdo a la tabla. Para nuestro proyecto se utilizará un módulo fotovoltaico con una eficiencia de 21.2%, correspondiente al tipo de módulo “Premium” o “Alta calidad”.

Tabla 4: Tipos de módulos fotovoltaicos en PVwatts

Tipo de módulo de PVWatts®	Material de la celda	Eficiencia nominal aproximada	Cubierta del módulo	Coeficiente de temperatura de potencia
Estándar	Silicio cristalino	19%	Vidrio con revestimiento antirreflectante	-0.37% / °C
Premium	Silicio cristalino	21%	Vidrio con revestimiento antirreflectante	-0.35% / °C
Película delgada	Película delgada	18%	Vidrio con revestimiento antirreflectante	-0.32% / °C

Fuente: PVwatss

Tipo de campo: PVWatts permite simular en los siguientes tipos de campos fotovoltaicos:

- ***Fijo (bastidor abierto):*** para esta condición, el aire fluye libremente por debajo de los módulos fotovoltaicos, por ejemplo, instalaciones a piso sobre estructura.
- ***Fijo (montaje en techo):*** de forma coplanar (paralelos al techo). La manera más habitual en instalaciones residenciales.
- ***Seguimiento de 1 eje:*** seguidor solar de un eje.
- ***Retroseguimiento de 1 eje:*** seguidor solar de un eje con tecnología backtracking, utilizado para no proyectar sombras entre filas de módulos fotovoltaicos.
- ***Seguimiento de 2 ejes:*** seguidor solar que busca que en todo momento la luz solar caiga de forma perpendicular sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos.

Pérdidas del sistema: Las pérdidas del sistema comprenden las pérdidas de rendimiento que se esperarían en un sistema real. El valor predeterminado de pérdidas del sistema es 14,08%, y se basa en las categorías de la siguiente tabla:

Tabla 5: Valores predeterminados de las categorías de pérdidas del sistema

Categoría	Valor predeterminado (%)
Suciedad	2
Sombra	3
Nieve	0
Disparidad	2
Cableado	2
Conexiones	0,5
Degradación por luz	1,5
Valor nominal	1
Antigüedad	0
Disponibilidad	3

Fuente PVWatts

Para nuestro proyecto, se utilizará el valor por defecto de pérdidas del sistema correspondiente a 14.08%. Sin embargo, si el proyecto presentara perdidas mayores, estás debieran considerarse.

Inclinación: la instalación es sobre la cubierta del techo (coplanar), por lo que tendremos que ingresar la inclinación del agua del techo. Para nuestro proyecto, la inclinación es de 20°. Sin embargo, si el montaje del arreglo fotovoltaico fuese a piso, se podrá utilizar la siguiente ecuación para calcular la inclinación óptima del módulo fotovoltaico que maximice la producción de energía anual:

$$\beta = 3.7 + (0{,}69 \times |\Phi|) \qquad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

β : inclinación del módulo fotovoltaico para sistemas conectados a la red.

|Φ|: valor absoluto de la latitud.

Acimut: Para campos fotovoltaicos fijos, el ángulo de azimut es el ángulo en el sentido de las agujas del reloj respecto del norte verdadero, que describe la dirección a la que está orientado el módulo fotovoltaico.

Tabla 6: Ángulos de azimut para diferentes orientaciones de brújula

Encabezado	Ángulo de acimut
N	0°
NE	45°
E	90°
SE	135°
S	180°
SO	225°
O	270°
NO	315°

Fuente PVWatts

Relación de tamaño de CC a CA: a menudo denominada “Ratio CC to CA” o “ratio de sobredimensionamiento” o “factor de sobredimensionamiento” o *“Clipping”*, se refiere a la relación entre la capacidad de potencia total de los módulos fotovoltaicos y la capacidad nominal de potencia del inversor.

Matemáticamente se define como:

$$\text{Ratio CC to CA} = \frac{\text{Capacidad fotovoltaica}}{\text{Capacidad del inversor}} \qquad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

Capacidad fotovoltaica: Potencia total fotovoltaica en condición STC.

Capacidad del inversor: Potencia nominal del inversor.

La ratio CC to CA es importante por varias razones:

- ***Maximización de la producción:*** Una ratio CC/CA mayor a 1 permite que el sistema fotovoltaico genere energía al máximo de la capacidad del inversor durante más horas del día, aprovechando mejor los picos de irradiación solar.

- ***Compensación de pérdidas:*** el sobredimensionamiento compensa pérdidas en el sistema, como las pérdidas por temperatura, suciedad en los módulos fotovoltaicos, degradación del módulo y otros factores.

- ***Economía:*** a medida que el costo de los módulos fotovoltaicos ha disminuido, ha sido más económico sobredimensionar la capacidad de los módulos fotovoltaicos en relación con el inversor, para maximizar la generación de energía y el retorno de la inversión.

Es común encontrar sistemas con ratios CC/CA en el rango de 1,1 a 2, pero estos valores pueden variar dependiendo de la máxima potencia fotovoltaica admisible de entrada del inversor seleccionado. Para nuestro proyecto, se escoge el inversor Huawei SUN2000 2kTL, con capacidad nominal de potencia CA de 2 kW, que soporta hasta 3 kW de potencia fotovoltaica de entrada, por lo que la ratio CC to CA máximo que soporta este inversor es de 1,5. Más adelante se mostrará que la potencia fotovoltaica 2,64 kW producirá un valor igual o mayor a la energía requerida.

Con los valores anteriores de potencia, se procede a calcular con la ecuación 2 la ratio CC to CA para nuestro proyecto:

$$\text{Ratio CC to CA} = \frac{2{,}64\ \text{kW}}{2\ \text{kW}}$$

$$\text{Ratio CC to CA} = 1{,}32$$

La ratio CC to CA para nuestro proyecto corresponde a 1,32.

Eficiencia del inversor (%): la eficiencia del inversor en un sistema fotovoltaico se refiere a la capacidad del inversor para convertir la energía de corriente continua (CC) proveniente de los módulos fotovoltaicos en energía de corriente alterna (CA), para su uso o inyección en la red eléctrica, con mínimas pérdidas durante el proceso de conversión.

Tasa de cobertura del terreno (GCR, "Ground Coverage Ratio" en inglés): es una métrica utilizada en instalaciones fotovoltaicas a gran escala, especialmente en plantas fotovoltaicas con seguimiento, para describir la relación entre el área de módulos fotovoltaicos y el área total del terreno sobre el cual están instalados.

Matemáticamente, el GCR se define como:

$$\text{Ratio CC to CA} = \frac{\text{Áre fotovoltaica}}{\text{Área de terreno}}$$ Ecuación 3

Donde:

GCR: Tasa de cobertura del terreno (GCR "Ground Coverage Ratio").

Área fotovoltaica: área de cobertura horizontal de los módulos fotovoltaicos.

Área del terreno: área total del terreno.

Un GCR alto indica que los módulos fotovoltaicos ocupan una proporción mayor del terreno, lo que podría resultar en sombreado mutuo, especialmente en instalaciones con seguidores solares. Por otro lado, un GCR bajo significa que hay más espacio entre los módulos, lo que reduce el potencial de sombreado mutuo, pero aumenta el costo del terreno.

El valor óptimo de GCR varía según la tecnología de seguimiento, la latitud y otras consideraciones del diseño de la planta fotovoltaica. La elección de un GCR adecuado es esencial para maximizar la producción de energía y minimizar los costos de instalación y operación. Para nuestro proyecto, no es necesario calcular el GCR, y si existe el valor por defecto en el formulario, no se considerará en los resultados, debido a que el tipo de campo es fijo (montaje en techo) y no se producirá sombreado entre filas.

Albedo: el albedo es la medida que indica la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar incidente en comparación con la cantidad total de radiación que llega a esa superficie. Se expresa como un valor entre 0 y 1 (o entre 0% y 100%). Una superficie con albedo 0 (0%) absorbe toda la radiación solar, mientras que una superficie con albedo 1 (100%) refleja toda la radiación.

Tabla 7: Valores habituales de albedo

Superficie / Situación	Albedo
Situación urbana	0.14 - 0.22
Césped	0.15 - 0.25
Hierba fresca	0.26
Nieve fresca	0.82
Nieve húmeda	0.55 - 0.75
Asfalto seco	0.09 - 0.15
Asfalto mojado	0.18
Concreto	0.25 - 0.35
Tejas rojas	0.33
Aluminio	0.85
Nuevo acero galvanizado	0.35
Acero galvanizado muy sucio	0.08

Fuente: Ilumin

Para nuestro proyecto, se utilizará el albedo registrado en el archivo meteorológico.

Bifacial: un módulo bifacial es un tipo de módulo fotovoltaico que tiene la capacidad de capturar y convertir la luz solar en energía eléctrica desde ambas caras, es decir, tanto desde su cara frontal (o superior) como desde su cara posterior (o inferior). Está diseñado para aprovechar la radiación solar directa y la radiación reflejada desde la superficie subyacente o cercana. Para nuestro proyecto, no se utilizarán módulos bifaciales.

Paso 4: Resultados de la simulación

En este último paso, podemos identificar la energía eléctrica que producirá el campo fotovoltaico a partir de los datos de entrada ingresados.

Gráfico 5: Resultados de la simulación

RESULTADOS

Imprimir resultados

4,768 kWh/año*

Mes	Radiación solar (kWh / m² / día)	Energía de corriente alterna (kWh)
Enero	5.32	335
Febrero	5.79	327
Marzo	6.28	392
Abril	6.55	394
Mayo	6.87	432
Jun	6.76	417
Jul	7.05	445
Agosto	7.24	450
Septiembre	6.91	410
Octubre	6.57	410
Octubre	6.57	408
Noviembre	6.60	395
Diciembre	5.77	362
Anual	6.48	4,767

Fuente: PVwatts.

Se puede apreciar que la potencia fotovoltaica de 2,64 kW producirá anualmente 4.768 kWh/año, cubriendo el consumo anual de 4.610 kWh/año.

5. Inversor

Al seleccionar un inversor para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, es esencial evaluar varios criterios para asegurar que se adecue a las necesidades específicas del proyecto. A continuación, se presentan algunos de los criterios más relevantes para la selección del inversor:

- ***Potencia nominal:*** la capacidad de potencia del inversor debe coincidir o estar ligeramente subdimensionada en relación con la capacidad total de los módulos fotovoltaicos del sistema.

- ***Rango de tensión de operación:*** el inversor debe ser capaz de operar eficientemente dentro del rango de tensiones generado por el arreglo fotovoltaico, teniendo en cuenta las variaciones debidas a la temperatura y otros factores.

- ***Eficiencia:*** se refiere a cuánta energía en corriente continua (CC) se convierte en energía en corriente alterna (CA). Los inversores con alta eficiencia (generalmente entre 95% y 99%) maximizan la energía entregada a la red.

- ***Perfil de red:*** el inversor debe ser compatible con las características eléctricas propias de la red de distribución, especialmente con la tensión y frecuencia.

- ***Características de seguridad:*** éstas pueden incluir protección contra sobretensiones, desconexión automática en caso de fallo en la red, y protección contra el funcionamiento en isla (cuando el sistema sigue generando energía a pesar de un corte de la red).

- ***Funciones avanzadas:*** todos los inversores ofrecen características como seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), capacidades de monitoreo remoto, optimizadores de potencia integrados y funciones de gestión de la energía.

- ***Garantía y servicio posventa:*** es fundamental considerar la duración y cobertura de la garantía, así como la reputación del fabricante en cuanto a fiabilidad y servicio al cliente.

- ***Certificaciones:*** el inversor debe cumplir con los estándares y regulaciones locales, que pueden incluir certificaciones de seguridad, calidad y rendimiento.

- ***Flexibilidad y escalabilidad:*** si es necesario en el futuro expandir el sistema fotovoltaico, será necesario un inversor que incluya más de un MPPT o que pueda adaptarse o trabajar en conjunto con otros inversores en una configuración más grande.

- ***Condiciones ambientales:*** algunos inversores están diseñados para condiciones ambientales específicas, como altas temperaturas, humedad o salinidad. Es esencial elegir un inversor que pueda manejar las condiciones del sitio de instalación.

- ***Interfaz y facilidad de uso:*** una interfaz de usuario amigable, con display y opciones de monitoreo, puede ser útil para la gestión y mantenimiento del sistema.

Para este proyecto, se selecciona el inversor Huawei SUN2000 2kTL, con capacidad nominal de potencia CA de 2 kW y que soporta hasta 3 kW de potencia fotovoltaica de entrada. A continuación, se muestra un resumen de los parámetros eléctricos del inversor elegido:

Tabla 8: Resumen de parámetros eléctricos del inversor SUN2000 2KTL

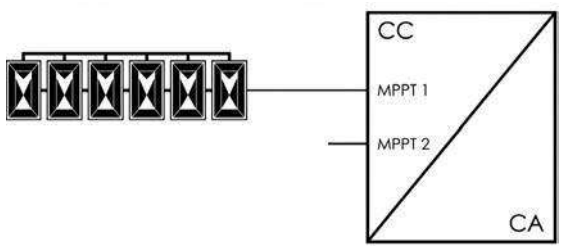
Inversor		
Potencia de salida CA	2.000	W
Tensión de salida CA	220	V
Corriente de salida CA	10	A
Potencia de entrada FV	3.000	W
Ratio CC to CA Max	1,5	veces
Eficiencia	96,7	
Max. Tensión de entrada	600	V
Min. Tensión MPPT	90	V
Max. Tensión MPPT	560	V
Max. Corriente	12,5	A

Fuente: Wawei

6. Arreglo fotovoltaico

Para alcanzar la potencia de 2,64 kW, se requieren seis módulos fotovoltaicos de 440 W. La recomendación es siempre trabajar a la tensión más alta posible; por lo tanto, los módulos se conectarán en serie en unos de los MPPT del inversor, ya que, como se indicará más adelante, el rango de tensión MPPT del inversor lo permite.

Gráfico 6: Arreglo fotovoltaico del proyecto



Fuente: Ilumin

Se utilizará el módulo fotovoltaico JKM440M-78H-V del fabricante Jinko Solar. El siguiente es el resumen de las características eléctricas en STC del módulo fotovoltaico obtenidas de la ficha técnica:

Tabla 9: Resumen de parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico JKM440-78H

Módulo fotovoltaico		
Potencia STC (Pmax)	440	W
Tensión Vmp	43,65	V
Corriente Imp	10,08	A
Tensión Voc	51,7	V
Corriente Isc	10,77	A
Máximo fusible en serie	20	A
Máximo voltaje del sistema	1000/1500VDC (IEC)	V

Fuente: elaboración propia.

6.1 Parámetros eléctricos del arreglo fotovoltaico

A continuación, se indica el conjunto de ecuaciones para determinar las magnitudes eléctricas totales en STC del arreglo fotovoltaico:

- **Potencia total del arreglo fotovoltaico en STC**

$$Potencia_{ArregloFV} = P_{MFV} \times N° MFV \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

Potencia $_{ArregloFV:}$ potencia total del arreglo fotovoltaico en STC.

PMFV: potencia en STC del módulo fotovoltaico.

N° MFV : Número de módulos fotovoltaicos.

Entonces:

$$Potencia_{ArregloFV} = 440\ W \times$$

$$Potencia_{ArregloFV} = \mathbf{2.640\ W}$$

La potencia total del arreglo fotovoltaico en STC es de ***2.640 W***.

- **Tensión Vmp Total del Arreglo Fotovoltaico en STC**

$$Vmp_{ArregloFV=} Vmp \times N° MFV_{serie} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

VmpArregloFV : tensión Vmp total del arreglo fotovoltaico en STC.

Vmp: tensión Vmp en STC del módulo fotovoltaico.

N° MFV serie: número de módulos fotovoltaicos en serie.

Entonces:

$$Vmp_{ArregloFV} = 43{,}65\ V \times 6$$

$$Vmp_{ArregloFV} = 4261{,}9\ V$$

La tensión Vmp del arreglo fotovoltaico en STC es de ***261,9 V.***

- **Corriente Imp total del arreglo fotovoltaico en STC.**

$$Potencia_{ArregloFV} = P_{MFV} \times N° MFV \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

$Imp_{ArregloFV}$: corriente Imp total del arreglo fotovoltaico en STC.

Imp: corriente Imp en STC del módulo fotovoltaico.

N° String: número de String.

Entonces:

$$Imp_{ArregloFV} = 10{,}08\ A \times 1$$

$$Imp_{ArregloFV} = 10{,}08\ A$$

La corriente Imp total del arreglo fotovoltaico en STC es ***10,08 A***.

- **Tensión Voc total del arreglo fotovoltaico en STC**

$$Voc_{ArregloFV} = Voc \times N° MFV_{serie} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde

$Voc_{ArregloFV}$: tensión Voc total del arreglo fotovoltaico en STC.

Voc: tensión Voc en STC del módulo fotovoltaico.

N° MFV serie: número de módulos fotovoltaicos en serie.

Entonces:

$$Voc_{ArregloFV} = 51{,}7\ V \times 6$$

$$Voc_{ArregloFV} = 310{,}2\ V$$

La tensión Voc total del arreglo fotovoltaico en STC es de ***310,2 V.***

- **Corriente Isc total del arreglo fotovoltaico en STC**

$$Isc_{ArregloFV} = Isc \times N° String \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

$Isc_{ArregloFV}$: corriente Isc total del arreglo fotovoltaico en STC.

Isc: corriente Isc en STC del módulo fotovoltaico.

N° String: número de String.

Entonces:

$$Isc_{ArregloFV} = 10{,}77\ A \times 1$$

$$Isc_{ArregloFV} = 10{,}77\ A$$

La corriente Isc total del arreglo fotovoltaico en STC es de ***10,77 A***.

Resumen de las magnitudes eléctricas totales en STC del arreglo fotovoltaico.

Tabla 10:Parámetros eléctricos del arreglo fotovoltaico STC del proyecto

Arreglo fotovoltaico STC		
N° de módulos FV por String	6	
N° de Strings	1	
N° total de módulos FV	6	
Potencia STC (Pmax) total	2640	W
Tensión Vmp total	261,9	V
Corriente Imp total	10,08	A
Tensión Voc total	310,2	V
Corriente Isc total	10,77	A
Producción de energía anual	4768	Wh/año

Fuente: elaboración propia.

- **Relación entre magnitudes totales en STC y especificaciones del inversor**

Tabla 11: Relación de magnitudes totales FV (STC) - inversor

Especificaciones del Inversor	Valor	Unidad	Arreglo Fotovoltaico STC	Valor	Unidad
Potencia Inv. (Ratio hasta 1,5)	2000	W	Ratio CC to CA	1,32	
Entrada de CC máxima recomendada	3000	W	Entrada de CC	2640	W
Máxima tensión de entrada	600 V	V	Máx. tensión de entrada (Voc)	310,2	V
Tensión de arranque	100 V	V	Tensión de arranque	100	V
Rango de tensión de operación de MPPT	90 – 560	V	Mínima tensión de operación de MPPT	261,9	V
Máx. intensidad por MPPT	12,5	A	Máx. intensidad por MPPT	10,08	A
Máx. intensidad de corto circuito por MPPT	18	A	Máx. intensidad de corto circuito MPPT	10,77	A
Cantidad de MPPTs	2		Cantidad de MPPTs	1	
Máx. número de entradas por MPPT	1		Máx. número de entradas por MPPT	1	

Fuente: Elaboración Propia

Se puede apreciar que, en un escenario ideal de condiciones estándar de prueba (STC), los parámetros eléctricos del generador fotovoltaico distribuido son compatibles con las especificaciones técnicas del inversor.

- **Resultados de la simulación demanda / producción**

Producción Escenario STC		
Consumo anual	4610	Wh/Año
Producción	4768	Wh/Año
Excedente	158	Wh/Año

Se puede apreciar que, en un escenario ideal de condiciones estándar de prueba (STC), la potencia fotovoltaica de 2,64 kW producirá anualmente 4.768 kWh, cubriendo el consumo anual de 4.610 kWh con un excedente anual para inyección a la red de 0.158 kWh.

7. Corrección por temperatura

Las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos varían de acuerdo a la temperatura de operación de la celda fotovoltaica, y esto afecta significativamente a los umbrales eléctricos del arreglo fotovoltaico, por lo que es de suma importancia estimar las variaciones. Para proyectar las variaciones antes mencionadas, se utilizarán los coeficientes de corrección proporcionados por el fabricante del módulo en su ficha técnica.

A continuación, se indica en detalle por qué es importante esta corrección:

- ***Coeficientes de temperatura:*** los módulos fotovoltaicos tienen coeficientes de temperatura definidos para la corriente, el voltaje y la potencia. Estos coeficientes indican cómo varían estas cantidades con cada grado de cambio en la temperatura de operación de la celda fotovoltaica respecto a los 25°C.

- ***Disminución del voltaje con el aumento de la temperatura:*** para los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, el voltaje disminuye a medida que la temperatura de operación de la celda fotovoltaica aumenta sobre 25°C. Si no se tienen en cuenta estas variaciones, el arreglo fotovoltaico podría no alcanzar el voltaje necesario para que el inversor funcione correctamente, especialmente en días muy calurosos.

- ***Aumento del voltaje con la disminución de la temperatura:*** para los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, el voltaje aumenta a medida que la temperatura de operación de la celda fotovoltaica disminuye bajo los 25°C. Si no se tienen en cuenta estas variaciones, el arreglo fotovoltaico podría poseer un voltaje por encima del voltaje máximo admisible por el inversor, especialmente en días muy fríos.

- ***Aumento de la corriente con el aumento de la temperatura:*** contrario al voltaje, la corriente tiende a aumentar ligeramente con el aumento de la temperatura de operación de la celda fotovoltaica sobre los 25°C. Esta variación es menor en magnitud que la del voltaje, pero aun así es relevante para el diseño y operación del sistema.

- ***Pérdida de potencia:*** a medida que la temperatura de operación de la celda fotovoltaica aumenta por sobre los 25°C, la potencia disminuye. Esto significa que, a temperaturas más altas, un módulo puede no ser capaz de producir su potencia nominal a pesar de recibir una irradiación solar completa.

- ***Optimización del punto de máxima potencia (MPP):*** los inversores modernos cuentan con rastreadores del punto de máxima potencia (MPPT) que ajustan constantemente la operación del sistema para operar cerca del MPP del arreglo fotovoltaico. Si se consideran las correcciones por temperatura, el MPPT puede operar de manera más eficiente y garantizar una producción óptima.

- ***Protección y seguridad del sistema:*** al considerar las correcciones por temperatura, es posible diseñar sistemas que operen de manera segura dentro de los límites de los componentes, evitando sobrecargas o condiciones que puedan dañar el equipo.

Para tener en cuenta estas correcciones, es esencial conocer los coeficientes de temperatura especificados por el fabricante del módulo fotovoltaico y aplicarlos al diseño y operación del sistema fotovoltaico. A continuación, se indican los coeficientes de temperatura del módulo fotovoltaico seleccionado JKM440M-78H-V del fabricante Jinko Solar.

Tabla 12: Coeficientes de temperatura del módulo fotovoltaico JKM440M-78H

Coef. de temperatura		
Coef. Pmax	-0,35%	%°C
Coeficiente Voc	-0,28	%°C
Coeficiente Isc	0,048%	%°C
NOCT	45	%°C

Fuente: elaboración propia

7.1 Temperatura de operación de la celda fotovoltaica

Previo a la aplicación de los factores de corrección por temperatura —que ajustan la potencia máxima del módulo fotovoltaico (Pmax) mediante coeficientes térmicos específicos— resulta imperativo determinar con precisión la temperatura de operación de la celda fotovoltaica (Tcell), un parámetro crítico que refleja las condiciones térmicas reales bajo irradiación operativa, conforme establecen las normas IEC 61215 e IEC 61724 para caracterización de rendimiento fotovoltaico (Duffie y Beckman, 2020). Esta temperatura no es igual a la temperatura ambiente y corresponde a la temperatura efectiva bajo la cual una celda fotovoltaica opera en condiciones de irradiación solar.

Tcell diverge sistemáticamente de la temperatura ambiente (Ta) debido a efectos foto-térmicos: absorción espectral, convección forzada (viento típico 1 m/s) y radiación infrarroja neta, generando sobrecalentamiento ΔT. Esta disociación física, validada experimentalmente vía termografía infrarroja y piranómetros, impacta directamente en la curva I-V característica, reduciendo Voc exponencialmente y el factor de forma (Fill Factor) por mayor recombinación no radiativa.

La determinación cuantitativa de Tcell se basa en la temperatura nominal de operación de la celda (NOCT) —condiciones estándar: 800 W/m², Ta=20°C, viento 1 m/s— extrapolada a irradiancia real (G) mediante modelos empírico-físicos, derivados de regresiones multivariantes. Esta metodología, respaldada por Luque y Hegedus (2011), precede el escalado de dimensionamiento fotovoltaico, evitando errores de predicción >15% en rendimientos anuales críticos para ROI bajo medición neta, especialmente en microclimas con variabilidad nubosa estacional (Masters, 2013).

Se utilizará la siguiente ecuación para determinar la temperatura de operación de la celda:

$$Tcell = Tambiente + G \times \frac{(NOCT - 20\ °C)}{(800\ W/m^2)} \qquad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

Tcell: temperatura de operación de la celda fotovoltaica.

Tambiente: temperatura ambiente.

G: irradiancia a STC = 1000 W/m2.

NOCT: temperatura de operación normal de la celda.

- ***Temperatura mínima de operación de la celda fotovoltaica:*** con la Ecuación 9 se procede a calcular la temperatura de operación de la celda fotovoltaica a la máxima temperatura ambiente anual, correspondiente a 23°C, con un NOCT del módulo según ficha técnica de 45°C.

$$Tcell = -8 + 1000\ W/m2 \times = \frac{(45\ °C - 20\ °C)}{(800\ W/m^2)}$$

$$Tcell = 23{,}25\ °C$$

De acuerdo con la ecuación, se estima que la temperatura operativa de la celda fotovoltaica, bajo una temperatura ambiente de -8°C, se situará en 23,25°C. Con la mínima temperatura de operación de la celda fotovoltaica se corregirá el Voc; no obstante, es aconsejable adherirse a la metodología propuesta por NABCEP, la cual sugiere que, para la corrección del Voc se debe emplear la temperatura ambiente mínima anual (NABCEP, 2019).

Por consiguiente, se determina que la temperatura operativa mínima de la celda fotovoltaica es de -8 °C.

- ***Temperatura máxima de operación de la celda fotovoltaica:*** con la ecuación 9 se procede a calcular la temperatura de operación de la celda fotovoltaica a la máxima temperatura ambiente anual, correspondiente a 23°C, con un NOCT del módulo según ficha técnica de 45°C.

$$Tcell = -8 + 1000\ W/m2 \times = \frac{(45\ °C - 20\ °C)}{(800\ W/m^2)}$$

$$Tcell = -54{,}25°C$$

La temperatura de operación de la celda fotovoltaica a una temperatura ambiente de 23°C será de ***54,25°C***.

7.2 Corrección de magnitudes eléctricas del módulo fotovoltaico

Utilizando la siguiente ecuación, se procede a calcular el coeficiente de temperatura total de corrección de acuerdo a la temperatura de operación de la celda fotovoltaica:

$$coef_T°=1+[(T°celda-25°)\ x\ (Coef/100)]$$ Ecuación 10

Donde:

Coef$_T$°: coeficiente total a cierta temperatura.

T°celda: temperatura de operación de la celda fotovoltaica.

coef: coeficiente de temperatura

- **Corrección de la Pmax:** la potencia del módulo fotovoltaico experimenta una disminución en presencia de temperaturas elevadas. Es esencial corregir el Pmax a la temperatura operativa máxima de la celda fotovoltaica, establecida en 54,25°C. Esta corrección garantiza que la potencia operacional del conjunto fotovoltaico no afecte a la ratio potencia de CA to CC, incrementando por encima de la ratio máxima permitida por el inversor.

