



Estado Plurinacional de Bolivia  
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas  
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR (Laboratorio de pruebas a paneles FV -Alemania)

## Condiciones operativas de FV en el Altiplano, Bolivia y sugerencias para adaptaciones de prueba del módulo fotovoltaico

Gestión 2019

MINISTERIO DE  
**ENERGÍAS**

## PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Energías (MEN) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Energías y de las entidades del sector eléctrico.



Implementada por:





**Estado Plurinacional de Bolivia**  
**Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas**  
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR (Laboratorio de pruebas a paneles FV -Alemania)

## **Condiciones operativas de FV en el Altiplano, Bolivia y sugerencias para adaptaciones de prueba del módulo fotovoltaico**

**Gestión 2019**

MINISTERIO DE  
**ENERGÍAS**

## **PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA**

**Entre el:**

**Ministerio de Energías**

Casa Grande del Pueblo Piso 17

Calle Potosí Esq. Ayacucho S/N, Zona Central

**y**

**Deutsche Gesellschaft für Internationale**

**Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto



Implementada por:



**La Paz – Bolivia**

2019

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1	Resumen de incorporaciones para el informe consolidado.....	1
<b>2</b>	<b>CONDICIONES OPERATIVAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL ALTIPLANO EN BOLIVIA</b> .....	<b>2</b>
2.1	General .....	2
2.2	Clima.....	2
2.3	Condiciones especiales.....	4
2.3.1	Cambios de alta temperatura.....	4
2.3.2	Radiación.....	6
2.3.3	Alto contenido de UV.....	7
2.3.4	Suciedad (asentamientos de sal y polvo) .....	9
2.3.5	Recomendaciones de acción para adoptar condiciones de prueba del módulo fotovoltaico .....	9
<b>3</b>	<b>RECOMENDACIONES PARA LA ACCIÓN PARA MEJORAR LA BASE DE DATOS DE FV, CONDICIONES OPERACIONALES</b> .....	<b>17</b>
<b>4</b>	<b>RECOMENDACIONES PARA LA ELECCIÓN DEL TIPO DE MÓDULO</b> .....	<b>21</b>
<b>5</b>	<b>FUENTES</b> .....	<b>23</b>

## **ABREVIATURAS Y LISTA DE SÍMBOLOS**

ASTM	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials)
DIN	Norma Industria Alemana (Deutsche Industrie Norm)
EN	Norma Europea (Europäische Norm)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission)
IEA	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
MST	Prueba de seguridad de materiales (Material Safety Test)
MQT	Prueba de calidad del módulo (Module Quality Test)
P@STC	Potencia determinada en condiciones de prueba estándar (Power determined at Standard Test Conditions )
PV	Fotovoltaica (Photovoltaics)
HR	Humedad relativa (Relative humidity)
TS	Especificación de prueba (Test Specification)
TG	Grupo de tareas (Task Group)
UV	Ultravioleta (Ultraviolet)

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Resumen de incorporaciones para el informe consolidado

PI Photovoltaik-Institut Berlin AG ("PI Berlin") fue solicitado por la "Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit" (GIZ) GmbH, el 2 de noviembre de 2018 para proporcionar una recomendación de acción para adaptar las pruebas de los módulos fotovoltaicos considerando las condiciones en la región del Altiplano en Bolivia. La GIZ está ejecutando actualmente el Programa de Energías Renovables (PEERR) en Bolivia.

Este documento es el primero de dos entregables dentro de este proyecto. Cubre una descripción de las condiciones operativas en la región del Altiplano y recomienda adaptaciones a las pruebas de módulo FV debido a factores como la alta radiación UV a (aprox. 4000 m.s.n.m) y altos cambios de temperatura entre el día y la noche.

La base de datos meteorológicos del Altiplano es relevante para aplicaciones fotovoltaicas en la región. El segundo entregable resume los resultados de este trabajo en una presentación en español.

## **2 CONDICIONES OPERATIVAS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN EL ALTIPLANO EN BOLIVIA**

### **2.1 General**

El Altiplano se encuentra ubicado en el centro – oeste de Sudamérica, es la meseta alta más extensa después del Tíbet, en esta región, los Andes está en su punto más ancho, cubre partes del sur de Perú, norte de Chile y Argentina, pero la mayor parte del Altiplano se encuentra en Bolivia.

Este trabajo se concentra en el área del Altiplano de Bolivia, la altura promedio es de aproximadamente 3750 m.s.n.m. hacia el oeste y noreste está dominado por masivos volcanes de la zona volcánica central, existen 11 volcanes potencialmente activos, es decir que presentan alguna actividad fumarólica, ubicados en Potosí y Oruro, estos son: Parinacota, Sajama, Quemado, Tata Sabaya, Irruputuncu, Olca, Paruma, Ollague, Putana, Uturuncu y Tunupa. Al sur - oeste se encuentra el desierto de Atacama, una de las zonas más secas del mundo, al sur oeste se encuentra la selva húmeda del Amazonas el noreste del altiplano es más húmedo que el área sur - oeste, la última área tiene varias salinas. En la frontera entre Bolivia y Perú se encuentra el lago Titicaca.

Bolivia tiene una población de 11.2 millones de personas y una capacidad instalada de energía eléctrica de 2.3 GW. Actualmente 65.36 MW de potencia fotovoltaica están instalados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), esta potencia instalada corresponde a las plantas fotovoltaicas de Uyuni (60 MW), Yunchará (5 MW), UMSA (50 kW), Viru Viru (315 kW). En sistemas aislados a la red podemos mencionar las plantas fotovoltaicas de Cobija (5.1 MW).