Se utiliza la Ecuación 10 para calcular el coeficiente total de temperatura del Vmp a 54,25°C.

$$coef_T°=1+[(54{,}25\ °C-25\ °C)\ x\ (-0{,}35/100)]$$

$$coef_T°=0{,}8976$$

El coeficiente total de temperatura del Pmax a 54,25°C es de 0,8976.

Se corrige la potencia Pmax aplicando el coeficiente total obtenido con la siguiente ecuación:

$$Pmax_{corregida} = Pmax \times coef_T^{\circ} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

$Pmax_{corregida}$: potencia Pmax corregida a la máxima temperatura de operación de la celda fotovoltaica

Pmax: potencia en STC.

$Coef_t^{\circ}$: coeficiente de temperatura de la magnitud eléctrica a corregir.

Al corregir la potencia Pmax a una temperatura de operación de la celda fotovoltaica de 54,25°C, ésta resulta en ***2369.66 W.*** Dado que la ratio máxima del inversor es 1.5, y la ratio nueva corresponde a dividir 3000 W/ 2369.66, obtenemos una ratio de 1.26. Se confirma que no hay problemas relacionados con la potencia máxima de entrada CC del inversor.

- **Corrección del Vmp:** la tensión del módulo fotovoltaico experimenta una disminución en presencia de temperaturas elevadas. Es esencial corregir el Vmp a la temperatura operativa máxima de la celda fotovoltaica, establecida en 54,25°C. Esta corrección garantiza que la tensión operacional del conjunto fotovoltaico no descienda por debajo de la tensión mínima de entrada fotovoltaica en corriente continua que el inversor requiere.

  Los fabricantes de módulos fotovoltaicos omiten el valor del coeficiente de corrección aplicable al Vmp. Siguiendo las directrices de NABCEP, se recomienda emplear el coeficiente asociado al Pmax para efectuar la corrección del Vmp (NABCEP, 2019). Para el módulo en cuestión, el coeficiente del Pmax está establecido en -0,35%/°C.

  Se utiliza la Ecuación 10 para calcular el coeficiente total de temperatura del Vmp a 54,25 °C.

$$coef_T^{\circ} = 1+[(54{,}25\ ^{\circ}C - 25\ ^{\circ}C) \times (-0{,}35/100)]$$

$$coef_T^{\circ} = 0{,}8976$$

El coeficiente total de temperatura del Vmp a 54,25 °C es de 0,8976.

Se corrige la tensión Vmp aplicando el coeficiente total obtenido con la siguiente ecuación:

$$Vmp_{corregida} = Vmp_{corregida} \times coef_T^{\circ} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

$Vmp_{corregida}$: tensión Vmp corregida a la máxima temperatura de operación de la celda fotovoltaica.

Vmp: tensión Vmp en STC.

$Coef_t^{\circ}$: coeficiente de temperatura de la magnitud eléctrica a corregir.

$$Vmp_{corregida} = Vmp \times coef_T^{\circ}$$

$$Vmp_{corregida} = 261{,}9\ V \times 0{,}8976$$

$$Vmp_{corregida} = 235{,}0880\ V$$

Al corregir la tensión Vmp a una temperatura de operación de la celda fotovoltaica de 54,25°C, ésta resulta en ***235,8671 V.***

Dado que la tensión CC fotovoltaica de entrada mínima del inversor es de **90 V**, se confirma que no hay problemas relacionados con la tensión mínima de entrada CC del inversor.

- ***Corrección del Voc:*** La tensión del módulo fotovoltaico incrementa a bajas temperaturas.

  Para garantizar que la tensión del arreglo fotovoltaico nunca supere la tensión máxima de entrada CC del inversor, se corrige el Voc conforme a la temperatura mínima de operación de la celda fotovoltaica. El valor del coeficiente del Voc corresponde a -0,25%/°C. Además, como se indicó

anteriormente, se utilizará el valor de la mínima temperatura ambiente, correspondiente a -8°C, como valor de temperatura de operación de la celda fotovoltaica.

Con la Ecuación 10 se procede a corregir la tensión Voc del arreglo fotovoltaico en STC.

$$coef_T°=1+[(-8-25°)\ x\ (-0,28/100)]$$

$$coef_T°=1,0924$$

El coeficiente total de temperatura del Voc a -8°C es de 1,0924.

Se corrige la tensión Voc aplicando el coeficiente total obtenido con la siguiente ecuación:

$$Voc_{corregida}=Voc\ x\ coef_{-T}°$$ Ecuación 13

Donde:

$Voc_{corregida}$: tensión Voc corregida a la mínima temperatura de operación de la celda fotovoltaica.

Voc: tensión Voc en STC.

$Coef_T°$: coeficiente de temperatura de la magnitud eléctrica a corregir

Entonces:

$$Voc_{corregida}= 310,2\ V\ x\ 1,0924$$

$$Voc_{corregida}= 338,8624\ V$$

Al corregir la tensión Voc a la temperatura de operación de la celda fotovoltaica de -8°C, ésta se sitúa en 338,8624 V.

Dado que la tensión CC fotovoltaica máxima de entrada del inversor es de 600 V, no se presenta inconveniente respecto a la tensión máxima de entrada CC para el inversor.

- ***Corrección de la Isc:*** si la corriente incrementa a altas temperaturas, se corrige la Isc a la máxima temperatura de operación de la celda fotovoltaica, correspondiente a 54,25°C. Esto asegura que la corriente de cortocircuito Isc de operación de arreglo fotovoltaico no esté por sobre la corriente máxima de entrada fotovoltaica CC permitida por el inversor.

El coeficiente de la Isc es de 0,048%/°C. Se utiliza la Ecuación 10 para calcular el coeficiente total de temperatura de la Isc a 54,25°C.

$$coef_T°=1+[(54,25\ °C-25\ °C)\ x\ (0,048/100)]$$

$$coef_T°=1,014$$

El coeficiente total de temperatura de la Isc a 54,25°C es de 1,014.

Se corrige la corriente Isc aplicando el coeficiente total obtenido con la siguiente ecuación:

$$Isc_{corregida}=Isc\ x\ coef_{-T}°$$ Ecuación 14

Donde:

$Isc_{corregida}$: corriente Isc corregida a la máxima temperatura de operación de la celda fotovoltaica.

Isc : corriente Isc en STC.

$Coef_T°$: coeficiente de temperatura de la magnitud eléctrica a corregir.

Entonces:

$$Isc_{corregida}=10,77\ A\ x\ 1,014$$

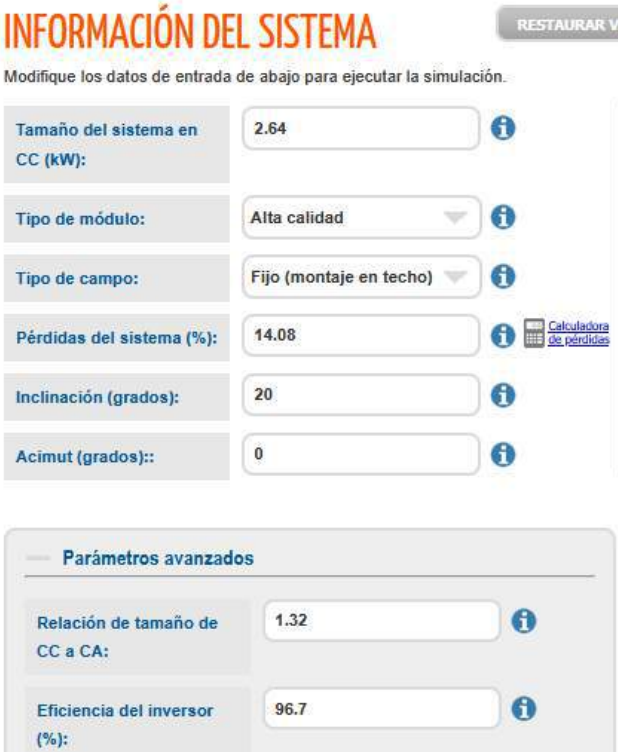
$$Isc_{corregida}=10,9212\ A$$

Al corregir la corriente Isc considerando una temperatura operativa de la celda fotovoltaica de 54,25°C, el valor resultante de Isc es de 10,9212 A.

La corriente continua fotovoltaica máxima del inversor es de 12,5 A. Se concluye que no se presenta inconveniente con la corriente de entrada en corriente continua del inversor.

Con los parámetros corregidos repetimos la simulación:

Gráfico 7: Simulación con los datos corregidos por temperatura



Fuente Elaboración propia

Gráfico 8: Resultados de la simulación con datos ajustados por temperatura

RESULTADOS

Imprimir resultados

4,312 kWh/año*

Mes	Radiación solar (kWh / m² / día)	Energía de corriente alterna (kWh)
Enero	5.32	301
Febrero	5.79	295
Marzo	6.28	355
Abril	6.55	357
Mayo	6.87	391
Jun	6.76	376
Jul	7.05	402
Agosto	7.24	410
Septiembre	6.91	373
Octubre	6.57	370
Noviembre	6.60	357
Diciembre	5.77	326
Anual	6.48	4,312

Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar que la potencia fotovoltaica de 2,36966 kW producirá anualmente 4.312 kWh/año, con un déficit de 0.298 kWh/año, para cubrir el consumo anual de 4.610 kWh/año.

- **Resumen de las magnitudes eléctricas totales corregidas en NOCT del arreglo fotovoltaico**

Tabla 13: Magnitudes eléctricas totales corregidas en NOCT del arreglo fotovoltaico

Parámetros eléctricos del arreglo fotovoltaico corregido		
N° de módulos FV por String	6	
N° de Strings	1	
N° total de módulos FV	6	
Potencia NOCT (Pmax) total	2369.66	W
Tensión Vmp total	235,87	V
Corriente Imp total	10.10	A
Tensión Voc total	338,86	V
Corriente Isc total	10,92	A
Producción de energía anual	4312	Wh/año

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14: Relación de magnitudes totales FV (NOCT) e inversor

Especificaciones del Inversor	Valor	Unidad	Arreglo Fotovoltaico STC	Valor	Unidad
Potencia Inv. (Ratio hasta 1,5)	2000	W	Ratio CC to CA	1,27	
Entrada de CC máxima recomendada	3000	W	Entrada de CC	2369,66	W
Máxima tensión de entrada	600 V	V	Máx. tensión de entrada (Voc)	338,86	V
Tensión de arranque	100 V	V	Tensión de arranque	100,00	V
Rango de tensión de operación de MPPT	90 – 560	V	Mínima tensión de operación de MPPT	235,87	V
Máx. intensidad por MPPT	12,5	A	Máx. intensidad por MPPT	10,10	A
Máx. intensidad de corto circuito por MPPT	18	A	Máx. intensidad de corto circuito MPPT	10,92	A
Cantidad de MPPTs	2		Cantidad de MPPTs	1,00	
Máx. número de entradas por MPPT	1		Máx. número de entradas por MPPT	1,00	

Fuente Elaboración propia

Se puede apreciar que, en un escenario más real de temperatura nominal de operación de la célula (NOCT), los parámetros eléctricos del generador fotovoltaico distribuido son compatibles con las especificaciones técnicas del inversor.

- **Resultados de la simulación demanda / producción**

Producción escenario NOCT		
Consumo anual	4610	Wh/Año
Producción	4312	Wh/Año
Déficit	-298	Wh/Año

En un escenario más real de temperatura nominal de operación de la célula (NOCT), la potencia fotovoltaica de 2,64 kW producirá anualmente 4.312 kWh, cubriendo el consumo anual de 4.610 kWh, con un déficit anual de 0.298 kWh, que deberá ser obtenido de la red de distribución.

8. Conductor fotovoltaico

El conductor H1Z2Z2-K es específicamente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas, por su cumplimiento con la norma europea EN 50618. Esta norma establece requisitos rigurosos para cables unipolares de corriente continua (CC) en interconexión de módulos fotovoltaicos (arreglos/cadenas), soportando tensiones 0.6/1.0 kV AC / 1.5 kV DC entre conductores y 1.8 kV a tierra, con aislamiento/revestimiento doble de XLPE reticulado halógeno-libre (LSZH). Se caracteriza por:

- ***Conductor de cobre estañado clase 5 (flexible, Ø hilos ≤0.25 mm):*** minimiza la corrosión galvánica en entornos húmedos/UV (altiplano boliviano), reduce Rdc (caídas voltaje <1% strings >50m) y resiste fatiga cíclica térmica (-40°C a +90°C operación, picos 120°C).

- ***Doble aislamiento reticulado XLPE (espesor 0.7mm XO/XLPE):*** alta resistencia dieléctrica (11 kV prueba AC 50Hz), impermeabilidad AD8 (entierro directo IP68), retardante de llama (IEC 60332-1-2), baja emisión de humos tóxicos (IEC 61034-2, IEC 60754-1) y resistencia ozono/UV/ACID (HD 605 S2), esencial en incendios PV donde halógenos agravan la toxicidad (Masters, 2013).

- ***Durabilidad 30+ años:*** certificación TÜV Rheinland 2 PfG 1169/08.2020, envejecimiento acelerado EN 60216 (8000h 180°C), libre de degradación inducida por potencial PID-free y ammonia-corrosión (IEC 62716/61701), superior a cables estándar FR-PVC que fallan en <10 años bajo irradiancia de 5.5 kWh/m²/día (Duffie y Beckman, 2020l.

8.1 Ampacidad del conductor fotovoltaico

Se tomarán en cuenta las siguientes disposiciones del NEC 2023, para definir la Ampacidad del conductor fotovoltaico que conectara el arreglo fotovoltaico con el inversor:

- **690.8(A)(1).** La corriente máxima será la suma de las corrientes nominales de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo multiplicada por ***125 %*** (Associaton, 2023).

- **690.8(B)(1).** La sección mínima del conductor debe poseer una ampacidad no menor que las corrientes máximas calculadas en 690.8(A) multiplicadas por ***125 %*** (Associaton, 2023).

De acuerdo a las disposiciones anteriores del NEC 2023, se define la siguiente ecuación para determinar la ampacidad mínima del conductor fotovoltaico:

$$I_{conductorFV} \geq n°String \times Isc \times 1{,}25 \times 1{,}25 \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

$I_{conductorFV}$: ampacidad del conductor fotovoltaico.

n°String: número de String en paralelo.

Isc: corriente de cortocircuito del String.

Para el proyecto se contempla un String; la corriente Isc del String corresponde a 10,77 A, por lo tanto, con la Ecuación 15 se procede a calcular la ampacidad del conductor fotovoltaico:

$$I_{conductorFV} \geq 1 \times 10{,}77\ A \times 1{,}25 \times 1{,}25$$

$$I_{conductorFV} \geq 16{,}8281\ A$$

La ampacidad mínima del conductor fotovoltaico debe ser de ***16,8281 A***.

8.2 Selección de la sección del conductor fotovoltaico

Se utiliza la Tabla 15 proporcionada por el fabricante del conductor fotovoltaico H1Z2Z2-K, en este caso TopSolar, para escoger la sección en mm² del conductor fotovoltaico.

Tabla 15: Ampacidad del conductor H1Z2Z2-K

Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Superficie (A)
1 x 2,5	5,6	52	41	33
1 x 4	6,1	68	55	44
1 x 6	6,7	89	70	57
1 x 10	7,8	136	98	79
1 x 16	8,8	193	132	107
1 x 25	10,8	294	176	142
1 x 35	11,9	390	218	176

Fuente: TopSolar

De acuerdo la tabla de ampacidad del conductor indicada por el fabricante, se selecciona un conductor de 4 mm² de sección, capacidad de 44 A instalado adyacente a superficies. Se escoge la sección de 4 mm² debido a que es la sección más habitual en el mercado fotovoltaico, y además porque los conductores que incluyen los módulos fotovoltaicos poseen una sección de 4 mm².

8.3 Corrección de la ampacidad del conductor fotovoltaico

La capacidad de transporte de corriente del conductor se debe corregir de acuerdo a la cantidad de conductores al interior de la canalización y por temperatura ambiente (IBNORCA, 2015).

- **Factor de corrección por temperatura (ft)**

  La ampacidad del conductor varía en función de la temperatura ambiente.

Tabla 16: Factor de corrección por temperatura (ft)

Temperatura en °C	PVC (Ambiente)	EPR o XLPE (Ambiente)	PVC (Suelo)	EPR o XLPE (Suelo)
10	1,22	1,15	1,10	1,07
15	1,17	1,12	1,05	1,04
20	1,12	1,08	1	1
25	1,06	1,04	0,95	0,96
30	1	1	0,89	0,93
35	0,94	0,96	0,84	0,89
40	0,87	0,91	0,77	0,85
45	0,79	0,87	0,71	0,80
50	0,71	0,82	0,63	0,76
55	0,61	0,76	0,55	0,71
60	0,50	0,71	0,45	0,65
65	-	0,65	-	0,60
70	-	0,58	-	0,53
75	-	0,50	-	0,46
80	-	0,41	-	0,38

Fuente: IBNORCA (2015).

El conductor fotovoltaico estará instalado al ambiente y en canalización metálica. Esta condición no está normada, por lo que se escoge el factor más desfavorable entre PVC y EPR o XLPE y según la tabla 16. Además, se considera la condición menos favorable correspondiente a la mayor temperatura ambiente del lugar, en este caso a 23°C, y según tabla, el valor más próximo superior es 25°C. Por lo tanto, el factor resultante es de ***1,04***.

- **Factor de corrección por cantidad de conductores canalizados**

La ampacidad del conductor varía en función a la cantidad de conductores dentro de una canalización. Para este proyecto, el tendido eléctrico del arreglo fotovoltaico está compuesto por un conductor del polo positivo (rojo), un conductor del polo negativo (negro) y conductor de protección PE (verde y/o amarillo), en total tres conductores tendidos al interior de una canalización metálica, y según la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** 17. Solo desde cuatro conductores se aplican factores de corrección, por lo tanto, no se procede a corregir la capacidad de transporte del conductor por número de conductores al interior de la canalización.

Tabla 17: Factor de corrección por cantidad de conductores canalizados

Numero de conductores instalados	Factores de corrección
4 a 6	0,80
7 a 9	0,70
10 a 20	0,50
21 a 30	0,45
31 a 40	0,40
Mas de 41	0,35 (0,,35 en el original)

Fuente: IBNORCA (2015)

- **Corrección de la ampacidad del conductor fotovoltaico**

La capacidad de transporte corriente máxima corregida para cada conductor estará fijada por la siguiente ecuación:

$$Ic = It \times ft \times fn \qquad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

Ic: ampacidad corregida.

It: capacidad de transporte de corriente del conductor.

ft: factor de corrección por temperatura, según Tabla **16.**

fn: factor de corrección por cantidad de conductores canalizados, según Tabla **17.**

Entonces:

$$Ic = 44\ A \times 1{,}04 \times 1$$
$$Ic = 45{,}76\ A$$

La ampacidad del conductor fotovoltaico corregida es de 45,76 A, apta para transportar la corriente mínima según el NEC correspondiente 16,8281 A.

8.4 Caída de tensión del conductor fotovoltaico

La caída de tensión del conductor fotovoltaico de corriente continua no debe superar el 1,5 % (SEC, 2020). Se determina el valor de la caída de tensión con la siguiente ecuación:

$$Ic = It \times ft \times fn \qquad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

ΔV: caída de tensión.

L: longitud expresada en metros.

ρ: resistividad de cobre.

I: flujo de corriente del circuito.

S: sección del conductor expresada en mm^2.

Para el cálculo de caída de tensión, se utilizará la siguiente información:

L: 20 metros.

ρ: 0,01786 ohms x mm^2 / m.

I: 10,08 A.

S: 4 mm^2.

Nota: La corriente utilizada corresponde a la corriente Imp de 10,08 A del arreglo fotovoltaico. La resistencia del cobre es según el tipo de cobre del conductor, en este caso electrolítico, correspondiente a 1/56 ohms x mm^2 / m.

Es posible corregir la resistividad del cobre de acuerdo a la temperatura ambiente, con procedimiento indicado en la norma UNE 20003, con la siguiente ecuación:

$$\rho_{CuT} = \rho \times [1+0{,}0093 \times (t°-20)] \qquad \text{Ecuación 18}$$

Remplazando los datos en la *Ecuación 17* para el cálculo de caída de tensión, se obtiene:

$$\Delta V = \frac{(2 \times 20 \times 0{,}01786 \times 10{,}08)}{4}$$

$$\Delta V = 1{,}8 \text{ V}$$

La caída de tensión es de ***1,8 V***. Se procede a calcular el valor porcentual con respecto a la tensión de servicio del arreglo fotovoltaico, correspondiente al valor Vmp del arreglo fotovoltaico, correspondiente a ***261,9 V.***

Se utilizará la siguiente ecuación para determinar el valor porcentual de la caída de tensión:

$$\%\Delta V = \Delta V \times \frac{100}{Vmp_{coregido}} \qquad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

%ΔV: valor porcentual de la caída de tensión con respecto a la tensión de servicio.

ΔV: caída de tensión.

$Vmp_{corregida}$: tensión Vmp del arreglo fotovoltaico a la máxima temperatura de operación de la celda fotovoltaica

Entonces:

$$\% \Delta V = 1{,}8 \text{ V} \times \frac{100}{235{,}8540 \text{ V}}$$

$$\% \Delta V = 0{,}7632$$

El valor porcentual de la caída de tensión corresponde a 0,7532%. Se determina que el conductor H1Z2Z2-K de 4 mm^2, apto para circuitos CC fotovoltaicos, transporta la corriente máxima de servicio y no producirá una caída de tensión superior al 1,5%.

9. Protecciones eléctricas del arreglo fotovoltaico

- **Dispositivo de protección contra sobrecorriente (DPCS) del arreglo fotovoltaico**

  De acuerdo al AETN 485/2022 de Bolivia, es necesario un elemento de protección de sobrecorriente CC fotovoltaica. Los dispositivos de sobrecorriente según el NEC 2023 en el numeral 690.9(B) deberán tener una clasificación no inferior al 125% de las corrientes máximas calculadas en 690.8(A). Además, como se ha señalado anteriormente, el fabricante en la ficha técnica del módulo fotovoltaico señala el máximo fusible en serie, que para el módulo JKM440M-78H Jinko Solar es de 20 A.

  De acuerdo con lo anterior, se utilizará la siguiente ecuación para determinar el valor de corriente de la protección de sobrecorriente CC fotovoltaica:

$$(Isc_{ArregloFV} \times 1{,}25 \times 1{,}25) \leq DPCS_{CC} \leq Max_fuseMOD$$

Ecuación 20

Donde:

$Isc_{ArregloFV}$: corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico en STC

DPCSCC: capacidad de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente

MaxfuseMOD: valor del máximo fusible en serie del módulo fotovoltaico.

Entonces:

$$(10{,}77\ A \times 1{,}25 \times 1{,}25) \leq \mathbf{CPCS_{cc}} \leq 20\ A$$

$$16{,}8281\ A \leq CPCS_{cc} \leq 20\ A$$

De acuerdo a los resultados, la capacidad de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente debe ser igual o superior a 16,8221 A e igual o inferior a 20 A.

Por lo tanto, se escoge una DPCS termomagnético CC bipolar con capacidad de corriente de 20 A, valor por debajo de la capacidad de corriente del conductor. Además, la protección debe estar listada para la tensión Voc corregida del arreglo fotovoltaico, que para este proyecto corresponde a la tensión Voc corregida a 335,7915 V.

Nota: La protección bipolar posee un elemento de maniobra que actúa como seccionador. Sin embargo, la vida útil de las maniobras está por debajo de la vida útil de un seccionador.

Gráfico 9: Protección de sobrecorriente termomagnética bipolar

Fuente: Suntree

- **Protección de sobretensión SPD Clase II**

  El dispositivo de protección contra sobretensiones (SPD, por sus siglas

en inglés) clase II es fundamental en instalaciones fotovoltaicas para proteger el equipo y las personas contra sobretensiones transitorias. Para calcular el SPD clase II adecuado para sistemas fotovoltaicos, se deben considerar varios parámetros:

Tensión nominal del sistema (Uc)➔: es el valor eficaz de tensión máximo que puede aplicarse permanentemente a los bornes del dispositivo de protección.

Nivel de corriente de descarga (In)➔: generalmente, para un SPD Clase II, este valor está en el rango de 5 kA a 20 kA.

Nivel de protección (Up)➔: es la máxima tensión que aparecerá en el equipo protegido durante una descarga del SPD. Debe ser inferior al nivel de resistencia de tensión del equipo a proteger.

Se utilizará la siguiente ecuación para determinar el valor Uc del SPD clase II:

$$Uc > Voc_{corregido} \qquad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

Uc ➔: Tensión máxima que se puede aplicar en los bornes del SPD.

Voccorregida: Tensión Voc del arreglo fotovoltaico corregida a la mínima temperatura de operación de la celda.

Entonces,

$$Uc > 338{,}8624\ V$$

La tensión de protección Uc de sobretensión debe ser superior a 338,8624 V. Sin embargo, el inversor incluye protección de sobretensión, por lo que no se incluye para este proyecto.

Gráfico 10: Protección de sobretensión SPD II

Fuente: Suntree

- Conductor de puesta a tierra PE

Se utilizará la **Tabla 250.122** de NEC 2023 para determinar la sección mínima del conductor de puesta a tierra.

Tabla 18: Tamaño mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para canalizaciones y equipos de puesta a tierra

Clasificación o configuración del dispositivo automático de sobrecorriente en el circuito delante del equipo, conducto, etc., sin exceder (amperios)	Tamaño (AWG o kcmil) - Cobre	Tamaño (AWG o kcmil) - Aluminio o aluminio revestido de cobre *
15	14	12
20	12	10
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250

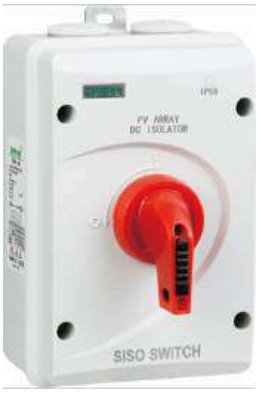
Fuente: NEC

De acuerdo a la Tabla 250.122 y considerando que la capacidad de la protección de sobrecorriente es de 20 A, la sección mínima del conductor de cobre de puesta a tierra debe ser de 12 AWG, equivalente a 3,31 mm^2. Para este proyecto, se utilizará el mismo conductor fotovoltaico H1Z2Z2-k de 4 mm^2 para el conductor de puesta a tierra.

- **Seccionador CC**

De acuerdo al AETN N° 488/2022, es necesario un seccionador en la etapa CC entre el arreglo fotovoltaico y el inversor. El seccionador es un elemento de maniobra y no de protección de sobrecorriente, por lo que la capacidad del seccionador debe ser mayor a la capacidad de corriente de la protección de sobrecorriente. Además, el seccionador debe estar listado para CC y tensión Voc corregida del arreglo fotovoltaico, que para este proyecto corresponde a 335,7915 V.

Gráfico 11: Seccionador CC



Fuente: Suntree

Se utilizará la siguiente ecuación para determinar la capacidad de corriente del seccionador:

$$I_{sec} > DPCS_{CC} \qquad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

I_{sec}: capacidad de corriente del seccionador.

$DPCS_{CC}$: capacidad de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente CC

Entonces:

$$Isec > 20\ A$$

La capacidad de corriente del seccionador debe ser superior a 20 A; sin embargo, el inversor incluye seccionador CC, por lo que el seccionador no se incluye para este proyecto.

10. Canalización de conductores CC del arreglo fotovoltaico

De acuerdo con la Tabla 21 del NB777, se procede a verificar el factor de ocupación de los conductores al interior de la tubería con el siguiente procedimiento:

Tabla 19: Factor de ocupación en función del número de conductores en los tubos protectores.

Número de conductores aislados	Conductores sin cubierta de plomo	Conductores con cubierta de plomo
1	0,53	0,55
2	0,31	0,30
3	0,40	0,40
4	0,40	0,38
Más de 4	0,40	0,35

Fuente: IBNORCA (2015).

- **Área de ocupación de los conductores**

  Se canalizarán tres conductores H1Z2Z2-K, polo positivo, polo negativo y puesta a tierra. La sección de cada conductor es de 4 mm^2, y su diámetro corresponde a 5,4 mm.

  Se utiliza la siguiente ecuación para determinar el área de ocupación de los conductores:

$$A_conductor=(\pi r\text{^}2)\ x\ n°c \qquad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

$A_{conductor}$: área transversal total de los conductores.

r: radio de conductor.

n°c: número de conductores

Entonces:

$$A=(\pi \times (2,7\ mm)\text{^}2)\ \times 3$$

$$A=68,7066\ mm^2$$

El área de ocupación de los tres conductores fotovoltaicos corresponde a 68,7066 mm^2

- **Área disponible al interior de la tubería**

  Los tres conductores se canalizarán en una tubería galvánica en caliente, apta para uso exterior de ¾", con un diámetro interior de 21,26 mm. Se utiliza la *Ecuación 23* para determinar el área disponible de la tubería:

$$A=(\pi \times (10,63\ mm)\text{^}2) \times 1$$

$$A=354,9902\ mm^2$$

El área disponible al interior de la tubería es de *354,9902 mm^2.*

- **Factor de ocupación de los conductores**

Se utiliza la siguiente ecuación para determinar el factor de ocupación de los conductores en el interior de la tubería:

$$fo = \frac{A_{conductores}}{A_{tuberia}} \qquad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

fo: factor de ocupación por los conductores al interior de la tubería.

$A_{conductores}$: área de ocupación de los conductores.

Atuberia: área de ocupación de la tubería.

Entonces:

$$fo = \frac{8{,}7066\ mm^2}{354{,}9902}$$

$$fo = 0{,}1935$$

Con base en los cálculos, se ha determinado que el factor de ocupación de los conductores dentro de la conducción es de *0,1935*. Según las especificaciones, para un conjunto de tres conductores sin revestimiento de plomo, el factor máximo de ocupación permisible es de 0,40. Por ende, el diseño actual se encuentra dentro de los límites aceptables, no presentando problemas en relación con el factor de ocupación de los conductores.

11. Conductor de potencia de salida CA del inversor

La ampacidad de los conductores de potencia de salida CA del inversor se determinará con la siguiente ecuación:

$$I_{conductorCA} \geq_{inversorCA} \text{ x } 1{,}25 \qquad \text{Ecuación 25}$$

Donde

$I_{conductorCA}$: ampacidad del conductor de potencia de salida CA del inversor.

$I_{inversorCA}$: corriente de salida CA del inversor.

Entonces,

$$I_{conductorCA} \geq 10 \text{ A x } 1{,}25$$

$$I_{conductorCA} \geq 12{,}5 \text{ A}$$

Se utilizará el conductor eléctrico Flex R-VK de 3 x 2,5 mm^2. De acuerdo a la tabla de capacidad de trasporte de corriente del conductor indicada por el fabricante, el conductor 3 x 2,5 mm^2 de sección posee una capacidad de transporte de corriente de 26 A instalado en ducto. Los conductores escogidos son aptos para el transporte de corriente CA máxima de salida del inversor.

Tabla 20: Ampacidad del conductor Flex R-VK

MULTI-FLEX® Serie 2 (RV-K)

Contacto
Customer Service
contacto.chile@nexans.com

CABLES TRIPOLARES / MM² / PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Item	Sección nominal [mm²]	Res.Eléct. Máx.CC 20°C [Ohm/km]	Corriente direct. enterrado a 20°C (3) [A]	Corriente en ducto enterrado a 20°C (4) [A]	Corriente en ducto a 30°C (5) [A]	Corriente al aire a 30°C (6) [A]	Icc 0,1s (2) [kA]
3X1.5mm²	1,5	13,3	35	25	20	23	0,7
3X2.5mm²	2,5	7,98	45	33	26	32	1,1
3X4mm²	4	4,95	59	42	35	42	1,8
3X6mm²	6	3,3	74	52	44	54	2,7
3X10mm²	10	1,91	98	68	60	75	4,5
3X16mm²	16	1,21	126	89	80	100	7,2
3X25mm²	25	0,78	161	113	105	127	11,2
3X35mm²	35	0,554	194	136	128	158	15,7
3X50mm²	50	0,386	230	159	154	192	22,5
3X70mm²	70	0,272	282	197	194	246	31,4
3X95mm²	95	0,206	339	232	233	298	42,7
3X120mm²	120	0,161	386	263	268	346	53,9
3X150mm²	150	0,129	431	296	300	399	67,4
3X185mm²	185	0,106	486	332	340	456	83,1
3X240mm²	240	0,0801	563	382	398	538	108

Fuente: Nexans.

11.1 Corrección de ampacidad del conductor de salida de potencia CA

La capacidad de transporte de corriente del conductor se debe corregir de acuerdo a la cantidad de conductores al interior de la canalización y por temperatura ambiente (IBNORCA, 2015).

- **Factor de corrección por temperatura (ft)**

  El conductor de salida de potencia CA estará instalado al ambiente y en canalización metálica flexible. Esta condición no está normada, por lo que se escoge el factor más desfavorable entre PVC y EPR o XLPE, y según la Tabla 16. Además, se considera la condición menos favorable correspondiente a la mayor temperatura ambiente del lugar, en este caso a 23°C, y según la tabla, el valor más próximo superior es de 25°C. Por lo tanto, el factor resultante es de 1,04.

- **Factor de corrección por cantidad de conductores canalizados**

  Para este proyecto, el tendido eléctrico de potencia de salida CA está compuesto un cordón de tres conductores tendidos al interior de una canalización metálica flexible, y según la Tabla 17, solo desde cuatro conductores se aplican factores de corrección. Por lo tanto, no se procede a corregir la capacidad de transporte del conductor por número de conductores al interior de la canalización.

- **Corrección de la ampacidad del conductor de potencia de salida CA**

Con la *Ecuación 16* se determina la ampacidad corregida para cada los conductores CA:

$$Ic = It \times ft \times fn$$

Entonces:

$Ic = 26\ A \times 1{,}04 \times 1$

$Ic = 27{,}04\ A$

La ampacidad del conductor de potencia de salida CA corregido es de *27,04 A*, apta para transportar la corriente máxima de salida del inversor correspondiente a 10 A.

11.2 Caída de tensión del conductor de potencia de salida CA

La caída de tensión del conductor de potencia de salida CA no debe superar el 2% (IBNORCA, 2015). Se determina el valor de la caída de tensión con la *Ecuación 17*:

Para el cálculo de caída de tensión, se utilizará la siguiente información:

L: 2 metros.
ρ: 0,1786 ohm x mm2 / m.
I: 10 A.
S: 2,5 mm^2.

Remplazando los datos en la *Ecuación 17* para el cálculo de caída de tensión, se obtiene:

$$\Delta V = \frac{(2 \times 2 \times 0{,}01786 \times 10)}{2{,}5}$$

$$\Delta V = 0{,}2858\ V$$

La caída de tensión es de 0,2858 V. Se procede a calcular el valor porcentual con respecto a la tensión de salida de potencia CA del inversor correspondiente a 220V.

Se utilizará la *Ecuación 19* para determinar el valor porcentual de la caída de tensión:

$$\%\Delta V = \Delta V \times \frac{100}{T_nominal}$$

$$\%\Delta V = 0{,}2858\ V = \frac{100}{220V}$$

$$\%\Delta V = 0{,}1299\%$$

El valor porcentual de la caída de tensión corresponde a 0,1299%. Se determina que el conductor de salida de potencia CA escogido con longitud de dos metros no producirá una caída de tensión superior al 2%.

11.3 Protecciones eléctricas de la salida de potencia CA del inversor

- **Dispositivo de protección contra sobrecorriente (DPCS) CA**

El DPCS para salida de potencia CA del sistema fotovoltaico para tensiones monofásicos debe ser bipolar (SEC, 2020). Para determinar la capacidad de corriente del DPCS, se utilizará la siguiente ecuación:

$$PD \geq DPCS_{CA} \qquad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

$I_{inversorCA}$: corriente de salida CA del inversor.

D_{PCSCA}: capacidad de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente.

$I_{conductorCA}$: Ampacidad del conductor de salida de potencia CA del inversor.

Entonces:

$$(10\ A \times 1{,}25) < DPCS_CA < 27{,}04\ A$$

$$12{,}5\ A < DPCS_CA < 27{,}04\ A$$

Para este proyecto, la capacidad de la protección del DPCS CA será bipolar de 15 A, valor que está por sobre la corriente de salida de potencia del inversor y por debajo de la capacidad de transporte de corriente del cordón Flex RV-K de 3 x 2,5 mm^2.

- **Protección diferencial**

La protección diferencial del lado de corriente alterna que se instale en una instalación fotovoltaica será determinada en función del inversor instalado, es decir, si el inversor inyecta una corriente continua de falla mayor al 1% en el lado de CA de la instalación eléctrica, se deberá instalar un dispositivo diferencial del tipo B, conforme con lo especificado en la norma IEC 60755. En el caso que inyecta una corriente continua de falla igual o menor al 1%, se podrá instalar un dispositivo diferencial tipo A (SEC, 2020).

También la protección diferencial para unidades de generación de potencia instalada inferiores a 10 kW deberá ser de una corriente diferencial no superior a 30 mA. En unidades de generación de potencia instalada igual o superior a 10 kW, deberá utilizar una protección diferencial con intensidad diferencial no superior a 300 mA (SEC, 2020).

Para determinar la capacidad de corriente de la protección diferencial, se utilizará la siguiente ecuación:

$$PD \geq DPCS_{CA} \qquad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

PD: capacidad de corriente de la protección diferencial.

$DPCS_{CA}$: capacidad de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente CA.

Entonces:

$$PD \geq 15\ A$$

Para este proyecto se considera una protección diferencial de 20 A | 30 mA | Tipo A. Esta protección dispone de una capacidad de corriente superior a la capacidad de corriente del DPCSCA (IBNORCA, 2015). Además, es activado por una corriente diferencial no superior a 30 mA y del Tipo (SEC, 2020).

- **Conductor de puesta a tierra PE**

De acuerdo a la Tabla 250.122 del NEC 2023 y considerando que la capacidad de la protección de sobrecorriente es de 15 A, la sección mínima del conductor de cobre de puesta a tierra debe ser de 14 AWG, equivalente a 2,08 mm^2. El conductor de puesta a

tierra estará disponible en uno de los conductores del cordón Flex RV-K de 3 x 2,5 mm^2, por lo que se cumple con la sección mínima requerida por el NEC 2023.

11.4 Canalización de conductores de potencia de salida AC

El cordón Flex RV-K 3 x 2,5 mm2 posee 12 mm de diámetro exterior. Se canalizará en un tubo metálico flexible de diámetro exterior de 25 mm y diámetro interior de 19,4 mm.

Con la Tabla 21 del NB777, se procede a verificar el factor de ocupación de los conductores al interior de la tubería con el siguiente procedimiento:

- **Área de ocupación de los conductores**

  Se utilizará la *Ecuación 23* para determinar el área de ocupación del cordón:

$$A = (\pi r^{\wedge 2}) \times n°e$$
$$A = (\pi \times (6\ mm)^{\wedge 2}) \times 1$$
$$A = 113{,}0973\ mm^{\wedge 2}$$

  El área de ocupación del cordón Flex RV-K 3 x 2,5 mm corresponde a 113,09 mm^2.

- **Área disponible al interior de la tubería**

Se utilizará la *Ecuación 23* para determinar el área disponible al interior de la tubería:

$$A = (\pi x\ (9{,}7\ mm)^{\wedge 2}) \times 1$$
$$A = 295{,}5925\ mm^2$$

El área disponible al interior de la tubería es de 295,5925 mm^2.

- Factor de ocupación de los conductores

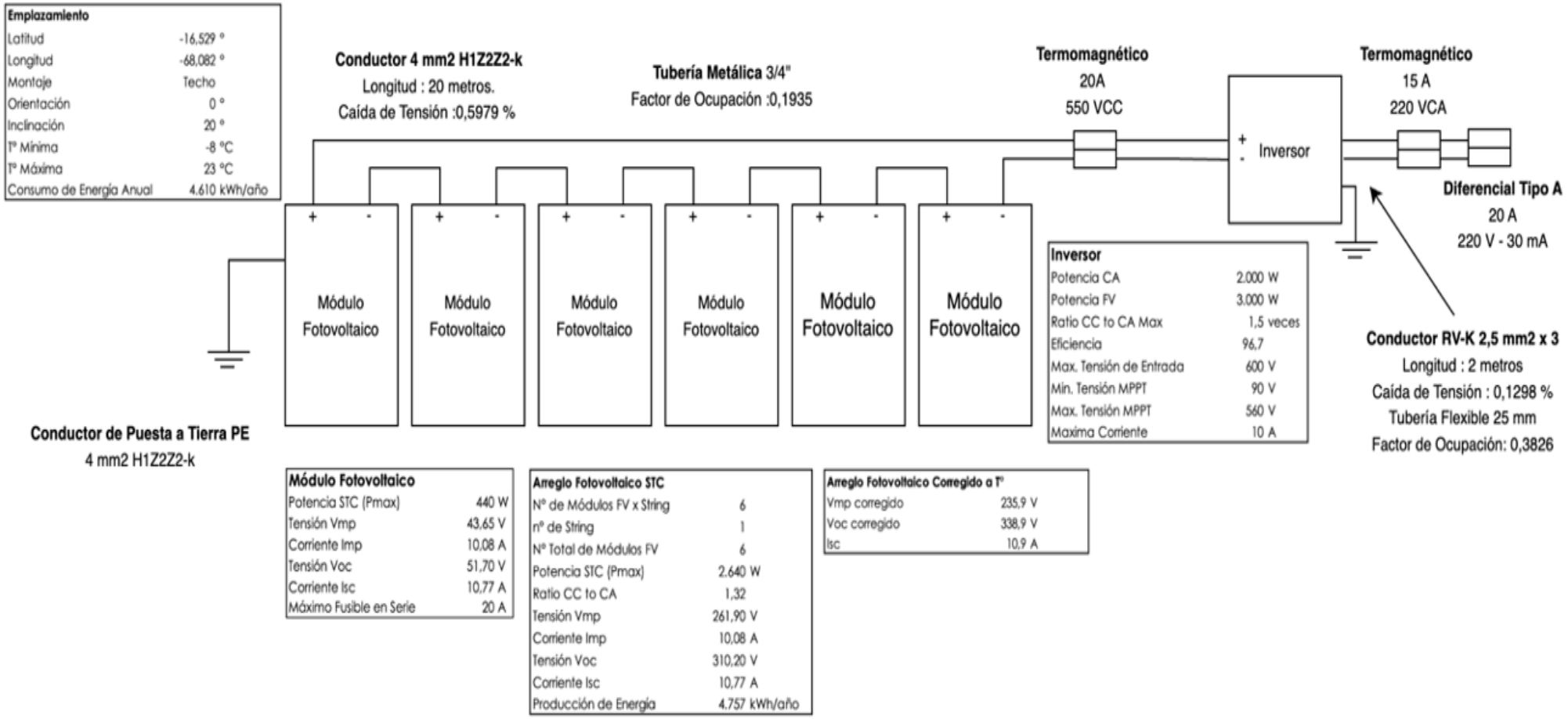
  Se utiliza la *Ecuación 24* para determinar el factor de ocupación de los conductores en el interior de la tubería:

$$fo = \frac{(113{,}0973\ mm^2)}{(295{,}5925\ mm^2)}$$
$$fo = 0{,}3826$$

Con base en los cálculos, se ha determinado que el factor de ocupación del cordón RV-K es de 0,3826. Según las especificaciones, para un conjunto de tres conductores sin revestimiento de plomo, el factor máximo de ocupación permisible es de 0,40. Por ende, el diseño actual se encuentra dentro de los límites aceptables, no presentando problemas en relación con el factor de ocupación de los conductores.

12. Resumen del proyecto

Gráfico 12: Resumen del proyecto



Fuente Elaboración propia

13. Casos de estudios

Caso de estudio 1

Objetivo:

Determinar los parámetros eléctricos corregidos por temperatura del generador distribuido fotovoltaico.

Enunciado:

Un cliente institucional de la ciudad de Potosí requiere el diseño y dimensionamiento de un sistema fotovoltaico de generación distribuida, cuyos datos de consumo y georreferenciación son los siguientes:

Consumo eléctrico:

Consumo eléctrico		
Mes	**Cosumo**	**Unidad**
Enero	480	[kWh]
Febrero	500	[kWh]
Marzo	390	[kWh]
Abril	310	[kWh]
Mayo	290	[kWh]
Junio	370	[kWh]
Julio	380	[kWh]
Agosto	350	[kWh]
Septiembre	320	[kWh]
Octubre	330	[kWh]
Noviembre	410	[kWh]
Diciembre	480	[kWh]
Anual	4610	[kWh]

Emplazamiento:

Latitud :	: -19.584051°
Longitud	: -65.757108°
Montaje	: Paralelo al Techo
Orientación	: 270°
Inclinación	: 27 °
T° Mínima	: -11 °C
T° Máxima	: 18° C

La disponibilidad de equipamientos en Potosí requiere que se desarrolle el proyecto con base en los productos de las fichas técnicas adjuntas. Usted deberá elegir la potencia del inversor a utilizar y el módulo adecuado para la compatibilidad con los parámetros eléctricos corregidos por temperatura del generador. Para presentar el proyecto, debe seguir todo el protocolo de cálculo explícito en la presente guía. Incluya un acápite de conclusiones que responda la pregunta siguiente:

1.- ¿Cuál es la cobertura de la demanda de consumo eléctrico sin exceder los parámetros eléctricos del inversor elegido, una vez corregidos los parámetros eléctricos del generador por temperatura?

Smart Energy Center

Seguridad activa

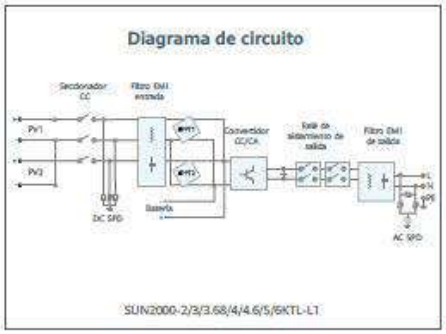
Protección contra arcos eléctricos active con tecnología de IA

Mayor rendimiento

Hasta un 30 % más de energía con optimizadores

2x POTENCIA de Batería

5kW de Salida en CA más
5kW de Carga en Baterías



Version No.:03-(20200622)

SOLAR.HUAWEI.COM/ES/

Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1[1]
Eficiencia							
Eficiencia Máxima	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
Eficiencia europea	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %
Entrada (FV)							
Entrada de CC máxima recomendada [2]	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V [3]						
Tensión de arranque	100 V						
Rango de tensión de operación de MPPT	90 V – 560 V [4]						
Tensión nominal de entrada	360 V						
Máx. intensidad por MPPT	12.5 A						
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	18 A						
Cantidad de MPPTs	2						
Máx. número de entradas por MPPT	1						
Entrada (Batería CC)							
Batería compatible	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Rango de tensión de operación	350 – 450 Vcc						
Max. corriente de operación	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Potencia de carga máxima	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Potencia máxima de descarga @ 7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Potencia máxima de descarga @ 10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Batería compatible	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh [5]						
Rango de tensión de operación	350 – 560 Vdc						
Max. corriente de operación	15 A						
Potencia de carga máxima	5,000 W [6]						
Potencia máxima de descarga	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Salida							
Conexión a la red eléctrica	Monofásica						
Potencia de salida nominal	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W [7]	6,000 W
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA [8]	5,500 VA [7]	6,000 VA
Tensión nominal de Salida	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz						
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A [8]	25 A [8]	27.3 A
Factor de potencia ajustable	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %						
Salida para SAI	SI (a través de Backup Box-B0 [1])						
Protección & Características							
Protección anti-isla	SI						
Protección contra polaridad inversa de CC	SI						
Monitorización de aislamiento	SI						
Protección contra descargas atmosféricas CC	SI, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Protección contra descargas atmosféricas CA	SI, clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11						
Monitorización de la corriente residual	SI						
Protección contra sobreintensidad de CA	SI						
Protección contra cortocircuito de CA	SI						
Protección contra sobretensión de CA	SI						
Protección contra sobrecalentamiento	SI						
Protección de falla de arco	SI						
Carga inversa de la batería desde la red	SI						
Datos generales							
Rango de temperatura de operación	-25 ~ +60 °C						
Humedad relativa de operación	0 %RH – 100 %RH						
Altitud de operación	0 ~ 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)						
Ventilación	Convección natural						
Pantalla	Indicadores LED, WLAN integrado + aplicación FusionSolar						
Comunicación	RS485, WLAN a través del módulo WLAN incorporado en el inversor Ethernet a través de Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional); 4G / 3G / 2G a través de Smart Dongle-4G (Opcional)						
Peso (incluido soporte de montaje)	12.0 kg						
Dimensiones (incluido soporte de montaje)	365mm * 365mm * 156 mm						
Grado de protección	IP65						
Consumo de energía durante la noche	< 2.5 W						
Compatibilidad con optimizadores							
Optimizador compatible con MBUS CC	SUN2000-450W-P						
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)							
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2						
Estándares de conexión a red eléctrica	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116						

[1] Disponible en Q3 del 2020.
[2] La potencia fotovoltaica de entrada máxima del inversor es de 10.000 Wp cuando las cadenas largas se diseñen y conecten al completo de optimizadores de potencia SUN2000-450W-P.
[3] El límite máximo de tensión de entrada y de operación se reducirán a 495 V cuando el inversor se conecte y funcione con la batería LG.
[4] 2,500W en las baterías HUAWEI ESS de 5kWh.
[5] 5 AS4777.2: 4,999W. [6] VDE-AR-N 4105: 4,600VA / AS4777.2: 4,999VA. [7] AS4777.2: 4,999VA / C10/11: 5,000VA. [8] AS4777.2: 21.7A.

www.jinkosolar.com

Jinko Solar
Building Your Trust in Solar

Cheetah Plus HC 78M

425-445 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 78 Cell

PERC

KEY FEATURES

5 Busbar Solar Cell
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules , offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.

High Efficiency
Higher module conversion efficiency (up to 20.58%) benefit from half cell structure(low resistance characteristic).

PID Resistance
Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.

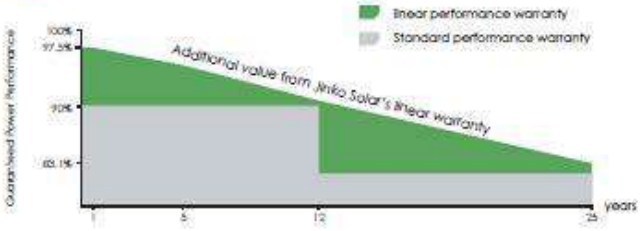
Low-light Performance
Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.

Severe Weather Resilience
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

Durability Against Extreme Environmental Conditions
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

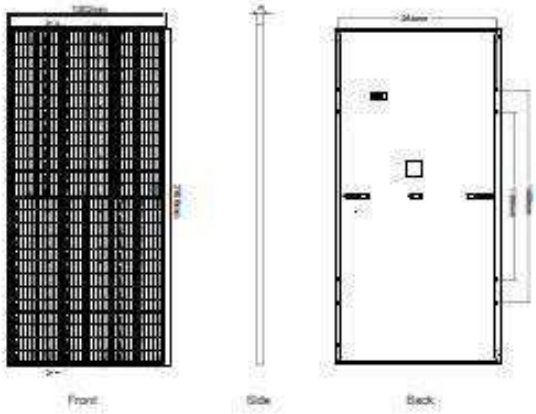
Nomenclature:

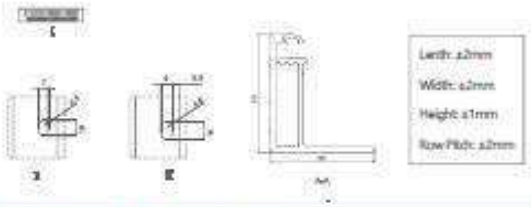
JKMxxxM-66/78H-V

Code	Cell	Code	Certification
null	Full	null	1000V
H	Half	V	1500V

Versión preliminar de trabajo

Engineering Drawings



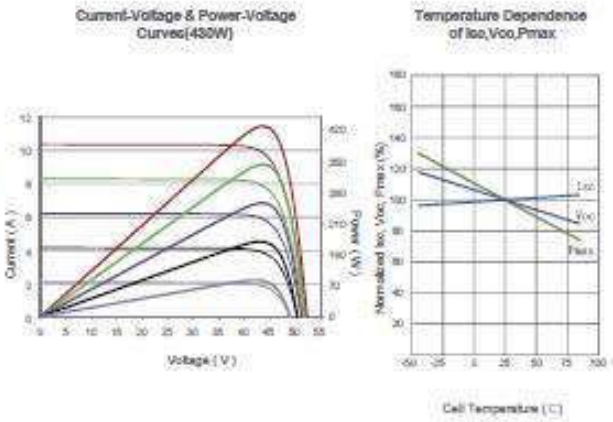


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 62pcs/stack, 620pcs/40' HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No.of cells	156 (6×26)
Dimensions	2166×1002×35mm (85.28×39.45×1.38 inch
Weight	24 kg (52.91 lbs)
Front Glass	3.2mm,Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 250mm , (-): 150 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM425M-78H JKM425M-78H-V		JKM430M-78H JKM430M-78H-V		JKM435M-78H JKM435M-78H-V		JKM440M-78H JKM440M-78H-V		JKM445M-78H JKM445M-78H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp	316Wp	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.23V	39.87V	43.49V	40.04V	43.55V	40.15V	43.65V	40.36V	43.72V	40.52V
Maximum Power Current (Imp)	9.83A	7.93A	9.89A	7.99A	9.99A	8.06A	10.08A	8.11A	10.18A	8.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.43V	48.44V	51.52V	48.53V	51.61V	48.61V	51.70V	48.70V	52.04V	49.02V
Short-circuit Current (Isc)	10.48A	8.46A	10.57A	8.54A	10.67A	8.62A	10.77A	8.70A	10.84A	8.76A
Module Efficiency STC (%)	19.58%		19.81%		20.04%		20.27%		20.50%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

Webgrafía

NABCEP. Certification Handbook
https://www.nabcep.org/wp-content/uploads/2018/02/NABCEP-Certification-Handbook-V2018.compressed.pdf

Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind
https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119540328

Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos mediante una interfaz gráfica
file:///C:/Users/LENOVO/Downloads/Dialnet-DimensionamientoDeSistemasFotovoltaicosMedianteUna-7448584.pdf

Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos
https://manuelberaun.wordpress.com/wp-content/uploads/2011/12/dimensionado-de-sfv-autonomos.pdf

Fotovoltaica - Manual de diseño e instalación - Una panorámica de la energía fotovoltaica
https://www.solarenergy.org/wp-content/uploads/2019/11/Fotovoltaica-Condensed.pdf

Solar Energy: The physics an engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems
https://www.amazon.com/-/es/Arno-Smets-ebook/dp/B0198VHPHM/ref=sr_1_1?__mk_es_US=%C3%85M%C3%85%C5%BD%C3%95%C3%91&crid=B6M9Q06I82BV&dib=eyJ2IjoiMSJ9.RMa0UukWywYnJAw6kekZnybhvTB12iIM8SMLvWOQILqileA18n5kWFyoXXaip1DEIm6ItoKvjXd3Q3BrwoVLV7mWgARozg8oMIURfbdiwXDEpnnAVSswrOLFr6bcPEActgSmxgg9-V9bM7l_1-

Bibliografía

Cámara Boliviana de Electricidad (CBE). (2025). ***La transición energética en Bolivia requiere normas, financiamiento, alianzas y gas.***

https://cbe.com.bo/noticia/la-transicion-energetica-en-bolivia-requiere-normas-financiamiento-alianzas-y-gas

Duffie, J.A., y Beckman, W.A. (2020). ***Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind*** (5th ed.). John Wiley & Sons.

IBNORCA (2015). ***Diseño y construcción de instalaciones eléctricas interiores en baja tensión***. La Paz.

Luque, A., y Hegedus, S. (eds.). (2011). ***Handbook of photovoltaic science and engineering*** (2nd ed.). John Wiley & Sons.

Masters, G.M. (2013). Renewable and efficient electric power systems (2nd ed.). John Wiley & Sons.

NABCEP (2019). ***PV Certification Study Guide.*** United States.

https://www.nabcep.org/wp-content/uploads/2019/05/NABCEP-2019-PV-Certification-Study-Guide.pdf

NEC (2023) ***NFPA 70***.

Nueva Economía (2021). ***Economía circular.***

https://public.nuevaeconomia.com.bo/editions/documents/v1/edition_630.pdf

Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile (SEC) (2020). Instrucción técnica *RGR N°02/2020:* ***Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de distribución***. Santiago de Chile.

Secretaría de Energía República Argentina (2003). ***Conceptos sobre energía***. Buenos Aires: Secretaría de Energía.

MÓDULO 5

MONTAJE Y MANTENIMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Presentación

La presente Guía Técnica de Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos de Generación Distribuida se erige como instrumento metodológico esencial para técnicos superiores en electricidad industrial, electromecánica, construcciones civiles y electrónica en Bolivia, alineada a los Decretos Supremos N° 4477 y 5167, así como Resoluciones AETN u propósito radica en estandarizar el proceso holístico —diseño seguido de dimensionamiento cuantitativo— para optimizar emplazamientos, asegurando cumplimiento normativo, rentabilidad vía medición neta y vida útil mayor a 30 años de los sistemas de generación distribuida fotovoltaicos.

Inicia distinguiendo conceptualmente diseño —síntesis espacial de topología fotovoltaica, orientación azimutal, inclinación latitud, sombreado, selección cualitativa de componentes, integración del dimensionamiento, protocolos de cálculo basado en perfiles de consumo y pérdidas sistémicas.

La guía proporciona flujos algorítmicos replicables con soporte de software libre PVGIS/SAM y PVWatts (NREL), incorporando geometría Tierra-sol. Su utilidad trasciende lo técnico: empodera instaladores locales para proyectos, cerrando brechas formativas detectadas, fomentando la soberanía energética, empleo digno y transición sostenible frente a la dependencia de los hidrocarburos. Así, transforma el conocimiento teórico en protocolos prácticos que aceleran un despliegue seguro, rentable y normativamente sostenido de sistemas de generación distribuida fotovoltaica.

Cuadro 1: Mapeo de aplicaciones por ITS, carreras, asignaturas, semestres y año

Área de competencias verdes: energías renovables			
Temática priorizada: Generación distribuida fotovoltaica			
Elemento de competencia – EC5 y EC6			
• Instalar sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con especificaciones de montaje y conexionado del fabricante, requerimientos de la legislación y normativa nacional, y conformidad del cliente • Mantener sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones del fabricante y el plan de mantenimiento.			
Módulo 5			
Montaje y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida			
Instituto tecnológico	**Carrera**	**Código Asignatura semestral**	**Código Asignatura anual**
Santa Cruz	Electricidad Industrial	CEE 400	CEE 206
	Construcción Civil	IOC 600	IOC 305
INFOCAL	Electromecánica Industrial	IEO 103	No aplica
		MAE 105	IOC 305
Potosí	Construcción Civil	IOC 600	CEE 206
Nuevo Amanecer	Electricidad Industrial	CEE 400	No aplica
	Electrónica	MAE 400	No aplica
Puerto de Mejillones	Electrónica	MAE 400	No aplica
Ayacucho	Electromecánica	INE 500	No aplica
	Electrónica	MAE 400	IOC 305
	Construcción Civil	IOC 600	No aplica
		IOC 600	IOC 305

Fuente: C. Ormachea

Orientaciones metodológicas

Para la integración de contenidos verdes desde la perspectiva del desarrollo de competencias, la presente guía está estructurada en torno al Estándar de Competencia en términos de escenarios ocupacionales, desempeños eficientes y descriptores de los elementos de competencia que orientarán la planificación didáctica y la evaluación, que articulan las dimensiones del aprender a ser, el aprender a conocer y el aprender a hacer.

Estos descriptores responden al mapa funcional de la calificación que explicita el perfil de formación terminal esperado para el desarrollo de las competencias verdes relacionadas con energías renovables.

La didáctica específica (en términos de desarrollo y evaluación de competencias) se orienta a través de criterios de desempeño y evidencias clasificadas por categorías y lineamientos generales para la evaluación. Estos darán pie a la articulación de elementos metodológicos como el trabajo con proyectos, la resolución de problemas, los casos de estudio y el trabajo en equipo desde la perspectiva de las Situaciones de Didácticas (Brousseau, 2023) . https://archive.org/details/brousseau-g.-iniciacion-al-estudio-de-las-situaciones-didacticas/page/5/mode/2up

Se proporciona también una rúbrica de evaluación para la evaluación de Casos de Estudio, así como una propuesta de prueba de opción múltiple.

Finalmente se presentan los contenidos de orden sustantivo y sintáctico que solventan su aplicación en casos de estudio; y un soporte de referencias bibliográficas, en formato APA, que incluye libros físicos, webgrafía y videografía digital correspondiente al tema de la Guía.

Información del estándar de competencia

Cuadro 2: Estructura de categorías de calificación

Nivel de competencia	Campo ocupacional	Clase ocupacional	Rango de aplicación	
Nivel 1 ✗ Nivel 2 ✓ Nivel 3 ✗	Electricidad ✓ Electrónica ✓ Electromecánica ✓ Electromecánica Industrial ✓ Construcción Civil ✓	Generación eléctrica ✓ Transmisión eléctrica ✗ Distribución eléctrica ✗ Comercialización eléctrica ✗	Potencia: Nano GD FV ✓ Micro GD FV ✗ Mini GD FV ✗ Macro GD FV ✗	Sector: Residencial ✓ Comercial ✓ Industrial ✓ Transporte ✗ Construcción ✓ Agropecuario ✓ Pesca ✗ Minería ✓ Servicios ✓ Público ✓

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 3: Mapa funcional de la calificación

Unidad de competencia	Elemento de competencia
UC: Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.	**EC-1:** Interpretar los requerimientos normativos, técnicos y tecnológicos de instalación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida, de acuerdo con las especificaciones y requerimientos del proyecto, y del operador local.
	EC-2: Determinar la potencialidad energética solar de la zona de emplazamiento para desarrollar proyectos de generación distribuida fotovoltaica de acuerdo con los requerimientos establecidos para la categoría y el sector de consumo.
	EC-3: Caracterizar los componentes y arquitectura de los sistemas de generación distribuida fotovoltaica, en función a la tecnología de generación y la compatibilidad de los elementos del sistema de balance.
	EC-4: Determinar los parámetros eléctricos nominales y corregidos por temperatura del generador distribuido fotovoltaico, su configuración, arquitectura y compatibilidad con el sistema de balance y la red del SIN, considerando su rendimiento con base en las características y disponibilidad de los componentes para la tipología del sistema y los requerimientos de las operadoras locales.
	EC-5: Instalar sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con especificaciones de montaje y conexionado del fabricante, requerimiento de la legislación y normativa nacional, además de conformidad del cliente.
	EC-6: Mantener sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones del fabricante y el plan de mantenimiento.

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 4: Descriptor de elementos de competencias EC-5

DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS DE COMPETENCIA		N.° 5/6
Código: UC.	**Título de la unidad de competencia:** Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida	
Elementos de Competencia que conforman la unidad de competencia:		
Referencia: 5 de 6	**Título del elemento:** EC5. Instalar sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con especificaciones de montaje y conexionado del fabricante, requerimiento de la legislación y normativa nacional, y conformidad del cliente.	
Criterio de desempeño. La persona es competente cuando:		
CD-EC5	El sistema fotovoltaico de generación distribuida está instalado y comisionado de acuerdo con especificaciones de montaje y conexionado del fabricante, requerimiento de la legislación, normativa nacional y con la conformidad del cliente.	
Evidencias de desempeño. La persona es competente cuando:		
1.	Utiliza y porta el equipo de seguridad tal como lo indican las instrucciones de uso, en función de la actividad a desarrollar en la instalación de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos del SF-GD.	
2.	Realiza el replanteo de la instalación del generador.	
3.	Instala los materiales, equipos y artefactos eléctricos definidos en el presupuesto	
4.	Opera herramientas de instalación y equipos de medición.	
5.	Realiza la puesta en marcha de la instalación eléctrica.	
6.	Aplica el protocolo de comisionamiento a la instalación eléctrica.	
Evidencias de producto. La persona es competente cuando presenta:		
1.	El libro de órdenes y de seguimiento al plan de instalación elaborado.	
2.	El reporte de comisionamiento elaborado.	

Evidencias de conocimiento. La persona es competente cuando posee los siguientes conocimientos:	
1.	Envolventes (grados de protección).
2.	Tipos de estructuras y métodos de fijación a la superficie
3.	Elementos de fijación de los módulos a su base.
4.	Diferencia entre norte geográfico y norte magnético.
5.	Par galvánico y elementos de prevención.
6.	Interpretación de hojas técnicas y manuales de instalación de cada uno de los componentes del SFV GD.
7.	Métodos y herramientas de nivelación.
8.	Métodos y herramientas de fijación de módulos a su base.
9.	Métodos e instrumentos de medición de parámetros fotovoltaicos (CC).
10.	Métodos e instrumentos de medición de parámetros eléctricos (CA).
11.	Métodos e instrumentos de medición de puesta a tierra.
12.	Métodos e instrumentos de análisis de sombras.
13.	Interpretación de dibujos, isométricos y planos eléctricos para la instalación SFV-GD.
14.	Simbología aplicable al mercado fotovoltaico.
15.	Conceptos básicos de electricidad: · Potencia · Tensión y Corriente · Resistencia y Conductividad eléctricas · Aislamiento · Sistema de puesta a tierra · Diferencia entre corriente continua y alterna
16.	Identificación de conductores de fase, tierra y neutro.·
17.	Características de los conductores: · Calibre · Aislamiento · Aplicaciones.
18.	Protecciones eléctricas: sobrecorriente y sobretensión; identificación de parámetros de operación e instalación.
19.	Riesgos y precauciones en la instalación de SFVI.
20.	Geometría Solar.
21.	Geolocalización: · Coordenadas geográficas · Coordenadas Cartesianas · Coordenadas Polares · Universal Transverse Mercator (UTM).
Evidencias de actitudes / hábitos / valores. La persona es competente cuando presenta:	
1.	**Limpieza:** En la manera en que elabora los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios sin tachaduras y libres de suciedad.
2.	**Orden:** En la manera en que presenta los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en formatos estandarizados.
3.	**Cumplimiento:** En la manera en que entrega los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en los plazos y requerimientos establecidos.
Lineamientos generales para la evaluación:	
1.	Para la evaluación de los criterios de desempeño, el/la evaluador/a utilizará una guía de observación de desempeño.
2.	Para la evaluación de las evidencias de producto, el/la evaluador/a utilizará una rúbrica de evaluación por producto.

3.	Los candidatos deberán someterse a una prueba objetiva y cuestionarios para la demostración del dominio sustantivo mencionados en las evidencias de conocimientos.
4.	Las evidencias de actitudes serán evaluadas durante la aplicación de la prueba objetiva y/o cuestionario, así como en la exposición dialogada de sus argumentos y presentación de informes.

Fuente: C. Ormachea

Cuadro 5: Descriptor elemento de competencia EC-6

DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS DE COMPETENCIA		N.° 6/6
Código: UC.	**Título de la unidad de competencia:** Ejecutar los procedimientos de instalación, comisionamiento, mantenimiento y operación de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.	
Elementos de Competencia que conforman la unidad de competencia:		
Referencia: 6 de 6	**Título del elemento:** EC6. Mantener sistemas fotovoltaicos de generación distribuida de acuerdo con las especificaciones del fabricante y el plan de mantenimiento	
Criterio de desempeño. La persona es competente cuando:		
CD-EC6	Los procedimientos de mantenimiento preventivo y correctivo están instrumentalizados, planificados y organizados en un plan de mantenimiento.	
Evidencias de desempeño. La persona es competente cuando:		
1.	Elabora planes de mantenimiento preventivo y correctivo.	
2.	Utiliza y porta el equipo de seguridad tal como lo indican las instrucciones de uso, en función de la actividad a desarrollar en el mantenimiento de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos del SF-GD.	
3.	Aplica protocolos de mantenimiento preventivo a los componentes del sistema fotovoltaico de generación distribuida fotovoltaica.	
4.	Aplica protocolos de mantenimiento correctivo a los componentes del sistema fotovoltaico de generación distribuida fotovoltaica.	
Evidencias de producto. La persona es competente cuando presenta:		
1.	Plan de mantenimiento preventivo y correctivo elaborado.	
2.	Protocolos de mantenimiento preventivo y correctivo elaborados.	
Evidencias de conocimiento. La persona es competente cuando posee los siguientes conocimientos:		
1.	Concepto anti isla.	
2.	Mantenimiento básico del SFV-GD.	
3.	Tipos de conectores (MC4) y de ductos.	
4.	Especificaciones técnicas generales del Manual: instalación, Interconexión y mantenimiento de módulos fotovoltaicos	
5.	Las condiciones que afectan el funcionamiento del SFV-GD: sombras, latitud, temperatura.	
6.	Especificaciones técnicas generales del Manual: instalación, Interconexión y mantenimiento del inversor.	
7.	Señalizaciones y tipos de mensajes de error en los inversores y sus causas.	
Evidencias de actitudes / hábitos / valores. La persona es competente cuando presenta:		
1.	**Limpieza:** En la manera en que elabora los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios sin tachaduras y libres de suciedad.	
2.	**Orden:** En la manera en que presenta los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en formatos estandarizados	
3.	**Cumplimiento:** En la manera en que entrega los reportes, las pruebas objetivas y cuestionarios en los plazos y requerimientos establecidos	
Lineamientos generales para la evaluación:		
1.	Para la evaluación de los criterios de desempeño, el/la evaluador/a utilizará una guía de observación de desempeño.	
2.	Para la evaluación de las evidencias de producto, el/la evaluador/a utilizará una rúbrica de evaluación por producto.	

3.	Los candidatos deberán someterse a una prueba objetiva y cuestionarios para la demostración del dominio sustantivo mencionados en las evidencias de conocimientos.
4.	Las evidencias de actitudes serán evaluadas durante la aplicación de la prueba objetiva y/o cuestionario, así como en la exposición dialogada de sus argumentos y presentación de informes.

Fuente: C. Ormachea.

Cuadro 6: Rúbrica de evaluación caso de estudio

Criterios	Valoración: muy baja (0%)	Valoración: baja (50%)	Valoración: media (75%)	Valoración: óptima (100%)
Seguimiento de instrucciones Ponderación 33%	No sigue las instrucciones para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue pocas de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue la mayor parte de las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.	Sigue todas las instrucciones dadas para ejecutar la resolución del Caso de Estudio.
Procedimiento metodológico Ponderación 34%	No sigue los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue pocos de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue la mayoría de los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.	Sigue todos los pasos metodológicos adecuados para la resolución del Caso de Estudio.
Claridad conceptual Ponderación 33%	No se evidencia claridad conceptual. El análisis del Caso de Estudio es incoherente y presenta ambigüedades.	Se evidencian ambigüedades e imprecisiones en algunos conceptos para el análisis en el Caso de Estudio.	Aunque el análisis es poco claro, se evidencian pocas ambigüedades e imprecisiones conceptuales para el análisis del Caso de Estudio.	Se evidencia claridad conceptual para el análisis del Caso de Estudio.

Fuente: C. Ormachea

Prueba de opción múltiple Módulo 5

1. ¿Cuál de los siguientes no es un factor a considerar en el montaje de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica?

- ☐ a) Aspectos normativos.
- ☐ b) Geografía y clima.
- ☐ c) Color del módulo fotovoltaico.
- ☐ d) Aspectos eléctricos.

Respuesta correcta: c) Color del módulo fotovoltaico.

Fundamentación: El montaje de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica requiere una cuidadosa consideración de diversos factores como aspectos normativos, eléctricos, de seguridad, geográficos y climáticos. El color del módulo no se menciona como un factor relevante en esta consideración.

2. ¿Qué ocurre en una interacción electroquímica entre dos metales diferentes en presencia de un electrolito?

- ☐ a) Generación de electricidad.
- ☐ b) Formación de un par galvánico.
- ☐ c) Fusión de los metales.
- ☐ d) Aumento de la resistividad del metal.

Respuesta correcta: a) Modificar e incorporar disposiciones al D.S. 4477 para impulsar el uso de energías limpias y la generación distribuida.

Fundamentación: Un par galvánico se forma cuando dos metales diferentes están en contacto eléctrico y en presencia de un electrolito. Esta interacción puede llevar a la corrosión de uno de los metales.

3. ¿Cuál es consecuencia que tiene una disposición horizontal con relación a la disposición de los módulos fotovoltaicos?

- ☐ a) Produce menos energía.
- ☐ b) Requiere menos longitud de rieles para el montaje.
- ☐ c) Podría necesitar extensiones adicionales de cable.
- ☐ d) No tiene impacto en la configuración del cableado.

Respuesta correcta: c) Podría necesitar extensiones adicionales de cable.

Fundamentación: Aunque la disposición de los módulos fotovoltaicos no afecta la producción, una disposición horizontal podría hacer necesario el uso de extensiones adicionales de cable para conectar efectivamente los módulos, debido a la longitud predeterminada de los conductores positivos y negativos del fabricante.

4. ¿Qué se debe asegurar en cuanto a la estructura del techo cuando el sistema de montaje es coplanar?

- ☐ a) Que tenga una buena señalización.
- ☐ b) Que tenga una inclinación hacia el este.
- ☐ c) Que pueda soportar el peso adicional de los módulos y la estructura de montaje.
- ☐ d) Que esté pintado de un color claro.

Respuesta correcta: c) Que pueda soportar el peso adicional de los módulos y la estructura de montaje.

Fundamentación: Al agregar un sistema fotovoltaico en un techo, se añade un peso significativo. Es fundamental asegurarse de que la estructura del techo pueda soportar ese peso adicional para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema.

5. ¿Qué se debe considerar en zonas propensas a la nieve y el hielo respecto a los módulos fotovoltaicos?

- ☐ a) Que estén cerca de fuentes de calor.
- ☐ b) Que estén cubiertos con una capa de plástico.
- ☐ c) Que la nieve se deslice fácilmente y no se acumule.
- ☐ d) Que estén orientados hacia el suelo.

Respuesta correcta: c) Que la nieve se deslice fácilmente y no se acumule.

Fundamentación: En áreas donde la nieve y el hielo son comunes, es esencial que los módulos fotovoltaicos estén instalados de manera que la nieve no se acumule en ellos. La acumulación de nieve puede afectar la eficiencia del módulo y aumentar el riesgo de daños o colapsos.

6. ¿Qué revela el levantamiento en campo del emplazamiento de un sistema fotovoltaico?

- ☐ a) Solo la orientación e inclinación disponible.
- ☐ b) Solo los posibles elementos cercanos que puedan proyectar sombras.
- ☐ c) El área útil de montaje y el tipo de montaje posible.
- ☐ d) Las características físicas del lugar, tipo de montaje, orientación e inclinación disponible, área útil, elementos que proyectan sombras y la cubicación de materiales.

Respuesta correcta: c d) Las características físicas del lugar, tipo de montaje, orientación e inclinación disponible, área útil, elementos que proyectan sombras y la cubicación de materiales.

Fundamentación: El levantamiento en campo proporciona una visión completa del sitio, incluyendo características físicas, tipo de montaje posible, orientación e inclinación, área de montaje, elementos cercanos que pueden proyectar sombras y cómo se distribuirán los componentes.

7. ¿Qué función cumplen las prensas (clamp) en el sistema de montaje de módulos fotovoltaicos?

- ☐ a) Generar energía eléctrica.
- ☐ b) Fijar los módulos fotovoltaicos al riel.
- ☐ c) Almacenar energía solar.
- ☐ d) Convertir la corriente continua en alterna.

Respuesta correcta: b) Fijar los módulos fotovoltaicos al riel.

Fundamentación: Las prensas o clamps son usadas para asegurar y fijar los módulos fotovoltaicos al riel. Estas piezas son esenciales para garantizar que los módulos permanezcan en su lugar y no se desplacen.

8. ¿Qué función cumple el Ground Clip entre el módulo fotovoltaico y el riel?

- ☐ a) Mejor absorción de luz solar.
- ☐ b) Estabilidad física del módulo fotovoltaico.
- ☐ c) Continuidad eléctrica entre ambos componentes.
- ☐ d) Aumento de la eficiencia del módulo fotovoltaico.

Respuesta correcta: c) Continuidad eléctrica entre ambos componentes.

Fundamentación: El Ground Clip tiene dientes que, al aplicar presión con el clamp, se incrustan tanto en el riel como en el marco del módulo fotovoltaico. Esto garantiza la continuidad eléctrica entre ambos componentes, siendo esencial para el correcto funcionamiento y seguridad del sistema.

9. ¿Cuál es el valor máximo de resistividad que debe tener el sistema de puesta a tierra de protección en Bolivia?

- ☐ a) 10 Ohm.
- ☐ b) 15 Ohm.
- ☐ c) 5 Ohm.
- ☐ d) 20 Ohm.

Respuesta correcta: c) 5 Ohm.

Fundamentación: De acuerdo al NB 777, el sistema de puesta a tierra de protección en Bolivia no debe superar la resistividad de 5 Ohm.

10. ¿Qué permite detectar el análisis termográfico en el contexto de los generadores fotovoltaicos?

- ☐ a) Fallos en la transmisión de datos.
- ☐ b) Puntos calientes en módulos y conexiones.

- ☐ c) Degradación en la curva voltaje-corriente.
- ☐ d) Vibraciones anómalas en los inversores.

Respuesta correcta: b) Puntos calientes en módulos y conexiones.

Fundamentación: Mediante cámaras termográficas en el análisis termográfico, es posible detectar puntos calientes en módulos fotovoltaicos, conexiones y componentes del sistema. Estos puntos calientes pueden indicar fallos, malas conexiones o deterioro de los materiales.

Fuente C. Ormachea

1. Montaje y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida

1.1. Consideraciones para el montaje de sistemas fotovoltaicos conectados a la red

El montaje de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica requiere una cuidadosa consideración de diversos factores, incluyendo aspectos normativos, eléctricos, geográficos, climáticos y de seguridad.

EPP – Elementos de protección personal

Un componente esencial al diseñar un plan de instalación es la consideración de los elementos de seguridad y las herramientas requeridas. Es importante estar preparados para situaciones que demanden intervenciones extensivas durante el proceso de montaje del sistema fotovoltaico.

Gráfico 1: Elementos de protección personal

Fuente: Ilumin.

Los elementos de protección personal deben ser capaces de aislar al usuario de los riesgos a los que se expondrá, tales como caídas de objetos desde alturas, esquirlas o polvo en suspensión que puede dañar la vista; además de guantes adecuados para trabajar con componentes eléctricamente activos.

El empleo de indumentaria dieléctrica complementada con filtros UV es esencial, dado que, al montar el sistema fotovoltaico, el instalador se expone tanto a la electricidad generada por los módulos fotovoltaicos como a la radiación solar, la cual podría causar insolación y deshidratación. Las caídas desde elevaciones son una eventualidad recurrente, haciendo indispensable el uso de un arnés de seguridad. El calzado, por su parte, debe ser antideslizante y contar con puntas reforzadas, siendo primordial que facilite un desplazamiento ágil y cómodo sobre superficies de techo.

Gráfico 2: Elementos de protección personal

Fuente: Ilumin.

Se deben considerar todos los mecanismos de apriete y torque que tengamos a disposición. Típicamente, un sistema fotovoltaico está compuesto de varias partes y a su vez estas partes no son de una manufactura estandarizada, esto nos lleva a encontrar mecanismos de apriete que pueden ser muy distintos entre sí. Las herramientas manuales deben estar listadas para trabajar a la tensión de operación del sistema fotovoltaico.

Gráfico 3: Herramientas aisladas para 1. 000V

Fuente: RS Components

También se debe disponer de instrumentación para medir parámetros eléctricos, como corriente y tensión, tanto en corriente continua como en corriente alterna. Asimismo, debe verificarse la continuidad de los componentes metálicos y la correcta puesta a tierra del sistema. Los instrumentos de medición deben encontrarse en perfecto estado de funcionamiento y estar clasificados para operar a la tensión de trabajo del sistema fotovoltaico.

Par galvánico

Es la interacción electroquímica entre dos metales diferentes cuando están en contacto eléctrico y en presencia en un electrolito. Esta interacción puede llevar a la corrosión de uno de los metales, conocido como el ánodo en este par, mientras que el otro metal, el cátodo, queda protegido o incluso potencialmente reforzado por la reacción.

Gráfico 4: Par galvánico

Fuente: CNR.

La formación de un par galvánico es una preocupación en las aplicaciones fotovoltaicas, donde diferentes tipos de metales podrían entrar en contacto en un ambiente húmedo. Se deberán tomar los resguardos para prevenir la corrosión electroquímica entre metales diferentes. Esto puede ocurrir entre estructuras y la edificación, así como entre estructuras, abrazaderas y módulos fotovoltaicos. Se deberán utilizar materiales aisladores para reducir la corrosión electroquímica entre superficies de materiales galvánicos diferentes (SEC, 2020).

Para mitigar los efectos de la corrosión galvánica, se recomienda que la estructura del arreglo fotovoltaico esté construida de aluminio o acero inoxidable, ya que los dos metales son galvánicamente similares (SEC, 2020).

Disposición de los módulos fotovoltaicos

La disposición de los módulos fotovoltaicos no afecta en la producción, ya sea vertical u horizontal, pero tiene un impacto significativo en la configuración del cableado y las conexiones inter modulares.

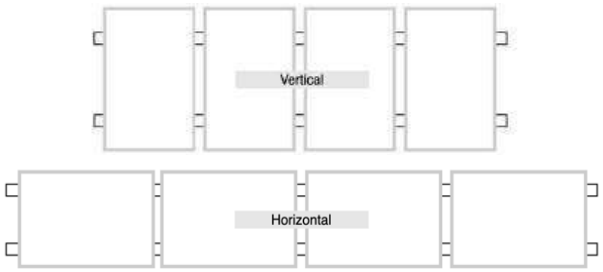
Las longitudes de los conductores positivos y negativos son predeterminadas por el fabricante y pueden variar entre distintos tipos de módulos.

En una disposición horizontal, es probable que se necesiten extensiones adicionales de cable para conectar los módulos de manera efectiva.

En contraparte, una disposición vertical podría resultar en exceso de longitud de los conductores, lo cual exigiría una gestión más cuidadosa de los mismos, pero menor longitud de rieles para el montaje.

Es necesario que, independientemente de la disposición elegida, los conductores estén debidamente protegidos contra daños físicos y se cumpla con todas las normativas y requisitos del código eléctrico aplicable.

Gráfico 5: Disposición horizontal y vertical de los módulos fotovoltaicos



Fuente: Ilumin.

Huella del arreglo fotovoltaico

La huella del arreglo corresponde al área situada debajo del sistema fotovoltaico. En esta zona es posible realizar el tendido de los conductores sin canalización; sin embargo, estos deben estar firmemente sujetos mediante un sistema que impida su movimiento. El ordenamiento de los conductores puede realizarse mediante precintos o amarras plásticas resistentes a los rayos UV, así como mediante clips de sujeción.

Gráfico 6: Ordenamiento de conductores fotovoltaicos

Fuente: SOLARPRO.

Otros aspectos

Aspectos normativos y legales

- Es necesario obtener los permisos adecuados de las autoridades locales y/o nacionales para instalar y operar el sistema fotovoltaico.
- Deben cumplirse todas las normas técnicas aplicables relacionadas con la calidad y seguridad del sistema fotovoltaico.
- Las políticas de tarificación para la energía que se inyecta a la red podrían afectar la rentabilidad del proyecto.
- En algunos casos, puede ser necesario un estudio de impacto ambiental.

Aspectos de seguridad

- En sistemas fotovoltaicos a techo, se debe asegurar que la estructura del techo pueda soportar el peso adicional de los módulos y la estructura de montaje.
- Todas las conexiones eléctricas deben hacerse de acuerdo con las normas eléctricas y las especificaciones del fabricante para evitar riesgos eléctricos.
- Incluir señalización que indique los riesgos eléctricos presentes.

Instalación eléctrica del domicilio

- Seleccionar el inversor compatible con los módulos fotovoltaicos y la instalación eléctrica existente.
- Determinar el punto de conexión óptimo para conectar el sistema fotovoltaico a la red eléctrica.
- Distribuidor Eléctrico
- Conocer y cumplir con los requisitos técnicos para la interconexión con la red de distribución eléctrica.
- Identificar los requisitos específicos de la distribuidora eléctrica relacionados con la calidad del servicio, como la potencia reactiva y factor de potencia.

Aspectos geográficos

- Evaluar la exposición solar del sitio es crítico. Una ubicación que recibe altos

niveles de radiación solar hará que un sistema fotovoltaico sea más eficiente.

- Los módulos fotovoltaicos idealmente deben orientarse hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur, y con una inclinación que maximice la captura de la radiación solar anual en sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Es esencial evitar áreas donde edificios, árboles o estructuras cercanas puedan proyectar sombras sobre los módulos fotovoltaicos
- La altitud sobre 1000 m.s.n.m afecta a los artefactos eléctricos.
- Contar con el suficiente espacio para el número de módulos fotovoltaicos que se necesiten.
- Un sitio accesible facilitará la instalación y el mantenimiento del arreglo fotovoltaico.
- Sistemas fotovoltaicos a piso podrían requerir pruebas geotécnicas para evaluar la capacidad del suelo para soportar el sistema.

Aspectos climáticos

- Los sistemas de montaje deben diseñarse para soportar velocidades de viento existentes en el sitio.
- En zonas húmedas o cercanas al mar, los materiales de montaje deben ser resistentes a la corrosión. En zona costera -definida como una zona de 10 km de ancho, medidos desde el borde costero- se deben utilizar módulos fotovoltaicos que cumplan con la norma IEC 61701.
- En áreas propensas a la nieve y el hielo, los módulos fotovoltaicos deben instalarse de manera que la nieve se deslice fácilmente y no se acumule
- En zonas con mucho polvo o suciedad en el aire, la limpieza regular de los módulos fotovoltaicos será necesaria para mantener su eficiencia.

1.2. Montaje del arreglo fotovoltaico

Levantamiento en campo

El reconocimiento del emplazamiento permite identificar las características físicas del lugar, determinar el tipo de montaje que puede utilizarse, la orientación e inclinación disponibles, el área útil de instalación, los posibles elementos cercanos que puedan proyectar sombras y la cubicación de materiales de acuerdo a la distribución de los componentes.

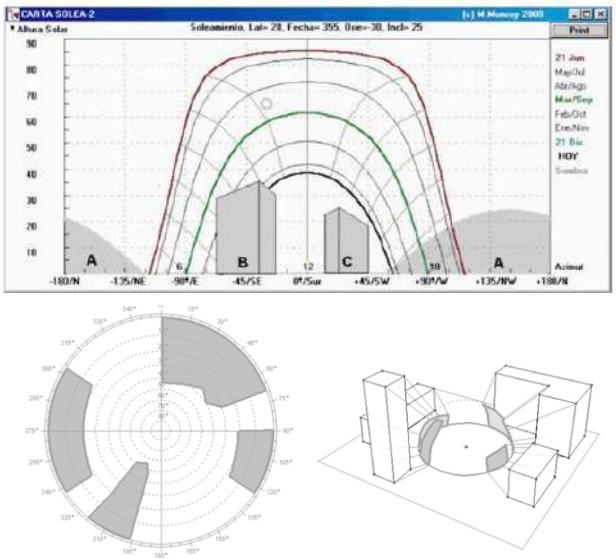
Gráfico 7: Levantamiento en campo

Fuente: ilumin.

Sombras

Al seleccionar la ubicación definitiva para instalar el arreglo fotovoltaico, es de suma importancia identificar cualquier obstáculo que pueda proyectar sombra sobre los módulos fotovoltaicos, particularmente en condiciones solares adversas, como durante el invierno, período en el cual el Sol presenta una elevación reducida generando sombras de mayor extensión. Para esta tarea, se puede efectuar una inspección visual utilizando aplicaciones específicas para dispositivos móviles o bien recurrir a la descarga de cartas solares que proporcionen información sobre el recorrido del Sol.

Gráfico 8: Perfil de sombras



Fuente: http://www.doyoucity.com/proyectos/entrada/2118

a) Sistema de montaje

Existe un sistema de montaje resistente y versátil en el mercado exclusivo para el montaje de módulos fotovoltaicos en tejados y a piso. El sistema consta de rieles de aluminio que soportan los módulos fotovoltaicos e incluye todos los componentes necesarios para unir los rieles entre sí, para sujetar los rieles al techo y para fijar los módulos a los rieles.

A continuación, se detallan las características de las piezas disponibles para el sistema de montaje estandarizado:

Gráfico 9: Características de las piezas disponibles para el sistema de montaje del arreglo fotovoltaico

Clamp
Abrazaderas en español, permiten fijar los módulos fotovoltaicos al riel. Existen 2 tipos, Middle Clamp puesto siempre entre 2 módulos fotovoltaicos y el End Clamp utilizado para fijar los módulos fotovoltaicos que están en los extremos de la fila. Estas piezas deben ser proporcionadas por el mismo fabricante del riel.

Riel
El riel soporta los módulos fotovoltaicos, permitiendo insertar los clamp en sus cavidades que mediante presión sujetarán los módulos fotovoltaicos.

Soporte Ajustable
Base extensible utilizada para aumentar la inclinación de los módulos fotovoltaicos. Este componente soporta el riel, por lo tanto, también a los módulos fotovoltaicos. Esta pieza debe ser del mismo fabricante del riel.

Ground Clip Puesta a Tierra
Son platinas dentadas que se posicionan entre el marco del módulo fotovoltaico y el riel. Al aplicar presión con el clamp, los dientes de dicha platina se incrustan tanto en el riel como en el marco del módulo fotovoltaico, garantizando así la continuidad eléctrica entre ambos componentes.

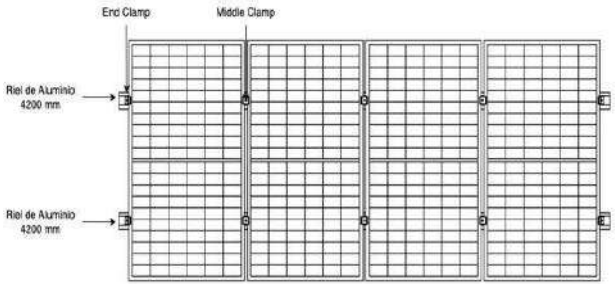
Conector L
Permite fijar directamente el riel de forma paralela al techo.

Terminal de Puesta a Tierra
Este elemento se fija al riel en el conductor de puesta a tierra PE de la estructura del sistema fotovoltaico.

Fuente: Ilumin.

Es importante consultar el manual de instalación del fabricante del módulo fotovoltaico para determinar las distancias necesarias para cumplir con la garantía y la máxima resistencia de carga. En ese manual se sugiere la posición de las prensas fijadas a las rieles.

Gráfico 10: Posición de las prensas en las rieles de montaje

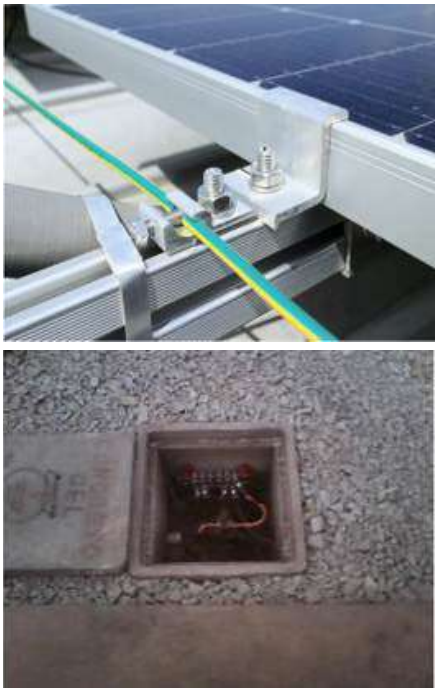


Fuente: Ilumin.

Sistema de protección de tierra

Se utilizará el sistema de puesta a tierra de protección existente en el lugar, siempre que su resistencia no supere los 10 Ω, conforme a la normativa aplicable en Bolivia. En caso de que no exista un sistema de puesta a tierra —ya sea mediante electrodos o malla— o que este no cumpla con el valor de resistencia requerido, deberá diseñarse un sistema de puesta a tierra de acuerdo con las condiciones del emplazamiento. Para ello, será necesario medir la resistividad del terreno, a fin de determinar el tipo y las dimensiones del sistema de puesta a tierra.

Gráfico 11: Conductor de protección PE y puesta tierra fotovoltaica



Fuente: https://ecoinventos.com

Conductor de protección PE

Todas las partes metálicas de los componentes deben estar puestas a tierra y con un conductor de puesta a tierra entre ellos:

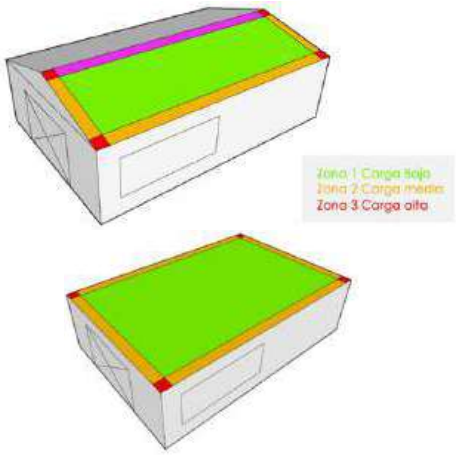
- Marcos de los módulos fotovoltaicos.
- Estructura del arreglo fotovoltaico.
- Canalización metálica.
- Tableros metálicos.
- Carcasa del inversor.

b) Montaje a techo (Coplanar)

Al instalar un sistema fotovoltaico (FV) en un techo, es esencial entender que distintas áreas del techo experimentarán diferentes grados de exposición al viento y, por ende, distintas fuerzas de levantamiento. Estas fuerzas son un factor crítico en el diseño del sistema y pueden variar según una serie de elementos: la localización geográfica, la velocidad del viento prevalente, el tipo de material y estructura del techo, la altura del edificio y la topografía del entorno circundante. Por tanto, cada diseño debe tener en cuenta estas variables para garantizar una instalación segura y efectiva.

Según la norma ASCE/SEI 7-16 “Minimum Design Loads and Associated Criteria for Buildings and Other Structures”, los techos se dividen en tres áreas distintas en términos de exposición al viento y fuerzas de levantamiento.

Gráfico 12: Zonas del techo según ASCE/SEI 7-16



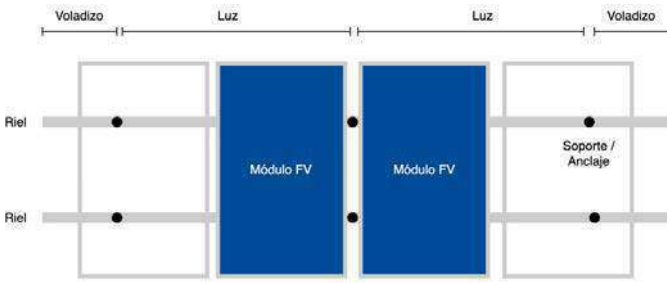
Fuente: ilumin.

- Zona 1, correspondiente al área central o campo abierto del techo, experimenta las menores fuerzas de levantamiento y se considera el lugar más adecuado para instalar los sistemas fotovoltaicos.
- Zona 2, abarca el perímetro del techo a excepción de las esquinas, experimenta fuerzas de levantamiento moderadas, superiores a las de la Zona 1.
- Zona 3, son las áreas más expuestas a fuertes fuerzas de levantamiento (ASCE, 2017). Determinar el área de las zonas está fuera del alcance de este curso.

Voladizo y luz para el anclaje

En el diseño de la disposición de rieles y módulos FV en un sistema fotovoltaico montado sobre techo, hay dos conceptos clave: la "luz" y el "voladizo," ambos determinados por las especificaciones del fabricante de las estructuras de módulos fotovoltaicos. En sistemas residenciales, generalmente hay dos rieles por cada fila de módulos, como se muestra en el Gráfico 13. Estos rieles se sostienen mediante varios accesorios de montaje, llamados "anclajes", que se fijan al techo usualmente con pernos.

Gráfico 13: Voladizo y luz para el anclaje



Fuente: ilumin.

El primer concepto, "luz", se refiere a la distancia entre dos anclajes consecutivos que soportan un riel. El segundo concepto, "voladizo", se refiere a cuánto puede sobresalir el riel más allá del último punto de anclaje antes de que se requiera instalar otro.

Esta medida se toma desde el último anclaje hasta el extremo del riel. Es fundamental consultar las instrucciones del fabricante del soporte de los módulos fotovoltaicos acerca de las limitaciones de luz y el voladizo.

Inclinación del arreglo fotovoltaico

En la Unidad 2 se proporciona la ecuación para determinar el ángulo óptimo de inclinación para módulos fotovoltaicos en sistemas conectados a la red eléctrica de distribución.

No obstante, es frecuente que la ubicación del emplazamiento no cumpla con las condiciones ideales respecto a la inclinación y orientación. En tales circunstancias, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Una estructura que aumente la inclinación y mejore la orientación de los módulos fotovoltaicos sobre el techo agregará carga estática y carga dinámica a causa del efecto vela producido por el viento.
- Aumentar la cantidad de módulos fotovoltaicos, conservando la inclinación y orientación del techo, podría ofrecer beneficios de producción similares a los que se obtendrían al incorporar una estructura para incrementar la inclinación de los módulos fotovoltaicos.

La inclinación de los módulos fotovoltaicos facilita la limpieza por acción de la lluvia o el viento y permite que la nieve se desprenda más fácilmente. Arreglos fotovoltaicos con baja inclinación acumulan suciedad y

reducen la eficiencia en la generación de energía.

Además, en áreas nevadas, la nieve puede acumularse en la base de los módulos, generando sombras y disminuyendo la producción, incluso llegando a anularla durante meses en invierno.

Tamaño del Arreglo Fotovoltaico

La cantidad de módulos en un arreglo fotovoltaico puede estar determinada por el área disponible o la potencia fotovoltaica necesaria para producir la energía eléctrica de consumo.

Existe una tendencia de utilizar por completo el área disponible y con ello contar con una mayor densidad de potencia fotovoltaica, sin embargo, esto puede agregar los siguientes inconvenientes:

- Aumenta el riesgo de exceder la capacidad de carga del techo, lo que podría requerir mejoras estructurales.
- Dificulta las operaciones de mantenimiento y limpieza, ya que no habría espacio suficiente para moverse alrededor de los módulos.
- Podría afectar la adecuada ventilación de los módulos, lo que resultaría en un rendimiento reducido.
- Al ocupar todo el espacio, algunos módulos podrían quedar sombreados por elementos circundantes como chimeneas o antenas, lo que reduce la producción de energía.
- Podría dificultar el acceso seguro para las reparaciones o para los servicios de emergencia, como por ejemplo a bomberos.

Gráfico 14: Área de instalación fotovoltaica sobre techumbre

Fuente: https://www.tritec-energy.com

c) Montaje a piso

Los sistemas fotovoltaicos instalados a piso requieren estructuras especializadas para optimizar su rendimiento. Estas estructuras pueden incluir pilotes enterrados, estructuras de soporte de hormigón o sistemas de montaje móvil. Es esencial realizar un estudio del terreno para determinar el tipo de estructura más adecuada en términos de estabilidad y carga. Las normativas locales y permisos deben ser tomados en cuenta en el diseño estructural.

Pilotes enterrados

Los pilotes enterrados son elementos estructurales de soporte que se utilizan en la construcción de diversas estructuras, incluidos los sistemas fotovoltaicos (FV) montados en el suelo. Estos pilotes son generalmente de acero, aunque también pueden ser de otros materiales como hormigón. Se instalan en el terreno mediante técnicas de hincado, perforación o vibración, dependiendo de las condiciones del suelo.

Gráfico 15: Pilotes enterrados

Fuente: SOLARPRO.

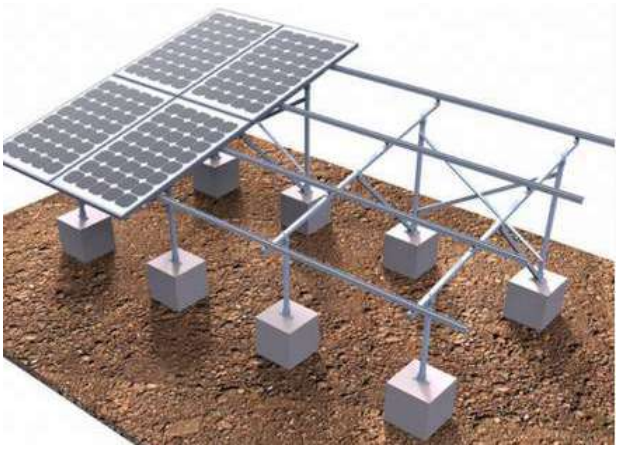
Los pilotes enterrados sirven como la base sobre la cual se montan los módulos fotovoltaicos. Proporcionan estabilidad y resistencia a las cargas de viento y otras fuerzas externas. Este método es especialmente útil en terrenos con condiciones de suelo desafiantes o en lugares donde se desea minimizar la alteración del terreno.

Además, los pilotes enterrados suelen permitir un montaje más rápido y pueden ser más rentables que otras formas de estructuras de soporte, como las bases de hormigón.

Pilotes con base de hormigón

Los pilotes con base de hormigón están anclados en una base o fundación de hormigón. Este tipo de pilotes ofrece una mayor estabilidad y capacidad de carga, lo que puede ser especialmente útil cuando deben soportar cargas muy pesadas. La base de hormigón se prepara excavando un agujero en el suelo, colocando un armazón de acero y luego vertiendo hormigón en el agujero. Una vez que el hormigón se ha endurecido, el pilote se instala en la base de hormigón, proporcionando un anclaje fuerte y estable.

Gráfico 16: Pilotes con base de hormigón



Fuente: https://es.sunforson.com

Este método es más laborioso y costoso que utilizar pilotes enterrados, pero puede ofrecer beneficios en términos de durabilidad y resistencia a condiciones extremas como terrenos inestables, fuertes vientos o cargas pesadas.

Lastre sobre piso o losa

Son pesos adicionales que se utilizan para anclar y estabilizar la estructura de montaje de los módulos fotovoltaicos, especialmente en instalaciones a nivel del suelo o en techos planos. Estos lastres suelen estar hechos de materiales pesados como hormigón, piedra o metal y se colocan sobre o alrededor de la base de la estructura del sistema fotovoltaico.

Gráfico 17: Lastre base de la estructura del sistema fotovoltaico

Fuente: https://e-altamira.es

La ventaja de usar lastres es que no requieren perforar o hacer otras modificaciones invasivas al suelo o techo donde se instala el sistema, lo que puede ser particularmente útil en superficies que no se pueden o no se deben perforar, como algunos tipos de techos planos.

El uso de lastres también facilita la desinstalación y reubicación del sistema si es necesario. Sin embargo, el diseño debe tener en cuenta factores como el peso total de la estructura, la resistencia del techo o suelo, y las condiciones climáticas (como la velocidad del viento) para asegurar que los lastres proporcionen una estabilización adecuada.

Seguidor solar o Tracker

Este método es muy usual en plantas fotovoltaicas del tipo PMGD y Utility Scale. Consiste en una estructura equipada con un mecanismo que permite variar la inclinación u orientación de los módulos fotovoltaicos, o ambas acciones al mismo tiempo. Su finalidad es seguir la trayectoria del Sol para aumentar la energía incidente sobre el plano de los módulos fotovoltaicos y, con ello, incrementar la producción de energía, optimizar el retorno de la inversión y maximizar la rentabilidad del proyecto.

Gráfico 18: Seguidor solar de un eje

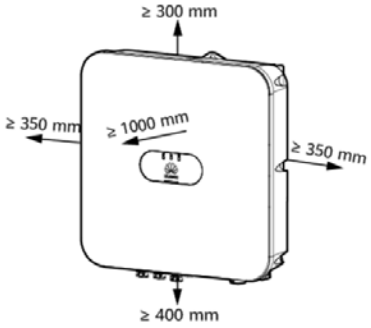
Fuente: https://www.pv-magazine-latam.com

d) Montaje del inversor

El inversor se debe instalar siguiendo las especificaciones del fabricante. Su montaje debe respetar las distancias libres exigidas y las condiciones ambientales establecidas en función del grado de estanqueidad (IP) del equipo. En general, los recintos en donde se monte el inversor deben ser ventilados, secos y con temperaturas estables, cercanas a los 25 °C.

El fabricante recomienda dejar suficiente espacio libre alrededor del inversor para facilitar su instalación, garantizar una adecuada disipación del calor y permitir las labores de mantenimiento.

Gráfico 19: Montaje del inversor Huawei SUN2000



Fuente: Huawei.

e) Montaje de las protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas para el lado de CC deberán estar albergadas al interior de un tablero eléctrico de CC; mientras que las protecciones de CA estarán contenidas en un tablero eléctrico de CA (SEC, 2020).

Al montar las protecciones eléctricas en sistemas fotovoltaicos es esencial cumplir con normativas locales. Priorice la selección adecuada de dispositivos de protección, como interruptores y fusibles, para manejar corrientes de cortocircuito y sobrecargas. La compatibilidad con el inversor y otros componentes es crucial.

Asegúrese de que la instalación ofrezca protección contra sobretensiones y descargas eléctricas para prevenir daños a equipos o riesgos de seguridad.

f) Montaje de la canalización

En la etapa de corriente continua se recomienda utilizar tubería metálica, ya que, de acuerdo con la ITG RGR02, únicamente este tipo de canalización permite instalar, en un mismo ducto, los conductores positivo y negativo del arreglo fotovoltaico. Si se utiliza canalización plástica se deberá canalizar los conductores por separado. Además, la tubería deberá estar listada para soportar la acción de la humedad, los agentes químicos, los rayos ultravioletas y los esfuerzos mecánicos (SEC, 2020).

La canalización recomendada es la tubería ANSI C 80.1. Este tipo de tubería posee mayor espesor de pared y protección a la corrosión.

Gráfico 20: Tubería ANSI C 80.1

Fuente: Multiaceros.

Cabe destacar que no podrán mezclarse conductores con corrientes de distinta naturaleza. Esto quiere decir que nunca se mezclarán conductores de corrientes continua con conductores de corriente alterna en una misma canalización.

g) Señalización

Todos los equipamientos, protecciones, interruptores, terminales y alimentadores del sistema fotovoltaico, a la llegada de la barra del punto de conexión, deben estar rotulados. Estas rotulaciones, señalizaciones, procedimientos y advertencias requeridos deberán cumplir las siguientes pautas:

- Ser indelebles.
- Ser legibles.
- Estar diseñados y fijos, de manera que sean legibles durante la vida útil del equipo o tablero al que están adheridos o relacionados.
- Ser simples y comprensibles.
- Los colores de las señales de seguridad deben cumplir las exigencias de la Norma ISO 3864.

A continuación, se muestran señaléticas recomendadas. Cabe destacar, que serán las autoridades competentes las indicadas para determinar el tipo de señalética.

Señalética para cajas de paso

Gráfico 21: Señalética de peligro en cajas de paso, unión o derivación

Fuente: Sec, Chile.

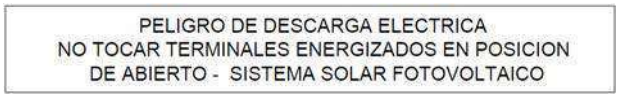
Señalética para el arreglo fotovoltaico

Gráfico 22: Señalética de seguridad en unidad de generación

Fuente: Sec, Chile.

Señalética para el tablero o gabinete fotovoltaico

Gráfico 23: Señalética para gabinetes



FV. Fuente: Ilumin.

Señalética del inversor

Gráfico 24: Señalética para gabinetes

INVERSOR

Unidad Generadora		Procedimiento de apagado de emergencia
Corriente de operación C.C.	8,69 A	1. Bajar automático "BIPOLAR S.F.V." ubicado en "TGA y FV".
Tensión de operación C.C.	129,2 V	
Tensión máxima del sistema C.C.	156 V	2. Bajar diferencial "DIF. S.F.V." ubicado en el "TGA y FV".
Potencia máxima A.C.	2000 W	3. Llevar a posición "OFF" el interruptor del Inversor ubicado en su parte inferior.
Corriente de corto circuito C.C.	9,5A	

FV. Fuente: Ilumin.

2. Análisis inicial del emplazamiento para sistemas fotovoltaicos de generación distribuida

El análisis inicial del predio y la caracterización del emplazamiento donde se instalará un sistema fotovoltaico de generación distribuida tiene como fin identificar los factores que incidirán en el potencial de generación de energía en función a la demanda del cliente.

Los aspectos a revisar se explicitan en el siguiente diagrama:

Ilustración 1: Diagrama de flujo del protocolo de análisis inicial del emplazamiento

2.1. Propiedad y tipo de uso del inmueble

En Bolivia, el Decreto Supremo N.° 4477 (y su modificación 5167) exige que el solicitante de Generación Distribuida (GD) acredite la propiedad o tenencia del inmueble y cuente con un contrato de suministro eléctrico activo para registrarse como Usuario-Generador.

El uso del inmueble se verifica comercialmente para determinar la categoría del servicio. Los puntos clave de la reglamentación especifican:

Acreditación del Inmueble: Es necesario demostrar la propiedad o el derecho de tenencia (contrato de alquiler, comodato, etc.) del lugar donde se instalará el sistema fotovoltaico.
Registro Comercial: Se debe presentar el último recibo de energía eléctrica, el cual debe estar a nombre del solicitante (titular del suministro).
Tipo de Uso/Categoría: La normativa, detallada en los procedimientos de empresas como DELAPAZ o CRE R.L., clasifica la GD según el tipo de consumidor:

- Residencial.
- Comercial.
- Industrial/Servicios Básicos (categorías que pueden inyectar excedentes bajo el régimen de Autoproductor).

Procedimiento: El reglamento de la AETN establece que el distribuidor u operador eléctrico debe certificar las instalaciones y la correcta categorización comercial antes de autorizar la conexión.

Nota: la normativa requiere la documentación de titularidad y la factura de servicio para vincular el proyecto a un punto de red específico, asegurando que el uso del inmueble corresponda a la categoría tarifaria de inyección.

2.2. Geolocalización y caracterización del área de emplazamiento

La geolocalización y caracterización del área de emplazamiento son fundamen-

tales para asegurar la viabilidad técnica, económica y regulatoria de proyectos fotovoltaicos de generación distribuida.

Permiten optimizar el rendimiento energético, seleccionar la estructura de montaje adecuada (suelo, losa, cubierta) y garantizar la seguridad estructural y eléctrica, minimizando pérdidas por sombras y adaptándose a las condiciones locales.

a) Necesidad de la geolocalización (Ubicación geográfica)
   Radiación Solar Precisa: La latitud y longitud determinan el recurso solar disponible (HSP - Horas Sol Pico), esencial para dimensionar el sistema.
   Orientación e Inclinación: Permite calcular el ángulo azimutal y el ángulo de inclinación para maximizar la producción anual según la ubicación.
   Cumplimiento Normativo: Es requisito para la conexión a la red de distribución.

b) Necesidad de la caracterización del área (Estudio de sitio)
   Análisis de Sombras: Identificar obstáculos (árboles, edificios colindantes, chimeneas) que afectan drásticamente el rendimiento.

Gráfico 25: Sombra producida por un árbol

Fuente: Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos

Gráfico 26: Sobra producida por un equipo de climatización

Fuente: Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos

Estudio estructural:

- Cubierta/Techo: Evaluar la capacidad de carga (peso de paneles + estructura + viento + nieve o granizo), tipo de material y estado de impermeabilización.
- Losa (Plana): Determinar la necesidad de sistemas de lastrado (contrapesos) para evitar perforaciones o determinar métodos de anclaje apropiados.
- Suelo: Realizar estudios geotécnicos para cimentaciones.

Dimensionamiento Espacial: Medir el área útil disponible para maximizar la potencia instalada (W_p) sin interferir con elementos existentes (equipos de aire acondicionado, extractores), considerando pasillos técnicos de circulación adecuadamente espaciados para el mantenimiento y una separación libre de los bordes de la cubierta de al menos 1 metro.

Ilustración 2: Separación libre de los bordes de la cubierta

Fuente: Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Para tener una estimación de cuánta potencia se puede instalar en función a la superficie disponible, se debe revisar si las características de la cubierta permiten instalar los módulos fotovoltaicos paralelos al techo o inclinados. Si la cubierta tiene una inclinación por defecto diferente a la óptima, se sugiere instalar los módulos considerando las pérdidas por inclinación.

c) Consideraciones por tipo de montaje

Suelo: Requiere evaluación del terreno, topografía y la posibilidad de incluir sistemas de seguidores o estructuras fijas.

Losa (Cubierta Plana): Utiliza estructuras triangulares, optimizando orientación e inclinación, a menudo con lastre para evitar perforar.

Cubierta (Inclinada): Requiere fijaciones directas a la estructura y considerar la orientación del techo existente y el material de la cubierta (teja colonial, teja asfáltica, chapa metálica ondulada, fibrocemento, etc.)

Nota: La correcta caracterización previene riesgos estructurales, garantiza el cumplimiento de normas de seguridad y asegura el retorno de la inversión al maximizar la generación de energía.

d) Cálculo de distancia entre filas de módulos fotovoltaicos

Calcular la distancia entre filas de módulos fotovoltaicos es crucial por varias razones, principalmente relacionadas con el sombreado y la maximización de la producción de energía. A continuación, se presentan algunas de las principales razones por las que es importante determinar adecuadamente esta distancia:

- Sombreado: Una de las principales preocupaciones al instalar módulos fotovoltaicos es evitar que se proyecten sombras de un módulo sobre otro. El sombreado, incluso si es parcial, puede reducir significativamente la eficiencia y producción de energía. Determinar la distancia adecuada entre filas minimiza este problema.
- Optimización del Espacio: En zonas donde el espacio es limitado es esencial maximizar la cantidad de módulos que se pueden instalar. Sin embargo, esto no debe hacerse a expensas de crear problemas de sombreado. Calcular correctamente la distancia permite equilibrar la necesidad de espacio con la energía de producción.
- Mantenimiento y Accesibilidad: Dejar un espacio adecuado entre las filas de módulos fotovoltaicos facilita el acceso para realizar labores de mantenimiento, limpieza y reparación. Este aspecto es especialmente importante en plantas fotovoltaicas de tipo PMGD y *Utility Scale*, donde habitualmente se utilizan vehículos de gran tamaño para el transporte de agua, equipos y personal destinados a la limpieza y mantenimiento de los módulos.
- Diseño del Sistema: La orientación, inclinación y distancia entre los módulos afectan al diseño global del sistema y, por ende, a su capacidad para generar energía de manera óptima. Estos factores son especialmente relevantes en instalaciones a gran escala.

Trigonometría

La trigonometría es una rama de las matemáticas que se ocupa de las relaciones entre los lados y los ángulos de los triángulos. La trigonometría utiliza funciones como el seno, coseno, tangente, cotangente, secante y cosecante para

relacionar ángulos con ratios específicos de los lados de un triángulo rectángulo. Estas funciones y relaciones son fundamentales para estudiar y resolver problemas en diversos campos de la ciencia, la ingeniería y la vida cotidiana.

Se puede utilizar la trigonometría para determinar la longitud de la sombra que un módulo fotovoltaico proyectará en diferentes momentos del día y del año. Conociendo la altura del módulo y el ángulo del Sol en un momento dado, se puede calcular la longitud de la sombra. Una vez conocida la longitud máxima de la sombra que un módulo puede proyectar, se puede determinar cuánto espacio se debe dejar entre filas de módulos para evitar el sombreado.

e) Ejemplo de cálculo de distancia entre filas de módulos fotovoltaicos

A continuación, se muestra con un ejemplo el procedimiento para calcular la distancia entre filas de módulos fotovoltaicos, donde:

- La instalación está ubicada en El Alto, la Paz (Bolivia) con las coordenadas decimales:

  -16.523180°, -68.252652°.

- El módulo fotovoltaico mide 2.252 X 1.048 X 35 mm.
- Los módulos estarán instalados verticalmente.
- La inclinación de la estructura a piso es de 15°.

Paso 1: Determinar la altura de la horizontal del módulo fotovoltaico (H)

Se utilizará la siguiente ecuación para calcular la altura de la horizontal del módulo fotovoltaico:

$$H = \text{seno}(\alpha) \times Lm \qquad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

H : Altura de la horizontal del módulo fotovoltaico.

α : Inclinación del módulo fotovoltaico.

Lm : Largo del módulo fotovoltaico.

Conocemos la inclinación de módulo fotovoltaico α = 15°.

Conocemos el largo del módulo fotovoltaico Lm = 2,252 m.

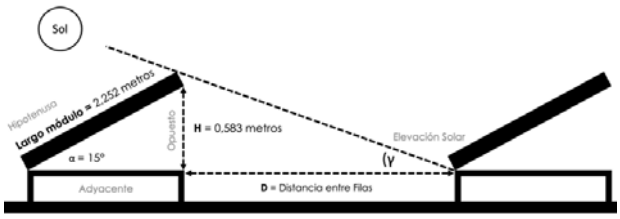
Entonces:

$$H = \text{seno}(15°) \times 2{,}252 \text{ m}$$

$$H = 0{,}583 \text{ m}$$

Observamos el resultado en el Gráfico 27:

Gráfico 27: Altura de la horizontal del módulo fotovoltaico



Fuente: Ilumin.

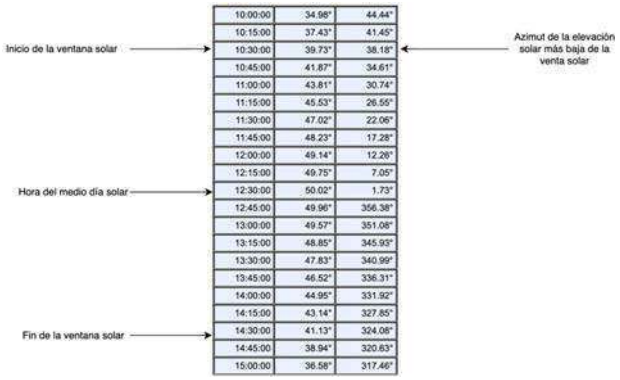
Paso 2: Determinar la elevación solar (γ)

Para determinar la elevación solar, se tendrá que escoger una ventana solar. La ventana solar es el período de tiempo durante el día en que es posible generar energía significativa a partir de los módulos fotovoltaicos. Normalmente, esta "ventana" es más amplia alrededor del mediodía solar, cuando el Sol está en su punto más alto en el cielo. La cantidad de horas recomendadas es de 4 horas, es decir 2 horas antes y 2 horas después del mediodía solar; sin embargo, podría ser de menor cantidad de horas, todo dependerá de las características del proyecto.

Se utilizará la aplicación web Sun Earth Tools para identificar la elevación del Sol 2 horas antes y 2 horas después del mediodía solar (elevación más alta del día). A partir

de estos valores, se identificará la menor elevación de las dos. Para la evaluación, se considerará el solsticio de invierno. https://www.sunearthtools.com

Gráfico 28: Elevación y azimut del Sol de acuerdo a la hora



10:00:00	34.98°	44.44°
10:15:00	37.43°	41.45°
10:30:00	39.73°	38.18°
10:45:00	41.87°	34.61°
11:00:00	43.81°	30.74°
11:15:00	45.53°	26.55°
11:30:00	47.02°	22.06°
11:45:00	48.23°	17.28°
12:00:00	49.14°	12.26°
12:15:00	49.75°	7.05°
12:30:00	50.02°	1.73°
12:45:00	49.96°	356.38°
13:00:00	49.57°	351.08°
13:15:00	48.85°	345.93°
13:30:00	47.83°	340.99°
13:45:00	46.52°	336.31°
14:00:00	44.95°	331.92°
14:15:00	43.14°	327.85°
14:30:00	41.13°	324.08°
14:45:00	38.94°	320.63°
15:00:00	36.58°	317.46°

Fuente: Sun Earth Tools.

Se evaluará el comportamiento durante el solsticio de invierno, que para la latitud del proyecto corresponde al 21 de junio, cuando las sombras alcanzan su mayor longitud. Los resultados se presentan en el Gráfico 29.

Al emplear una metodología alternativa para determinar la elevación solar, es posible que se manifieste una ligera desviación. Sin embargo, dicho desvío no es significativamente crítico, puesto que, independientemente del método, se tomarán en cuenta las horas previas y posteriores al mediodía solar, las cuales presentarán una elevación solar análoga.

Paso 3: Determinar la longitud de la sombra proyectada (Ls)

Para determinar la longitud de la sombra se utilizará la menor elevación solar presente en la ventana solar correspondiente a 39,73°.

Se utilizará la siguiente ecuación para calcular la longitud de la sombra proyectada:

$$Ls = \frac{H}{Tan\ (\gamma)}$$ Ecuación 2

Donde:

Ls: Longitud de la sombra proyectada.

H: Altura de la horizontal del módulo fotovoltaico.

γ: Elevación solar.

Conocemos la altura de la horizontal del módulo fotovoltaico H=0,583 m

Conocemos la elevación solar γ= 39,73°

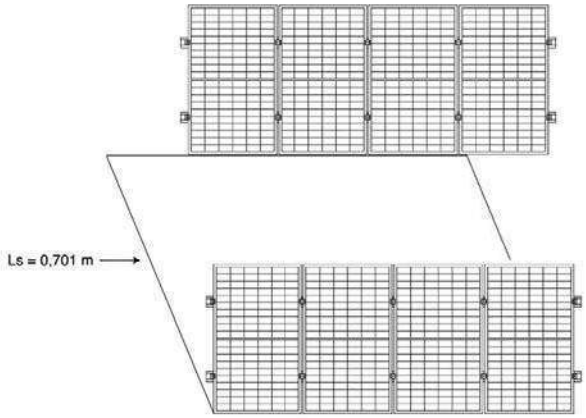
Entonces:

$$Ls = \frac{0{,}583\ m}{Tan\ (39{,}73°)}$$

$$Ls = 0{,}701\ m$$

El resultado se ilustra en el siguiente gráfico:

Gráfico 29: Longitud de la sombra proyectada



Fuente: Ilumin.

Paso 4: Determinar la distancia entre filas de módulos fotovoltaicos (D)

Para determinar la distancia entre filas es necesario identificar el azimut del Sol (δ) presente en la menor elevación solar dentro de la ventana solar, que según la tabla corresponde a 38,18°.

Se utilizará la siguiente ecuación para calcular la Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos:

$$D=\text{Cos}\ \delta \times Ls \qquad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

D: Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos.

δ: Azimut del Sol.

Ls: Longitud de la sombra proyectada.

Conocemos el azimut del Sol

$$\delta = 38{,}18°$$

Conocemos la Longitud de la sombra proyectada. Ls= 0,701 m

Entonces:

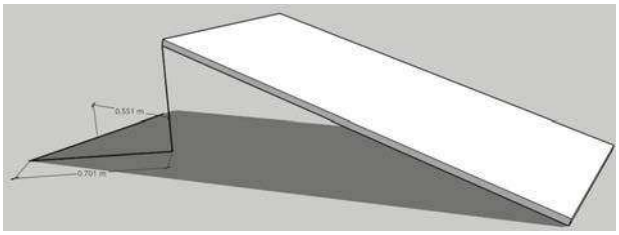
$$D = \text{Cos}\ (38{,}18°) \times 0{,}701\ m$$

$$D = 0{,}551\ m$$

La distancia entre filas mínima debe ser de 0,551 metros. Dependiendo de las características del proyecto, la distancia podría ser mayor, principalmente para el mantenimiento preventivo del sistema fotovoltaico.

Se puede ilustrar el resultado en siguiente gráfico:

Gráfico 30: Distancia entre filas de módulos fotovoltaicos



Fuente: Ilumin.

2.3. Potencial FV para generación distribuida

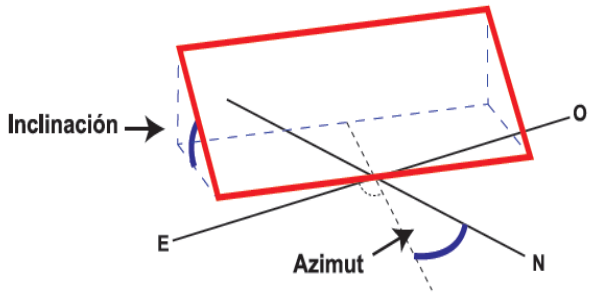
Para evaluar el potencial fotovoltaico en Bolivia, en el marco del D.S. 4477 y el reciente D.S. 5167, el enfoque normativo no solo considera la cantidad de radiación incidente sobre la cubierta, sino también la viabilidad de convertir esa energía en créditos por la inyección de excedentes a la red, reflejados en la facturación eléctrica.

Bolivia posee uno de los niveles de irradiación más altos del mundo, pero la normativa exige precisión local:

Irradiación Global Horizontal (GHI): Valoración de los kWh/m² disponibles según la zona geográfica (Altiplano, Valles o Llanos).

Orientación e Inclinación: En Bolivia, la orientación ideal es hacia el norte. La inclinación debe optimizarse según la latitud para maximizar la generación anual.

Gráfico 31: Orientación e inclinación de un módulo fotovoltaico en el hemisferio sur



Fuente: Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Nota: De acuerdo con la reglamentación de las operadoras de servicios eléctricos en el país, se debe proveer datos de modelación del potencial energético solar en el lugar de emplazamiento del Generador Distribuido, que consideren las pérdidas por diversos factores y, entre ellos, la orientación e inclinación óptima.

2.4. Evaluación del sistema eléctrico

La evaluación del sistema eléctrico previa a la instalación de un sistema de Generación Distribuida (GD) en Bolivia debe realizarse conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N.° 4477 y su actualización mediante el Decreto Supremo N.° 5167 (2024). La normativa exige que la evaluación técnica sea realizada por una empresa instaladora registrada ante la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

a) Factores técnicos primordiales

De acuerdo con la reglamentación vigente (Resoluciones AETN 376 a 381/2024), los factores clave son:

Curva de Carga del Usuario: Comparación de las horas de mayor Sol (10:00 a 15:00) con las horas de mayor consumo del usuario.
Capacidad de Inyección: La distribuidora debe confirmar que el transformador local puede recibir el excedente de energía sin elevar la tensión de la red por encima de los límites permitidos.
Dimensionamiento según la Norma: El sistema no debe sobredimensionarse de forma excesiva; el objetivo principal debe ser cubrir el propio consumo, ya que el excedente se compensa pero no se paga en efectivo (se genera un crédito de energía).
Capacidad de la Red Local: Verificación de la capacidad de la red de distribución para recibir la inyección de excedentes sin afectar la estabilidad de otros usuarios.
Punto de Conexión: Identificación y adecuación del punto donde el sistema renovable se unirá a la red de la distribuidora (como CRE, DELAPAZ o ELFEC).
Diagrama Unifilar: Elaboración de un esquema técnico detallado que cumpla con los estándares de seguridad de la Resolución AETN N° 379/2024.
Potencia a Instalar: Clasificación del proyecto según su escala para determinar los requisitos específicos:

- Nanogeneración: Hasta 10 kW.
- Microgeneración: De 10 kW a 50 kW.
- Minigeneración: De 50 kW a 1 MW.
- Media Escala: De 1 MW a 6 MW (creada por el D.S. 5549).

Seguridad Eléctrica: Espacio para la ubicación del inversor y protecciones en un lugar ventilado y accesible para mantenimiento.
Seguridad y Protecciones: Verificación de equipos de corte automático y protecciones contra fallas para evitar la alimentación de la red durante cortes de energía (función anti-isla).

b) Factores administrativos y comerciales

Antes de la instalación física, la normativa boliviana exige validar:

Estado de Suministro: El consumidor debe estar en estado “Conectado” y no registrar deudas pendientes con la distribuidora.
Titularidad del Inmueble: Acreditación de propiedad o tenencia legal del lugar de instalación.
Historial de Consumo: Análisis del promedio de consumo mensual, ya que el sistema no puede estar dimensionado para generar significativamente más energía de la que el usuario consume normalmente.
Medición Bidireccional: Evaluación de la necesidad de sustituir el medidor

actual por uno bidireccional que registre tanto la energía consumida como la inyectada.

Nota: Se puede solicitar una visita técnica previa opcional a la distribuidora local para que verifique las condiciones de suministro regulado antes de contratar a la empresa instaladora.

3. Mantenimiento del sistema fotovoltaico de generación distribuida

El adecuado mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es esencial por diversas razones. Primero, garantiza la optimización del rendimiento, ya que evita la reducción de la producción de energía causada por la acumulación de polvo en los módulos fotovoltaicos. Además, extiende la vida útil del sistema al prevenir el desgaste prematuro de componentes. Las inspecciones y correcciones periódicas pueden prevenir fallos graves y costosos, asegurando un funcionamiento seguro y evitando riesgos para las personas y propiedades. Desde una perspectiva económica, un sistema bien mantenido maximiza ahorros o ingresos y evita gastos adicionales en reparaciones.

3.1 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo de los sistemas fotovoltaicos se refiere a un conjunto de acciones y procedimientos programados regularmente con el objetivo de asegurar el funcionamiento óptimo y prolongar la vida útil de la instalación. Estas acciones están diseñadas para anticipar, detectar y corregir posibles fallos antes de que se conviertan en problemas más serios.

Al momento de realizar el mantenimiento se deberá tener acceso a la siguiente documentación. Esto garantizará que el personal esté debidamente informado y pueda llevar a cabo la mantención del sistema fotovoltaico de manera segura, precisa, en conformidad con las normas técnicas y especificaciones establecidas por los fabricantes.

- Manuales de instalación.
- Planos y diagramas de montaje.
- Especificaciones de la instalación eléctrica existente.
- Memoria descriptiva del sistema fotovoltaico
- Información sobre garantías y certificaciones.
- Normativas y códigos locales.

a) Módulo fotovoltaico

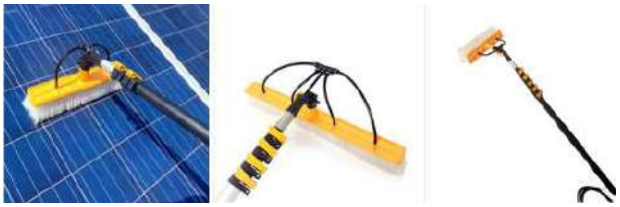
Inspección visual de módulos fotovoltaicos

La evaluación visual del arreglo fotovoltaico en la mantención preventiva es crucial para detectar anticipadamente daños o degradaciones, garantizando así un rendimiento óptimo. Esta inspección proactiva previene fallos mayores, asegura la eficiencia del sistema y prolonga su vida útil. A continuación, se listan acciones que deben realizarse en la inspección visual.

- Identificación de posibles grietas.
- Detección de delaminaciones.
- Búsqueda de signos evidentes de roturas.
- Observación de marcas atribuidas a quemaduras.
- Análisis de posibles marcas consistentes con “snail trails” o rastros similares.
- Detección de acumulaciones notables de suciedad o residuos no deseados

en la superficie o parte posterior del módulo.
- Inspección de conectores MC4 para asegurar que se encuentren en condiciones óptimas y funcionales.

Gráfico 32: Limpieza de los módulos fotovoltaicos



Fuente: Alibaba.com

Limpieza de módulos fotovoltaicos

La limpieza regular de los módulos fotovoltaicos es fundamental para mantener la eficiencia óptima del sistema, ya que la suciedad y otros contaminantes pueden obstruir la luz solar y reducir la producción de de energía eléctrica. energía eléctrica.

El procedimiento general para la limpieza de los módulos fotovoltaicos es el siguiente:

a) Considerar las recomendaciones de limpieza del fabricante del módulo fotovoltaico.
b) Identificar la existencia de una fuente de agua cercana.
c) Utilizar los elementos de protección personal y elementos que resguarden la seguridad del personal y del sistema fotovoltaico: andamio o alza hombre.
d) Desconectar el arreglo fotovoltaico del sistema.
e) Identificar áreas que necesiten atención adicional o reparación.
f) Identificar el flujo de agua que escurrirá por el arreglo fotovoltaico hacia el techo.
g) Limpiar los módulos temprano en la mañana o al atardecer cuando la radiación solar es mínima, para prevenir tensiones térmicas debido a la diferencia de temperatura entre el agua fría y el módulo caliente.
h) Utilizar agua blanda, preferiblemente desmineralizada sin detergentes. Asegurarse de tener un cepillo o paño de microfibra.
i) Comenzar rociando agua en los módulos para eliminar la suciedad suelta. Esto facilita la limpieza y reduce el riesgo de rayar los módulos con partículas abrasivas.
j) Usando el cepillo o paño, limpiar suavemente la superficie del módulo con movimientos circulares. Asegurarse de no ejercer demasiada presión para evitar dañar o rayar la superficie.
k) Después de la limpieza, enjuagar los módulos con agua para eliminar cualquier residuo.
l) Una vez que los módulos estén limpios y secos, realizar una inspección final para verificar que toda la suciedad y los residuos hayan sido eliminados.
m) Mantener un registro de las limpiezas, indicando la fecha, las observaciones y cualquier problema detectado.

Consideraciones adicionales: En áreas donde el agua es escasa o costosa, hay que considerar el uso de sistemas de limpieza en seco o de robots limpiadores especializados.

Gráfico 33: Robot Limpiador de Módulos Fotovoltaicos

Fuente: https://campodigital.es/robots-para-la-limpieza-de-los-paneles-solares/

La regularidad con la que debe limpiar los módulos fotovoltaicos depende del ambiente local. En áreas con mucho polvo o contaminación, o en lugares donde hay excremento de aves, puede ser necesario limpiar más a menudo. En otros sitios, las lluvias pueden mantener los módulos relativamente limpios, reduciendo la necesidad de limpiezas frecuentes. Es esencial monitorizar el rendimiento del sistema y programar la limpieza según sea necesario para mantener un alto rendimiento.

Análisis termográfico

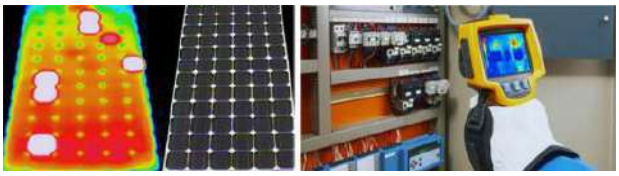
El análisis termográfico en sistemas fotovoltaicos implica el uso de cámaras termográficas para detectar y visualizar diferencias de temperatura en módulos y componentes del sistema. Estas diferencias pueden indicar la presencia de defectos o fallos, como puntos calientes causados por sombreado, degradación de materiales, fallos en diodos o conexiones defectuosas.

Al detectar áreas con temperaturas anómalamente altas o bajas, la termografía permite identificar problemas que podrían no ser detectados a simple vista.

Esta herramienta es esencial para el mantenimiento preventivo, ya que permite la detección temprana de problemas, previniendo fallos mayores y pérdida del rendimiento del sistema fotovoltaico.

Además, el análisis termográfico puede ser realizado sin interrumpir la operación del sistema, lo que facilita su implementación regular.

Gráfico 34: Análisis termográfico



Fuente: https://www.secovi.com

A continuación, se detalla un procedimiento básico para llevar a cabo este análisis:

Preparación

- Verificar que el sistema fotovoltaico haya estado operando bajo irradiación solar plena durante al menos una hora antes del análisis.
- Confirmar que no haya sombreado temporal en los módulos durante la inspección.
- Tener acceso a los datos de operación del sistema —corriente y tensión— para comparar con las observaciones termográficas.

Equipamiento

- Utilizar una cámara termográfica calibrada adecuadamente para el rango de temperaturas esperadas en los módulos fotovoltaicos.
- Si es posible, usar una cámara con una resolución adecuada para detectar diferencias de temperatura mínimas.

Inspección

- Escanear cada módulo o *String* de módulos de forma sistemática.
- Registrar las imágenes térmicas de áreas sospechosas o anomalías detectadas.
- Tener especial atención en áreas donde se observen diferencias de temperatura significativas, ya que pueden indicar puntos calientes, conexiones defectuosas o fallos en diodos.

Análisis

- Comparar las imágenes térmicas con las condiciones de operación normales o esperadas.
- Identificar y categorizar las anomalías: puntos calientes, áreas frías y patrones irregulares.
- Relacionar las anomalías detectadas con posibles causas, como fallos en diodos, conexiones defectuosas, o degradación del material.

Reporte

- Documentar todos los hallazgos, incluyendo imágenes térmicas y fotografías convencionales.
- Proporcionar recomendaciones para la corrección de las anomalías detectadas.
- Establecer un plan de seguimiento o acciones correctivas, según sea necesario.

Acciones correctivas

- En función del reporte, realizar las intervenciones necesarias para corregir las anomalías detectadas.
- Realizar una nueva inspección termográfica después de aplicar las correcciones para confirmar que los problemas han sido resueltos.

Es fundamental realizar análisis termográficos de forma periódica como parte de un programa de mantenimiento preventivo, garantizando así la eficiencia y prolongando la vida útil del sistema fotovoltaico.

b) Arreglo fotovoltaico

En el contexto de la mantención de sistemas fotovoltaicos, es de suma importancia considerar los siguientes aspectos respecto a la mantención del arreglo fotovoltaico:

- Es esencial asegurar que no haya residuos, insectos o elementos ajenos acumulados en la superficie posterior de los módulos fotovoltaicos, pues estos pueden afectar la operatividad del sistema.
- Es fundamental anticipar y diagnosticar potenciales proyecciones de sombras que podrían incidir sobre los módulos en el futuro, ya que estas sombras pueden reducir la generación de energía.
- Es crucial asegurar que la Tensión de Circuito Abierto (VOC) de los módulos no exceda la tensión máxima permitida del inversor, garantizando de este modo, la seguridad y eficacia operativa del equipo.

c) Inversor

El inversor es un componente fundamental en los sistemas fotovoltaicos, ya que convierte la energía de corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en energía de corriente alterna. Es de gran importancia mantener este equipo en perfecto estado para garantizar el rendimiento y durabilidad del sistema. Además, debe poseer las características constructivas para operar en un ambiente específico, por lo que es necesario identificar el índice de protección que posee el inversor para comprobar su correcta elección para el ambiente de trabajo.

A continuación, se detalla un procedimiento general para el mantenimiento de inversores en sistemas fotovoltaicos:

- Asegúrese de que el sistema esté desconectado de la red eléctrica y de

los módulos fotovoltaicos antes de iniciar cualquier trabajo.
- Compruebe la presencia de daños físicos, como abolladuras o grietas.
- Revise la presencia de suciedad, polvo o insectos en las rejillas de ventilación.
- Limpie el exterior del inversor con un paño seco y suave.
- Si es necesario, utilice aire comprimido para limpiar las rejillas de ventilación y la placa electrónica al interior del inversor.
- Consulte el manual del usuario para interpretar la información mostrada y asegurarse de que el equipo opera dentro de los parámetros normales.
- Utilice un multímetro o un dispositivo similar para verificar que la salida de corriente alterna del inversor coincida con las especificaciones.
- Asegúrese de que todas las conexiones estén bien apretadas y no presenten signos de corrosión.
- Verifique la integridad de los cables y reemplace los que estén dañados.
- Algunos inversores modernos pueden necesitar actualizaciones periódicas para mejorar su rendimiento o corregir fallos.
- Una vez que haya completado la mantención, reconecte el inversor al arreglo fotovoltaico y a la red eléctrica.
- Compruebe que los indicadores luminosos y las pantallas del inversor funcionen correctamente.
- Registre la fecha y los detalles de la mantención realizada, así como cualquier observación relevante.
- Consulte regularmente el manual del usuario para seguir las recomendaciones específicas del fabricante.

d) Protecciones eléctricas

La mantención preventiva de las protecciones eléctricas de un sistema fotovoltaico es esencial para garantizar la seguridad de la instalación. A continuación, se presenta un procedimiento general para el mantenimiento preventivo de protecciones eléctricas:

- Desconecte el sistema fotovoltaico de la red eléctrica y asegúrese de que todas las fuentes de energía estén apagadas.
- Revise todas las protecciones eléctricas, como fusibles, interruptores, pararrayos y dispositivos de protección contra sobretensiones, buscando signos de daño físico, corrosión, o desgaste.
- Compruebe la correcta fijación de todos los componentes.
- Limpie cualquier acumulación de polvo, suciedad o residuos que puedan estar presentes en los dispositivos de protección y en sus alrededores.
- Revise todas las conexiones eléctricas para asegurarse de que estén bien apretadas y no presenten signos de calentamiento o daño.
- Asegúrese de que la continuidad eléctrica sea correcta en todas las conexiones y terminales.
- Si detecta algún componente dañado o que no funcione correctamente, reemplácelo de inmediato.
- Reconecte el sistema fotovoltaico a la red eléctrica.
- Realice pruebas funcionales para asegurarse de que todas las protecciones eléctricas actúen correctamente bajo condiciones normales.
- Mantenga registros detallados de todas las inspecciones y acciones realizadas durante la mantención.
- Anote cualquier observación relevante y programe futuras inspecciones o intervenciones, según sea necesario.

e) Conductores eléctricos

El mantenimiento preventivo de los conductores eléctricos en sistemas fotovoltaicos es crucial para garantizar una operación segura y de máxima transferencia energética. A continuación, se presenta un procedimiento general para la mantención preventiva de los conductores eléctricos.

- Examine los conductores en busca de signos de daño físico, como cortes, abrasiones o mordeduras.
- Verifique que los conductores no estén expuestos a la luz solar directa sin la debida protección UV.
- Verifique que los conductores bajo la cara posterior de los módulos fotovoltaicos estén correctamente ordenados.
- Asegúrese de que los conductores no estén en zonas donde puedan ser dañados por animales, maquinaria o caídas de objetos.
- Verifique que todos los conductores cuya composición sea cable, posean en sus extremos terminales eléctricos aptos para el tipo de sujeción.
- Reapriete todas las conexiones eléctricas para garantizar un buen contacto. Sin embargo, evite un apriete excesivo que pueda dañar los conductores.
- Examine las conexiones en busca de signos de corrosión.
- Compruebe que el aislamiento esté intacto y no presente signos de desgaste, agrietamiento o decoloración.
- Utilice un megóhmetro para medir la resistencia de aislamiento de los conductores eléctricos e identificar posibles fallos en el aislamiento del conductor.
- Asegúrese de que todos los conductores estén correctamente etiquetados según su función y que las etiquetas sean legibles.
- Verifique que los dispositivos de protección contra sobrecorriente, como fusibles y disyuntores, estén dimensionados correctamente para los conductores.

f) Sistema de cableado

El mantenimiento preventivo de las canalizaciones en sistemas fotovoltaicos es esencial para garantizar una distribución segura y proteger los conductores de posibles daños ambientales. A continuación, se detalla un procedimiento general del mantenimiento preventivo para las canalizaciones del sistema fotovoltaico:

- Revise las canalizaciones en busca de signos evidentes de daños físicos, como deformaciones, abolladuras o corrosión.
- Asegúrese de que las tapas y los accesorios estén firmemente colocados y en buen estado.
- Examine las sujeciones y fijaciones para asegurarse de que las canalizaciones estén firmemente sujetas y no presenten movimientos indebidos.
- Reemplace cualquier sujeción o fijación dañada o corroída.
- Verifique que todas las juntas y sellos estén intactos para prevenir la entrada de agua o pequeños animales.
- Si es posible, realice una inspección interna de las canalizaciones para verificar que los conductores estén en buen estado y no presenten signos de daño o corrosión.
- Asegúrese de que no haya objetos extraños o escombros dentro de las canalizaciones.
- Elimine el polvo, escombros o residuos acumulados en las canalizaciones.

- En áreas propensas a la acumulación de agua, asegúrese de que las canalizaciones tengan el drenaje adecuado.

g) Puesta a tierra

El adecuado mantenimiento de la puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos es esencial para garantizar la seguridad de las instalaciones y proteger a las personas y a los equipos frente a descargas eléctricas y sobretensiones, así como para evitar que las partes metálicas que no forman parte del circuito eléctrico queden energizadas. A continuación, se presenta un procedimiento general para la mantención preventiva de la puesta a tierra del sistema fotovoltaico:

- Verifique que todos los componentes de la puesta a tierra (como las varillas, conectores y cables) estén en buen estado y no presenten signos de corrosión o daño.
- Asegúrese de que las conexiones estén firmemente ajustadas y no tengan signos de desgaste.
- Utilice un telurómetro para medir la resistencia de la puesta a tierra. Esto debe realizarse periódicamente para garantizar que la resistencia se mantenga dentro de los límites indicados por el código eléctrico.
- Asegúrese de que todas las partes metálicas del sistema fotovoltaico estén adecuadamente conectadas al sistema de puesta a tierra, por ejemplo, midiendo continuidad entre los marcos de los módulos fotovoltaicos y los rieles.
- Revise todas las conexiones para garantizar que estén ajustadas y libres de corrosión.
- Verifique que los dispositivos de protección contra sobretensiones estén correctamente conectados al sistema de puesta a tierra.

Si detecta problemas recurrentes o un deterioro en el rendimiento del sistema de puesta a tierra, considere implementar mejoras o actualizar componentes para garantizar un desempeño óptimo. Si el valor de resistencia del sistema de puesta a tierra supera el límite superior exigido por el código eléctrico, podría ser necesario reformular el sistema de puesta a tierra, incluyendo más elementos, tratando el suelo para mejorar su conductividad eléctrica o considerando un nuevo sistema de puesta a tierra.

h) Sistema de montaje

El sistema de montaje de un sistema fotovoltaico es fundamental para garantizar la correcta orientación, inclinación y estabilidad de los módulos fotovoltaicos. A continuación, se presenta un procedimiento general para el mantenimiento preventivo del sistema de montaje de un sistema fotovoltaico:

- Examine el sistema de montaje en busca de signos de corrosión, oxidación o deterioro.
- Verifique la existencia piezas sueltas, faltantes o dañadas.
- Compruebe todos los tornillos, tuercas y otros elementos de fijación para asegurarse de que estén bien ajustados.
- Reemplace cualquier elemento que muestre signos de desgaste o corrosión.
- Asegúrese de que el sistema de montaje esté firmemente anclado al suelo o a la estructura subyacente (por ejemplo, el techo).
- Verifique que no exista movimiento indebido o flexión en la estructura cuando se aplica fuerza.

- Elimine escombros, hojas u otros materiales que puedan acumularse en o alrededor del sistema de montaje.
- Limpie las áreas con signos de corrosión y, si es necesario, aplique un protector anticorrosivo.
- Verifique que los módulos fotovoltaicos mantengan la orientación e inclinación adecuadas para maximizar la captación de energía solar.
- Si el sistema de montaje utiliza elementos elásticos (como juntas de expansión, gomas o sellos), compruebe su estado. Reemplace los que estén deteriorados o desgastados.
- Asegúrese de que el sistema de montaje cumpla con las normativas y regulaciones locales en cuanto a resistencia a cargas de viento, cargas de nieve y otros factores relevantes.

Mantenga un registro detallado de todas las inspecciones y acciones realizadas durante el mantenimiento. Esto facilitará la planificación de futuros mantenimientos y ayudará a identificar tendencias o áreas problemáticas.

3.2. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo se refiere a las acciones de reparación o reemplazo que se realizan después de que un equipo o sistema haya presentado una falla o avería, para corregir defectos o problemas específicos.

Características y consideraciones del mantenimiento correctivo:

- Se realiza después de que se haya identificado un defecto o cuando un equipo ha dejado de funcionar correctamente.
- A menudo, este tipo de mantenimiento no se planifica con anticipación y puede surgir repentinamente, lo que puede causar interrupciones inesperadas en las operaciones.
- El mantenimiento correctivo puede ser más costoso que el mantenimiento preventivo, no solo en términos de reparación, sino también debido al tiempo de inactividad, la pérdida de producción o servicio y otras posibles repercusiones indirectas.
- Es esencial determinar la causa subyacente de la falla para evitar que vuelva a ocurrir.
- Dependiendo de la naturaleza del problema, el equipo o componente defectuoso puede requerir reparación o reemplazo completo.
- Dado que se trata de resolver problemas existentes que afectan el funcionamiento normal, las tareas de mantenimiento correctivo suelen ser urgentes y deben abordarse con prontitud.
- Aunque el mantenimiento correctivo es necesario cuando ocurren problemas, las organizaciones a menudo buscan minimizar la necesidad de este tipo de intervención mediante programas sólidos de mantenimiento preventivo.

Fallas típicas

Fallas de los módulos fotovoltaicos

Puntos calientes (Hot-Spots): Son áreas de un módulo fotovoltaico que se calientan más que las zonas circundantes debido a sombreado parcial o permanente, celdas defectuosas o conexiones deficientes. Pueden llevar a la degradación prematura del módulo fotovoltaico o, incluso, a la destrucción del módulo.

Inadecuada ventilación: Si la estructura no permite una adecuada ventilación detrás de los módulos fotovoltaicos, puede haber un sobrecalentamiento, afectando el rendimiento del sistema fotovoltaico.

Degradación inducida por potencial (PID): Pérdida de rendimiento del módulo fotovoltaico causada por tensiones (voltios) entre las celdas fotovoltaicas y la masa (marco de aluminio), lo que lleva a una reducción del rendimiento del módulo.

Deterioro del encapsulante: La degradación del material que encapsula las celdas fotovoltaicas puede llevar a la delaminación, permitiendo la entrada de humedad y causando la degradación de las celdas fotovoltaicas.

Pérdida de adherencia de la hoja trasera: La adherencia se pierde principalmente por una tensión de tracción, producto de torcedura a causa de una incorrecta instalación del módulo fotovoltaico.

Rotura del vidrio frontal: El vidrio protector del módulo fotovoltaico se rompe frecuentemente por: manejo inadecuado, apilamiento de elementos sobre el módulo, vibración presente en el proceso de transporte, tensión de tracción, apoyo de partes del cuerpo en la instalación y mantención, granizo, caídas de ramas o incluso animales.

Corrosión: La humedad puede infiltrarse en el módulo, causando corrosión en las conexiones metálicas y reduciendo su eficiencia.

Microfisuras: Son pequeñas fisuras en las celdas fotovoltaicas, generalmente causadas por tensiones mecánicas, y pueden reducir la eficiencia del módulo.

Fallos en los diodos bypass: Estos diodos están diseñados para evitar que las corrientes inversas dañen las celdas fotovoltaicas cuando una parte del módulo está sombreado. Si fallan, pueden comprometer el rendimiento del módulo fotovoltaico.

Decoloración: El módulo puede decolorarse con el tiempo, lo que indica posibles problemas con el encapsulante o las capas protectoras.

Fallas del Inversor

Error de tensión CC: El inversor podría apagarse automáticamente u operar en modo reposo si el voltaje del *String* o arreglo fotovoltaico está por fuera de su rango operativo.

Sobrecalentamiento: Los inversores pueden sobrecalentarse si no están bien ventilados o si operan en condiciones extremadamente cálidas.

Falla a tierra: Se relacionan con problemas en el sistema de puesta a tierra del equipo, especialmente cuando uno de los conductores activos está en contacto con algún elemento metálico no perteneciente al circuito eléctrico. Algunos inversores incluyen un monitor interno de falla a tierra.

Fallos de comunicación: Estos errores se refieren a problemas con la comunicación entre el inversor y otros dispositivos o sistemas de monitoreo.

Errores de arranque: En ocasiones, el inversor puede tener dificultades para iniciarse, especialmente cuando la tensión está por debajo de la tensión mínima requerida por el inversor para transformar CC en CA.

Desconexión de la red: los inversores a red poseen sistemas de protección, llamados RI, que desconectan el inversor de la red si detectan problemas como variaciones en la tensión o la frecuencia.

Errores internos del Software: Como muchos inversores modernos tienen software integrado, pueden surgir errores relacionados con el firmware o el software del dispositivo.

Degradación y envejecimiento: Con el tiempo, los componentes internos del inversor pueden desgastarse, reduciendo su eficiencia y aumentando la probabilidad de fallos.

Daño físico: Si un inversor sufre daño físico —ya sea por impacto, agua o cualquier otro factor externo— puede fallar o mostrar errores.

Polaridad invertida: Algunos inversores incorporan protección contra la inversión de polaridad. Si el arreglo fotovoltaico se conecta con la polaridad invertida en la entrada de potencia de corriente continua (CC) del inversor, este emitirá una alerta y no encenderá hasta que la conexión se realice correctamente.

Corriente residual: Algunos inversores incluyen protección de corriente residual. El inversor deja de operar cuando detecta un desequilibrio entre la corriente de salida y la de retorno del circuito, lo que puede indicar la presencia de una corriente de fuga a tierra. Estas corrientes representan un riesgo de descargas eléctricas e incendios.

Fallas del cableado y conexiones

Desconexiones: Pueden surgir debido a la fatiga del material, manipulación inadecuada o presión deficiente en los bornes de conexión, provocando interrupciones en el flujo de corriente.

Daño físico: El cableado puede ser susceptible a daños físicos producto de roedores, abrasión, exposición a rayos UV o manipulación externa.

Sobrecalentamiento: Las conexiones flojas o dañadas y los conductores subdimensionados pueden causar puntos calientes, lo que puede resultar en sobrecalentamiento y eventual fallo del sistema.

Corrosión: La exposición a la humedad, productos químicos, ambientes salinos y mezcla de diferentes metales puede llevar a la corrosión de terminales y conexiones.

Arco eléctrico: Puede producirse como consecuencia de conexiones eléctricas sueltas o deterioradas, lo que incrementa el riesgo de incendio.

Problemas de aislamiento: El aislamiento deteriorado o dañado puede exponer al conductor, aumentando el riesgo de cortocircuitos y fallas a tierra.

Incompatibilidad de materiales: Usar diferentes metales en las conexiones puede resultar en corrosión galvánica, afectando la integridad de la conexión.

Tensión mecánica: El cableado puede estar sometido a tensiones mecánicas, especialmente si no está adecuadamente fijado.

Inadecuada protección: La falta de canalización o de sistemas de gestión de cables puede exponer el cableado a daños mecánicos.

Errores de polaridad: Conexión incorrecta de los cables positivos y negativos.

Voltaje inapropiado: Uso de conductores no listados para la tensión del sistema, lo que puede llevar a la degradación acelerada del dieléctrico cable.

Inadecuada gestión del agua: La falta de drenaje, así como el uso de elementos con bajo índice de protección o sellado, puede permitir que el agua se acumule en cajas de conexiones o cerca de conexiones, llevando a la corrosión y a fallos eléctricos.

Fallas de estructura de montaje

Corrosión: Las estructuras —especialmente si no están fabricadas con materiales resistentes a la corrosión— pueden corroerse debido a la exposición al agua, salinidad o productos químicos. Además, dos metales de distinta naturaleza en contacto con un ambiente húmedo podrían sufrir corrosión acelerada.

Desgaste mecánico: Los componentes de la estructura, como tornillos y pernos, pueden aflojarse o desgastarse, comprometiendo la estabilidad del sistema.

Daño físico: La estructura puede sufrir daños debido a factores externos como impactos de objetos, vandalismo o animales.

Sobrecarga: La acumulación de nieve, agua o escombros puede exceder la capacidad de carga de la estructura, causando deformaciones.

Fallo en los puntos de anclaje: Los puntos donde la estructura está anclada al suelo o techo pueden debilitarse o soltarse.

Degradación de materiales: La exposición prolongada a la radiación UV, los cambios de temperatura y otros factores ambientales pueden degradar algunos materiales utilizados en la estructura.

Problemas con la puesta a tierra: La estructura metálica debe estar correctamente conectada a tierra para evitar presencia de descargas directas en contacto humano.

Infiltraciones de agua: Si la estructura está montada a techo, el no sellar las perforaciones podría ocasionar infiltraciones de agua en el edificio.

3.3. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo se refiere a un conjunto de técnicas y métodos que tienen como objetivo predecir cuándo un equipo o componente podría fallar, basándose en el monitoreo y análisis de condiciones de operación, parámetros de funcionamiento y tendencias observadas en el tiempo. La idea principal es realizar intervenciones de mantenimiento solo cuando son realmente necesarias, antes de que ocurra un fallo.

Las principales ventajas del mantenimiento predictivo incluyen:

- Reducción de paradas no planificadas al anticipar fallos, se pueden programar reparaciones evitando interrupciones inesperadas.
- Extensión de la vida útil del equipo al intervenir de manera oportuna, se previene el desgaste acelerado.
- Ahorro en costos al evitar reparaciones urgentes y optimizar el uso de recursos.
- Mejora en la seguridad al detectar

potenciales problemas antes de que se conviertan en fallos graves.

A continuación, se describen algunos de los principales mecanismos y técnicas empleados para el mantenimiento predictivo de sistemas fotovoltaicos:

Análisis termográfico: Mediante cámaras termográficas se pueden detectar puntos calientes en módulos fotovoltaicos, conexiones y componentes del sistema que pueden indicar fallos incipientes, malas conexiones o deterioro de los materiales.

Monitoreo remoto: La mayoría de los sistemas fotovoltaicos modernos están equipados con sistemas de monitoreo que registran y transmiten datos en tiempo real. Estos datos pueden ser analizados para detectar tendencias o cambios en el rendimiento que sugieran posibles problemas.

Inspección de la curva IV: Mediante dispositivos específicos, se puede trazar y analizar la curva voltaje-corriente de los módulos o del sistema completo, permitiendo identificar posibles problemas relacionados con el rendimiento de las celdas.

Medición de la resistencia de aislamiento: Esta técnica detecta posibles fallos de aislamiento en el sistema, lo cual puede prevenir fallos eléctricos.

Vibraciones y análisis acústico: En algunos casos, especialmente con inversores y sistemas de seguimiento solar, el análisis de vibraciones o sonidos anómalos puede ayudar a detectar problemas mecánicos antes de que causen fallos.

Análisis de datos históricos: Comparar el rendimiento del sistema a lo largo del tiempo con modelos predictivos o con sistemas similares puede ayudar a identificar desviaciones que sugieran problemas.

Inspecciones visuales periódicas: Aunque no es una técnica avanzada, la observación directa puede detectar problemas evidentes, como sombreados, daños físicos o desplazamientos de los módulos.

Pruebas de laboratorio: En situaciones donde se sospeche de un deterioro en los módulos, se pueden enviar muestras a laboratorios especializados para realizar pruebas detalladas, como ensayos de envejecimiento acelerado o análisis de degradación.

Al emplear estas técnicas y herramientas en conjunto, es posible llevar a cabo un mantenimiento predictivo efectivo de los sistemas fotovoltaicos, maximizando su vida útil y garantizando un rendimiento óptimo a lo largo del tiempo.

3.4. Protocolo de mantenimiento del sistema fotovoltaico

Objetivo

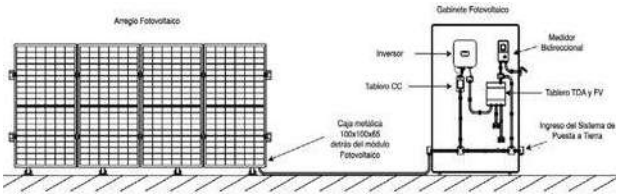
Proporcionar una guía sistemática para el mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación distribuida.

Componentes involucrados

- Estructura de montaje.
- Módulos fotovoltaicos.
- Gabinete.
- Inversor.

- Medidor bidireccional.
- Cables H1-Z2Z2-k Conexiones CC y Conectores MC4.
- Conexiones CA.
- Envolvente, tablero eléctrico y protecciones eléctricas.
- Sistema de puesta a tierra.

Ilustración 3: Componentes del sistema fotovoltaico



Fuente: Ilumin.

Insumos materiales

- Paños de microfibra de 30x30 cm.
- Agua.

Herramientas e instrumentación

- 1 juego de llaves hexagonales.
- 1 llave con medidor de torque.
- 1 amperímetro de tenaza + función voltímetro Cat III 1000 V.
- 1 megóhmetro 1000 V.
- 1 medidor de irradiancia.
- 1 termómetro infrarrojo.
- 1 medidor de puesta a tierra de tenaza (ref. Hioki FT6380-90).
- 1 busca polos CA.
- 1 crimpadora MC4.
- 1 prensa terminal eléctrico.
- 1 ferrulera 0,75 a 6 mm2.
- 1 alicate de punta aislación 1000 V.
- 1 alicate cortante aislación 1000 V.
- 1 alicante universal aislación 1000 V.
- 1 destornillador de paleta aislación 1000 V.
- 1 destornillador de cruz aislación 1000 V.
- 1 pela cables.

Elementos de protección personal

- Par de guantes de trabajo Polycotton.
- Guantes de seguridad de cabritilla cortos con forro.
- Par de guantes clase 0: para tensiones hasta 1 kV.
- Casco clase B – 2.200 V.
- Zapato de seguridad dieléctrico.
- Lentes de seguridad.
- Chaleco dieléctrico multibolsillo.
- Ropa dieléctrica e ignífuga aprobada según norma NFPA 70E - ASTM F-1506.
- Careta facial con protección anti-arco eléctrico (aprobada según norma NFPA 70E - ASTM F-2178).

Acciones previas

Antes de realizar el mantenimiento de los módulos fotovoltaicos, es imprescindible identificar los factores que pueden afectar su desempeño, ya sea por la acumulación de suciedad o por la disminución de su producción de energía. Antes de iniciar las labores de mantenimiento, deberán considerarse los siguientes aspectos:

La complejidad de instalación

Es necesario tomar en cuenta la complejidad de la instalación a la cual se dará mantenimiento porque de esta dependerá el tipo de mantenimiento y la manera de ejecutarlo, las herramientas, el equipo de seguridad y especialmente el tiempo requerido.

Climatología de la zona

Este aspecto ayudará a terminar el tiempo que demandará el mantenimiento al sistema, así como la ropa y equipo que serán adecuados.

Contaminación del área

Hay que tomar en cuenta igualmente los factores contaminantes; es decir, si en el entorno hay muchos químicos, polvos, chimeneas, etc. para elegir las protecciones adecuadas.

Desconectar el sistema

Si durante el mantenimiento se realizará la limpieza de los módulos fotovoltaicos con agua u otro líquido, es imprescindible desconectar previamente el sistema y mantenerlo apagado durante toda la operación de limpieza.

Revisión visual

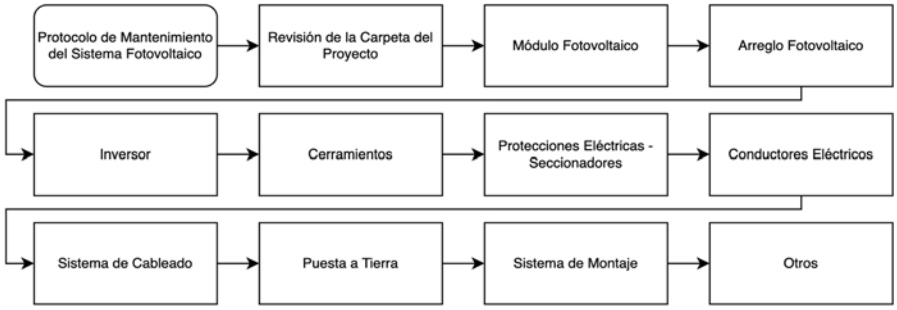
Antes de realizar cualquier tipo de mantenimiento mecánico o manual, se sugiere hacer un seguimiento de revisión visual; es decir, verificar si los elementos del sistema aún se mantienen en buen estado.

Verificar obstrucciones

Parte importante en el mantenimiento es verificar si hay elementos externos que obstruyen la radiación solar hacia los paneles y sugerir qué se debe hacer con ellos; por ejemplo, en el caso de haber árboles será necesario podarlos.

Diagrama de flujo del mantenimiento del sistema fotovoltaico

Ilustración 4: Diagrama de flujo del protocolo de mantenimiento del sistema fotovoltaico



Fuente: Ilumin.

Revisión de la carpeta del proyecto

Para dar inicio al protocolo de mantenimiento es indispensable acceder primeramente a la siguiente documentación:

- Manuales de instalación.
- Planos y diagramas de montaje.
- Especificaciones de la instalación eléctrica existente.
- Memoria descriptiva del sistema fotovoltaico.
- Información sobre garantías y certificaciones.
- Normativas y códigos locales.

Módulo Fotovoltaico

Limpieza de los módulos fotovoltaicos

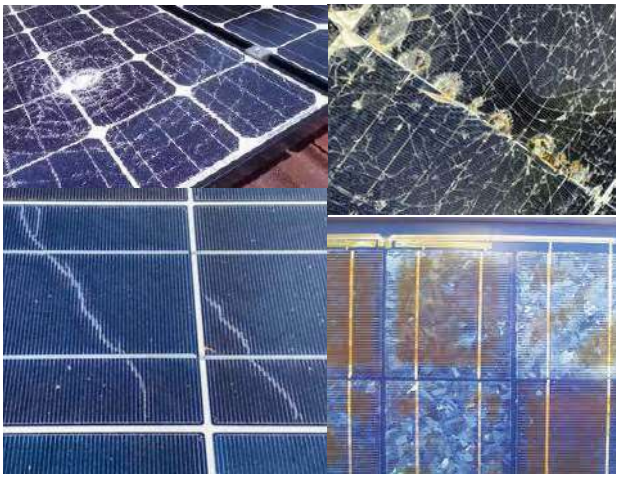
La limpieza debe realizarse con materiales no abrasivos, como un paño de microfibra o una escobilla con cerdas plásticas, utilizando únicamente agua, preferentemente blanda. La superficie visible del módulo fotovoltaico debe limpiarse cuidadosamente para evitar daños. Posteriormente, es importante secarla por completo, ya que la humedad residual puede favorecer la adhesión de polvo, hojas y otras partículas sobre la superficie del módulo.

Nota 1: La limpieza de módulos fotovoltaicos con agua debe evitar choques térmicos debido a cambios bruscos de temperatura. Se recomienda hacerlo a primeras horas de la mañana.

Nota 2: La limpieza de módulos fotovoltaicos requiere una periodicidad planeada en función a las deposiciones ambientales. Mínimamente una vez al mes.

Inspección visual

- Identificar grietas, delaminación, roturas, marcas de quemaduras, micro fisuras o marcas de “snail trails”.

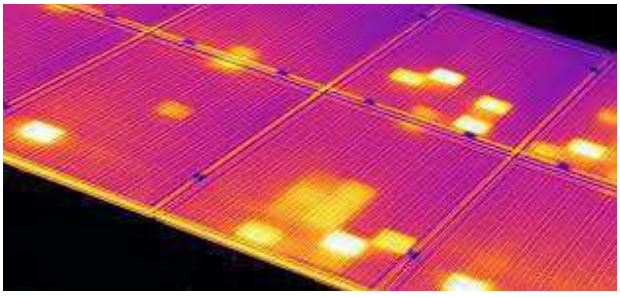


- Identificar la periodicidad de acumulación de suciedad o basura.

- Identificar estado de conectores MC4.

Análisis termográfico

- Identificar presencia de puntos calientes en celdas fotovoltaicas.



- Identificar la presencia de puntos calientes en conexiones eléctricas, incluidas las protecciones de sobrecorriente y diferencial.

Arreglo fotovoltaico

- Quitar basura, insectos o escombros bajo la cara posterior de los módulos fotovoltaicos.
- Identificar posible proyección de sombras en el futuro.
- Comprobar que el VOC no sobrepase la máxima tensión admisible del inversor.

Inversor

- Identificar la existencia de señales de emergencia.

- Revisar la integridad de la carcasa.
- Limpiar con una brocha el polvo al interior del inversor.
- Realizar el reapriete de la tornillería.
- Sí es necesario, realizar la actualización de software.

Envolventes y cerramientos

- Comprobar la accesibilidad de los armarios.
- Identificar la existencia de corrosión en los armarios o gabinetes.

Protecciones eléctricas – seccionadores

- Realizar el reapriete de la tornillería.
- Quitar escombros y polvo.
- Identificar si existe presencia de agua.
- Identificar la existencia de decoloración por quemaduras a causa de arcos eléctricos.
- Comprobar la correcta operación.

Conductores eléctricos

- Comprobar que estén libres de filos y superficies rugosas.
- Cambiar amarras, cables o precintos rotos.
- Verificar la existencia de desgaste del dieléctrico.

Sistema de cableado

- Identificar la existencia de desgaste o corrosión de la canalización.

- Si existiesen, comprobar que las juntas de expansión estén íntegras.

Puesta a tierra

- Realizar prueba de continuidad de puesta tierra entre módulos fotovoltaicos y rieles.
- Realizar medición de resistencia de aislamiento CC.
- Realizar la medición del valor de resistencia del sistema de puesta a tierra.

Sistema de montaje

- Identificar la existencia de corrosión (par galvánico), deformación o rotura.

- Realizar el reapriete de los pernos o prensas.

- Quitar vegetación.

3.5. Descripción de actividades de mantenimiento preventivo de sistemas fotovoltaicos

La tabla siguiente contiene descripciones de actividades de mantenimiento preventivo basadas en la Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos, elaborada en el marco del Proyecto “NAMA: Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile”, implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) (Proyecto “NAMA: Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile”, 2018)

Tabla 1: Actividades de mantenimiento preventivo de sistemas fotovoltaicos

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
											1	*12*	*24*	*48*
1	**Módulos FV**													
1.1	Inspección visual de cambios ópticos	No se detectan indicios de "*Browning*", vidrio empañado, corrosión, decoloración, *hotspots*, delaminación, babas de caracol o burbujas en la superficie posterior de los módulos.	○	○	○	○	X				X			
1.2	Inspección visual de daños mecánicos	No se detectan módulos rotos o marcos doblados.	○	○	○	○	X				X			
1.3	Lámina posterior	No hay daños en la lámina posterior (arañazos, perforación)	○	○	○	○	X					X		
1.4	Radio de curvatura	El radio de curvatura de los cables del módulo respeta las indicaciones del fabricante	○	○	○	○		X				X		
1.5	Acumulación de polvo	No hay micro-sombreado debido al polvo acumulado entre el módulo y las abrazaderas	○	○	○	○			X			X		
1.6	Limpieza del módulo	Los módulos están limpios y no se exceden las pérdidas por suciedad acordadas por contrato	○	○	○	○	X			Depende de las peculiaridades del lugar				
1.7	Tornillos	No hay holgura de los tornillos, los valores de torque son correctos	○	○	○	○		X					X	
1.8	Vegetación	La vegetación alrededor de los módulos no genera efectos de sombreamiento	○	○	○	○		X			X			
1.9	Objetos extraños	Retirar cualquier residuo detrás de los colectores y canaletas tales como plásticos, latas o cartones.	○	○	○	○			X				X	

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
4	**Cableado**													
4.1	Aislamiento	La resistencia de aislamiento del cableado de baja tensión es buena.	○	○	○	○	X			Llevado a cabo continuamente a través del sistema *SCADA*				
4.2	Etiquetado	El contenido de las etiquetas se pueden identificar claramente.	○	○	○	○			X				X	
4.3	Tubos protectores	El estado de los tubos de protección necesarios para proteger los cables de la carga *UV* y de las condiciones ambientales es bueno.	○	○	○	○		X					X	
4.4	Fijación de los cables	La fijación de los cables a las bandejas y/o a la estructura de montaje es buena.	○	○	○	○		X					X	
4.5	Bandejas de cables	El estado de las bandejas de cables es bueno atendiendo a la fijación y el envejecimiento.	○	○	○	○			X					X
4.6	Conectores	El estado de las conectores del cable es bueno en cuanto a la estanqueidad de la conexión, daños mecánicos, humedad, corrosión y exceso de polvo.	○	○	○	○		X				X		
4.7	Bridas de sujeción	El estado de las bridas del cable con respecto a la carga *UV* y la degradación inducida por la temperatura es bueno.	○	○	○	○		X					X	
4.8	Radio de curvatura	El radio de corvatura de los cables es el indicado por el fabricante.	○	○	○	○		X					X	
4.9	Daños mecánicos	El estado mecánico de los cables con respecto a mordedura de animales, cables rotos, cortes y exceso de polvo es bueno.	○	○	○	○	X					X		
4.10	Puntos de coneción	No hay elementos sueltos en los puntos de anclaje.	○	○	○	○	X					X		
4.11	Bucles de inducción	El campo de potencial eléctrico entre los cables +/- es mínimo.	○	○	○	○		X					X	

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
5	Inversor													
5.1	Supervisión mediante SCADA	La revisión de las mensajes de alerta sa realiza periódicamente.	○	○	○	○	X			Esta función se realiza de forma continua.				
5.2	Inspección visual	La inspección visual no detecta decoloración, degradación, polvo y acumulación de suciedad, daños mecánicos, humeded y corrosión de los equipos y conexiones.	○	○	○	○		X				X		
5.3	Humedad	No hay signos de humedad ni dafios debido a condiciones climáticas agresivas.	○	○	○	○	X					X		
5.4	Clase IP	No hay evidencias de envejecimiento ni reducción del grado IP debido a corrosión, acumulación de humedad o condensación.	○	○	○	○	X						X	
5.5	Luces de advertencia	La funcionalidad de las luces de advertencia está asegurada.	○	○	○	○	X					X		
5.6	Verificación de par de apriete	El par de apriete de las conexiones del circuito primario de energía es correcto.	○	○	○	○		X					X	
5.7	Marcas y etiquetas	El estado de las marcas y etiquetas es bueno.	○	○	○	○			X				X	
5.9	Aire acondicionado	La funcionalidad del aire acondicionado o sistema de ventilación es bueno.	○	○	○	○	X					X		
5.9	Toma a tierra	La funcionalidad del sistema de puesta a tierra está asegurado.	○	○	○	○	X					X		
5.10	Resistencia de aislamiente	La medición de la resistencia de alslamiento del circuito de potencia de valores positivos.	○	○	○	○	X			Esta función se realiza de forma continua a través del vigilante de aislamiento.				
5.11	Funcionalidad del dispositivo de protección	La prueba funcional de las interruptores, dispositivo de protección CA, dispositivo de corriente residual (RCD) y protección contra sobretensión, es satisfactoria.	○	○	○	○	X						X	
5.12	Filtros	Las filtros están libres de polvo y se encuentran en buen estado	○	○	○	○	X					X		
5.13	Fijación de los cables	Las conexiones de los cables son firmes y no muestran holgura.	○	○	○	○		X				X		
5.14	Conectoros	El estado de los conectores es bueno y no muestra correxión.	○	○	○	○		X					X	
5.15	Fusibles y seccionadores	El estado de los fusibles y seccionadores es bueno.	○	○	○	○		X					X	

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítica	Importante	Util	Notas	Frecuencia (meses)			
5.16	Paro de emergencia	La funcionalidad del paro de emergencia está asegurada.	○	○	○	○	X						X	
5.17	Contacto de las puertas	La funcionalidad de los contactos de la puerta está asegurada.	○	○	○	○		X				X		
5.18	Actualización del software	El software se actualiza/mejora periódicamente.	○	○	○	○		X		Según el fabricante				
5.19	Revisión del almacenamiento	Los datos a largo plazo y la memoria de errores están disponibles.	○	○	○	○	X					X		
6	**Protección contra rayos y puesta a tierra**													
6.1	Conexión de cables	El estado de los cables on cuanto a integridad y daño mecánico as bueno.	○	○	○	○	X					X		
6.2	Revisión de conexiones atomilladas	Las uniones atormiladas no muestran holgura.	○	○	○	○	X						X	
6.3	Revisión de continuidad y corrosión	La continuidad del sistema de puesta a tierra está asegurada.	○	○	○	○	X						X	
7	**Equipos de medición y contadores**													
7.1	Acceso	El acceso al contador está garantizado.	○	○	○	○	X						X	
7.2	Calibración	La calibración y la verificación de exactitud se realiza periódicamente.	○	○	○	○	X						X	
7.3	Envejecimiento	La protección contra condiciones ambientales agresivas (humedad, calor, productos químicos, etc.) está asegurada.	○	○	○	○		X					X	

Items			No aplica	CX	No OX	Evaluación no posible	Crítico	Importante	Útil	Notas	Frecuencia (meses)			
8	**Sistema de monitoreo y vigilancia**													
8.1	Grabación/ registro de todos los eventos	Toda la información es graba digitalmente y está disponible.	○	○	○	○	X					X		
8.2	Prueba de plausibilidad	Los datos son plausibles.	○	○	○	○	X					X		
8.3	Verificación de la comunicación	La comunicación entre todos los componentes del SCADA está asegurada.	○	○	○	○	X			Comprobación de error de comunicaciones en base diaria. Evaluación complete, incluyendo la simulación de fallas en base anual.		X		
8.4	Actualización del software	El software sa actualiza/mejora periódicamente.	○	○	○	○		X		A medida que las actualizaciones estén disponibles por parte del proveador del SCADA.				
8.5	Conexión con la centralita de seguridad	El contratista está permanentemente disponible por email y telefona.	○	○	○	○	X				X			
8.6	Registro de las valores de medición	Todos los valores de medición se registran en el SCADA (contador de energia).	○	○	○	○	X				X			
8.7	Registro de las valores de PR	Todos los valores de PR se registran en el SCADA y se comparan con los valores esperadas.	○	○	○	○	X				X			
8.8	Monitoreo de la suciedad	Cálculo de las pérdidas debido a la acumulación de polvo en sonas representativas de la planta.	○	○	○	○	X			Estos valores serán comparados con los valores contractuales.	X			
9.3	Sistema de vigilancia	El sistema de vigilancia está operativo y en buen estado.	○	○	○	○	X				X			
9	**Estación meteorológica y celdas de referencia**													
9.1	Mantenimiento de rutina conforme a las especificaciones del fabricante	Se lleva a cabo el mantenimiento de rutina y preventivo de acuerdo con las instrucciones del fabricante.	○	○	○	○	X			Según el fabricante				
9.2	Inspección visual	La inspección visual y detección de defectos no muestra signos de decoloración, degradación, polvo y acumulación de suciedad, daños mecánicos, humedad o corrosión en los equipos y conexiones.	○	○	○	○		X			X			
9.3	Limpieza	Los sensores están limpios y correctamente fijados.	○	○	○	○	X				X			
9.4	Calibración	Los equipos están calibrados	○	○	○	○	X						X	

Items			No aplica	OK	No OK	Evaluación no posible	Crítica	Importante	Útil	Notas	*Frecuencia (meses)*			
10	**Mediciones**													
10.1	Mediciones de tensión de circuito abierto	Mediciones de la tensión de circuito abierto en el 100% de los strings.	○	○	○	○	X			Estas mediciones pueden realizarsa también de forma complementaría en una selección de módulos FV			X	
10.2	Mediciones de corriente de cortocircuito	Mediciones de la corriente de cortocircuito en el 100% de los strings.	○	○	○	○		X					X	
10.3	Mediciones de *curva I-V*	Mediciones de *curva I-V* en el 100% de los strings.	○	○	○	○	X						X	
10.4	Análisis de infrarrojo	Análisis de infrarrojos del 100% de los módulos FV incluidos conectores.	○	○	○	○	X					X		
10.5	Análisis de infrarrojo	Análisis de infrarrojos del 100% de las cajas de combinación.	○	○	○	○	X					X		
10.6	Electro-luminscencia	Análisis de electroluminiscencia en una selección de módulos FV.	○	○	○	○		X				X		
10.7	Degradación del módulo FV	Seguimiento de la degradación del módulo en una cantidad representativa de módulos.	○	○	○	○			X	Las pruebas se realizarán siempre en los mismos módulos.		X		
10.8	Alslamiento	La resistencia de aislamienta de corriente continua supera los límites establecidos.	○	○	○	○	X			Esta medición la realiza el medidor de aislamiento de forma continua, aún así se realizarán pruebas a nivel de *string* cada 24 meses.			X	
10.9	Toma de tierra	El sistema de puesta a tierra es funcional	○	○	○	○	X						X	
11	**Otros**													
11.1	Sombras	Pódar árboles cercanos que puedan proyectar sombras sobre los módulos FV.	○	○	○	○		X					X	
11.2	Objetos extraños	Retirar cualquier residuu detrás de los colectores y canaletas tales como plásticos, latas o cartones.	○	○	○	○			X				X	
11.3	Nidos de aves	Retirar nidos de aves del área del arregio FV o de su estructura	○	○	○	○			X				X	

Fuente: https://www.studocu.com

4. Buenas y malas prácticas en sistemas fotovoltaicos conectados a la red

4.1. Buenas prácticas

Cerco perimetral: Aquellos proyectos fotovoltaicos a nivel piso deberán contar con algún medio de protección que impida el acceso a estas instalaciones de personas extrañas al servicio (SEC, 2020).

Gráfico 35: Cerco perimetral SFV

Fuente: https://www.rbtec.com

Dos personas para el manejo del módulo fotovoltaico: Los módulos fotovoltaicos son elementos muy delicados. Con dos personas maniobrando el módulo fotovoltaico, se tendrá una acción más segura al momento de instalarlos, previniendo golpes y torceduras.

Gráfico 36: Personas instalado el módulo fotovoltaico

Fuente: https://depositphotos.com

Adecuada distancia entre filas de módulosfotovoltaicos:Estaconsideración disminuye la proyección de sombras de una fila de módulos a otra, maximizando la producción de energía. Además, facilita la correcta ventilación de los módulos, evitando sobrecalentamientos que disminuyan su eficiencia. Un buen espaciamiento también simplifica las tareas de mantenimiento.

Gráfico 37: Distancia adecuada entre filas de módulos fotovoltaicos

Fuente: https://www.damiasolar.com

Señalización en los sistemas fotovoltaicos: Ayuda a prevenir accidentes al alertar sobre riesgos eléctricos y proporcionar información clave sobre el sistema. Además, cumple con las normativas que exigen una señalización adecuada. Es vital para informar a servicios de emergencia y al público sobre la presencia y naturaleza del sistema fotovoltaico. En esencia, una señalización adecuada protege, informa y promueve una operación segura y consciente del sistema fotovoltaico.

Gráfico 38: Señalética del sistema fotovoltaico

Fuente: https://generaciondistribuida.minenergia.cl

Correcta distancia entre inversores: Mantener una correcta distancia entre inversores en sistemas fotovoltaicos asegu-

ra una óptima ventilación, previniendo sobrecalentamientos y extendiendo la vida útil del equipo. Esta distribución facilita inspecciones y mantenimientos. Además, al ofrecer un diseño ordenado, se realza la estética del montaje y se deja espacio para futuras ampliaciones.

Gráfico 39: Distancia entre inversores

Fuente: https://www.aforenergy.com

4.2 Malas prácticas

Ejercer fuerza mecánica sobre el módulo fotovoltaico: Apoyarse o pisar los módulos fotovoltaicos puede comprometer su integridad y rendimiento. Estos módulos no están diseñados para soportar cargas concentradas, por lo que esta práctica puede provocar microfisuras en las celdas, afectar el sellado y la capa antirreflejante, o deformar su marco.

Gráfico 40: Fuerza mecánica sobre módulo fotovoltaico

Fuente: https://blogs.udima.es

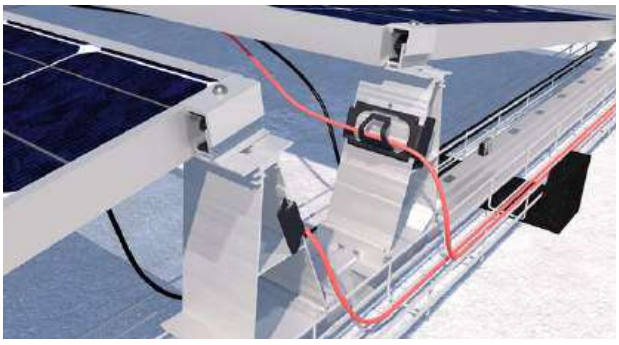
No utilizar todos los elementos de seguridad personal: No utilizar los Equipos de Protección Personal (EPP) durante la instalación de sistemas fotovoltaicos conlleva graves riesgos. Entre estos se encuentran las descargas eléctricas, dado que se trabaja directamente con componentes energizados. Las caídas desde alturas representan otro peligro significativo, especialmente cuando las instalaciones se realizan en techos sin la protección adecuada como arneses. Además, el manejo de módulos fotovoltaicos y herramientas sin guantes puede causar cortes y abrasiones. La exposición prolongada al sol sin la vestimenta y protección facial adecuada puede resultar en quemaduras por radiación UV. Sin el calzado apropiado, los pies pueden sufrir lesiones.

Gráfico 41: Limpieza de módulos sin EPP sobre cubierta inclinada

Fuente: https://materialesecologicos.es

Conductores en contacto con bordes filosos: El contacto de conductores con bordes filosos en sistemas fotovoltaicos puede causar daños significativos al aislamiento, exponiendo el metal conductor. Esta exposición aumenta el riesgo de fallas a tierra y cortocircuitos

Gráfico 42: Conductores en contacto con bordes filosos



Fuente: https://www.energias-renovables.com

Fijación de la estructura en puntos débiles de la techumbre: Un montaje incorrecto puede no solo comprometer la integridad estructural del techo y del propio sistema, sino también facilitar infiltraciones de agua al edificio. Además, esta mala práctica puede reducir la durabilidad del sistema e incrementar el riesgo de fallas eléctricas y estéticas. En situacionesdefuertesvientosocondiciones adversas, la fijación inadecuada puede causar desprendimientos

Gráfico 43: Fijación de la estructura en puntos débiles de la techumbre

Fuente: SOLARPRO.

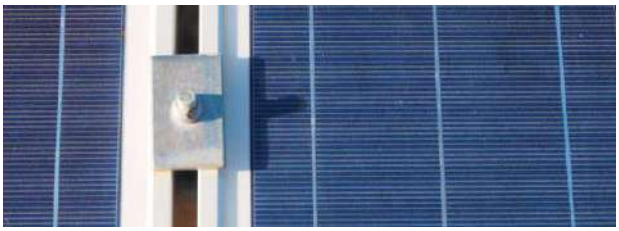
Mal diseño estructural: Puede provocar desprendimientos, especialmente en condiciones climáticas adversas. Asimismo, un diseño inadecuado puede generar riesgos de seguridad para usuarios y técnicos, y conllevar sanciones por no cumplir con las normativas locales.

Gráfico 44: Mal diseño estructural

Fuente: SOLARPRO.

El sistema de fijación proyecta sombras: La proyección de sombras por el sistema de fijación sobre los módulos fotovoltaicos compromete su rendimiento. Estas sombras pueden disminuir significativamente la producción de energía produciendo la formación de puntos calientes, dañando las celdas y acortando su vida útil. Estos problemas no solo afectan la eficiencia, sino que también pueden presentar complicaciones estéticas y de garantía.

Gráfico 45: El sistema de fijación proyecta sombras



Fuente: SOLARPRO.

Proyección de sombras de elementos adyacentes al sistema: Puede disminuir significativamente el rendimiento del sistema fotovoltaico, ya que una pequeña sombra puede impactar el rendimiento global del sistema. Las celdas fotovoltaicas sombreadas pueden generar puntos calientes, reduciendo la vida útil del módulo.

Gráfico 46: Proyección de sombras de elementos adyacentes al sistema

Fuente: SOLARPRO.

Perforación del marco de aluminio del módulo fotovoltaico: Las vibraciones pueden ocasionar microfisuras. Además, al debilitar su integridad estructural, se eleva el riesgo de deformaciones y

pérdida de aislación que pueden permitir la entrada de humedad, afectando el desempeño del módulo y propiciando la corrosión del metal. A nivel eléctrico, se podría comprometer el aislamiento, aumentando el peligro de cortocircuitos. Estas intervenciones también pueden invalidar la garantía proporcionada por el fabricante y afectar la estética del módulo.

Gráfico 47: Proyección de sombras de elementos adyacentes al sistema

Fuente: SOLARPRO.

4.3 Casos de estudio

Tome como base para su análisis los siguientes datos:

El Índice de Calidad del Aire (ICA) y las deposiciones ambientales están directamente relacionados: un ICA alto (mala calidad del aire) indica una mayor concentración de contaminantes (PM2.5, SO2 y NO2) que inevitablemente se depositarán sobre el suelo, agua y ecosistemas a través de deposición seca o húmeda. Un ICA elevado significa alta carga de partículas y gases en la atmósfera. Estos contaminantes no desaparecen; se asientan por gravedad (deposición seca) o son arrastrados por la lluvia (deposición húmeda/lluvia ácida), contaminando el medio ambiente.

a) Caso de estudio 1

Objetivo

Adaptar la Tabla de Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo al contexto climatológico, ambiental y de contaminación de la ciudad de Potosí.

Enunciado:

Como consultor en energía fotovoltaica de generación distribuida, considerando las características ambientales y de contaminación del aire de la ciudad indicada, usted debe adaptar la tabla de descripción de actividades de mantenimiento, tomando como base la calidad de aire en Santiago, donde se elaboró la tabla mencionada.

b) Caso de estudio 2

Objetivo

Adaptar la Tabla de Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo al contexto climatológico, ambiental y de contaminación de la ciudad de Santa Cruz.

Enunciado:

Como consultor en energía fotovoltaica de generación distribuida, considerando las características ambientales y de contaminación del aire de la ciudad indicada, usted debe adaptar la tabla de descripción de actividades de mantenimiento, tomando como base la calidad de aire en Santiago, donde se elaboró la tabla mencionada.

c) Caso de estudio 3

Objetivo

Adaptar la Tabla de Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo al contexto climatológico, ambiental y de contaminación de la ciudad de La Paz.

Enunciado:

Como consultor en energía fotovoltaica de generación distribuida, considerando las características ambientales y de contaminación del aire de la ciudad indicada, usted debe adaptar la tabla de descripción de actividades de mantenimiento, tomando como base la calidad de aire en Santiago, donde se elaboró la tabla mencionada.

d) Caso de estudio 4

Objetivo

Adaptar la Tabla de Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo al contexto climatológico, ambiental y de contaminación de la ciudad de Cochabamba.

Enunciado:

Como consultor en energía fotovoltaica de generación distribuida, considerando las características ambientales y de contaminación del aire de la ciudad indicada, usted debe adaptar la tabla de descripción de actividades de mantenimiento, tomando como base la calidad de aire en Santiago, donde se elaboró la tabla mencionada.

e) Caso de estudio 5

Objetivo

Elaborar una Tabla de Descripción de Actividades de evaluación inicial del Emplazamiento para Sistemas Fotovoltaicos de Generación Distribuida.

Enunciado:

Como consultor en energía fotovoltaica de generación distribuida, considerando las características mencionadas en el apartado 6, usted debe elaborar la tabla de descripción de actividades de evaluación inicial del Emplazamiento para Sistemas Fotovoltaicos de Generación Distribuida.

Webgrafía

Cómo hacer una carta solar
http://www.doyoucity.com/proyectos/entrada/2118

Buenas y Malas Practicas
https://generaciondistribuida.minenergia.cl/sites/default/files/documentos/actualizacion20del20rgr20nb002-2017.pdf

Guía de buenas y malas prácticas de instalaciones fotovoltaicas sobre techos
https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/08/guia-de-buenas-y-malas-practicas-de-instalaciones-fotovoltaicas-sobre-techos.pdf

Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos
https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/08/guia-de-operacion-y-mantenimiento-de-sistemas-fotovoltaicos.pdf

Guía técnica informativa en mantenimiento a sistemas solares fotovoltaicos para generación distribuida
https://www.bivica.org/files/7052_Gu%C3%ADa%20Tecnica%20%20En%20Mantenimiento%20a%20Sistemas%20Solares%20Fotovoltaicos%20para%20Generacion%20Distribuida.pdf

Guía para el funcionamiento y mantenimiento del Sistema Solar Fotovoltaico y la Gestión Eficiente de la Energía en las instituciones educativas
https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/proyectos/Cartilla_I_E_VILLAVICENCIO.pdf

Visita a terreno y requerimientos del cliente
https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/08/Ficha-Visita-a-terreno-y-requerimiento-del-cliente.pdf

Manual de Usuario módulos fotovoltaicos Trina Solar
https://static.trinasolar.com/sites/default/files/ES_01_PS-M-0524_A_User_Manual_Duomax_201706.pdf

Manual de Instalación módulos fotovoltaicos Trina Solar
https://www.trinasolar.com/sites/default/files/ES_PS-M-0022_B_InstallationManual_StandardModule.pdf

Manual de Instalación Módulos fotovoltaicos Jinko Solar
https://www.jinkosolar.com/uploads/JinkoSolar%20Global%20Installation%20Manual_20240814_A1.pdf

Manual de instalación Módulos fotovoltaicos JA Solar
file:///C:/Users/LENOVO/Downloads/JA%20Solar%20Modules%20Installation%20Manual-Single-glass%20Modules.pdf

Manual de instalación Módulos fotovoltaicos Canadian Solar

https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2020/08/Installation_Manual_of_Standard_Solar_Modules_en.pdf

Manual de instalación Módulos fotovoltaicos Bifaciales JA Solar
file:///C:/Users/LENOVO/Downloads/JA%20Solar%20Moudles%20Installation%20Manual-Bifacial%20Double-glass%20Modules-1.pdf

Manual de operación y mantenimiento módulos fotovoltaicos de LONGI
https://static.longi.com/LON_Gi_Operation_and_Maintenance_Manual_ES_V2_0_23d3c3b96e.pdf

Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos
https://www.studocu.com/cl/document/instituto-profesional-iplacex/produccion-limpia/guia-de-operacion-y-mantenimiento-de-sistemas-fotovoltaicos-edicion-2018/151546978

Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos
https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/guia_evaluacion_sistema_fv.pdf

Bibliografía

Brousseau, G. (2023). ***Iniciación al estudio de la teoría de las situaciones didácticas***. Libros del Zorzal.

LED SERVICIO DE LIECHTENSTEIN PARA EL DESARROLLO

LED Servicio de Liechtenstein para el Desarrollo
Obrajes, Calle 7
La Paz – Bolivia
Tel.: (+591-2) 241-9965, 211-2141 Int. 112
www.swisscontact.bo

swisscontact

Swisscontact
Fundación Suiza de Cooperación para el Desarrollo Técnico
Calle 15 de Achumani, esquina Iriarte casa # 5
Tel. +591 (2) 2775566
La Paz - Bolivia
www.swisscontact.bo