Se encuentra en construcción la planta fotovoltaica Oruro fase I y II que corresponderá a 100 MW que serán conectados al SIN.

En proyectos aislados a la red, podemos mencionar que se tiene proyectado la instalación de las plantas fotovoltaicas, Riberalta (3MW), el Sena (400 kW).

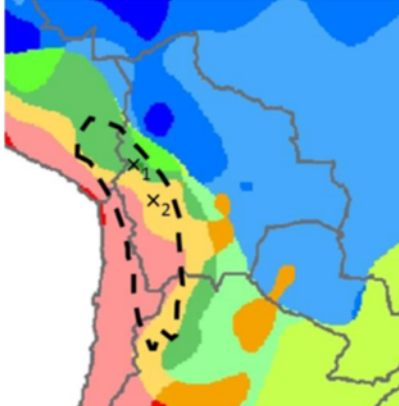
### **2.2 Clima**

El clima es fresco y húmedo a semiárido e incluso árido, con temperaturas medias anuales, varían de 3 °C cerca de la cordillera occidental a 12 °C cerca del lago Titicaca. Las precipitaciones anuales oscilan entre menos de 200 mm al sur - oeste y más de 800 mm cerca y sobre el lago Titicaca. El ciclo diario de temperatura es muy amplio, con temperaturas máximas del orden de 12 a 24 ° C y mínimas del orden de -20 a 10 ° C. La tabla 1 resume la clasificación del clima según Köppen-Geiger [3].



**Tabla 1: Izquierda: Clasificación del clima para las regiones del Altiplano en Bolivia según Köppen-Geiger [3], derecha: mapa de Región del altiplano en boliviano marcada con un círculo circular [4] (Pann: precipitación anual acumulada; Pmin: precipitación de los meses más secos; Psmín, Psmáx, Pwmin y Pwma: valores de precipitación mensual más bajos y más altos para los semestres de verano e invierno; Pth: sequedad umbral en función de Tann; Tann: temperatura media anual cerca de la superficie (2 m); Tmin y Tma; media temperatura de los meses más fríos y cálidos)**

Código	Categoría	Criterios
BWk	Arido, desierto, arido frio	B... Arido , Pann < 10 Pth W... Desertico, Pann < 5 Pth k... frío desertico Tann < 18 °C
BSk	Arido, Estepa, arido frio	B...Arido, Pann <10 Pth S...Estepa, Pann >5 Pth k... Desierto frio < 18 °C
Cwb	Alta temperatura, Invierno Seco, Verano cálido	C...Alta temperatura , -3 °C < Tmin < 18 °C W... Invierno seco Pwmin < Psmín and Psmáx > 10 Pwmin b... Verano cálido Tmax > 22 °C and Tmin > 10 °C
Cwc	Temperatura cálida, Invierno frio, Verano fresco	C... Temperatura calida, -3 °C < T min < 18 °C W... Invierno seco, Pwmin < Psmín and Psmáx > 10 Pwmin c... no (b) y Tmin > - 38 °C



Fuente: Köppen-Geiger

Las temperaturas más frías se producen en la parte sur - oeste del Altiplano durante los meses de junio y julio, que corresponden al invierno austral. El ciclo estacional de las precipitaciones está marcado con la estación de lluvias concentradas entre diciembre y marzo. El resto del año suele ser muy seco, fresco, ventoso y soleado. Las nevadas pueden ocurrir entre abril y septiembre, especialmente al norte, pero no es muy común (entre una a cinco veces al año). Otras fuentes informan de caída de nieve al menos una vez al mes. [2]

La Tabla 2 muestra los valores de la temperatura media (promedio de 24 h) (en °C) y la precipitación (en mm) para dos ubicaciones en el Altiplano (La Paz, x1 y Oruro, x2; también se muestra en la Tabla 1) [5]. Las temperaturas medias difieren muy poco durante el año, pero se pueden ver diferencias cuando miramos valores de 24 h entre temperatura diurna y nocturna, casi todo el conjunto. En determinadas épocas del año las temperaturas nocturnas disminuyen por debajo de 0 °C. El invierno es muy seco. En el verano dependiendo de la ubicación, las precipitaciones son de hasta 80 mm (Oruro) y 130 mm (La Paz) deben considerarse durante estos meses unos pocos días de lluvia.

En términos generales, la humedad de la región es comparativamente baja. Sin embargo, debido a los cambios de temperatura entre la noche y día, la condensación se debe considerar en las regiones más húmedas del norte del Altiplano, región alrededor del lago Titicaca.

**Tabla 2: Temperatura (promedio de 24 horas) y precipitación (promedio mensual) para dos ubicaciones en la región del Altiplano [5] T ... temperatura, x1 y x2 ... ubicaciones representadas en la Tabla 1.**

Weather station	Unit	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
La Paz, T (x <sub>1</sub> )	°C	9.9	9.7	9.8	9.4	8.5	7.3	6.9	7.9	9.0	10.2	10.9	10.4	9.2
La Paz, Rainfall	mm	129.7	105.2	71.9	47.1	13.4	6.1	8.5	14.4	29.3	40.0	50.4	93.4	610.3
Oruro, T (x <sub>2</sub> )	°C	12.8	12.4	12.6	11.3	8.4	6.1	6.0	8.1	10.6	12.8	14.0	13.5	10.8
Oruro, Rainfall	mm	84.7	82.4	63.8	21.0	4.1	2.6	4.0	9.6	16.2	15.3	21.8	74.2	397.9

Fuente: [www.worldclimate.com](http://www.worldclimate.com)

## 2.3 Condiciones especiales

### 2.3.1 Cambios de alta temperatura

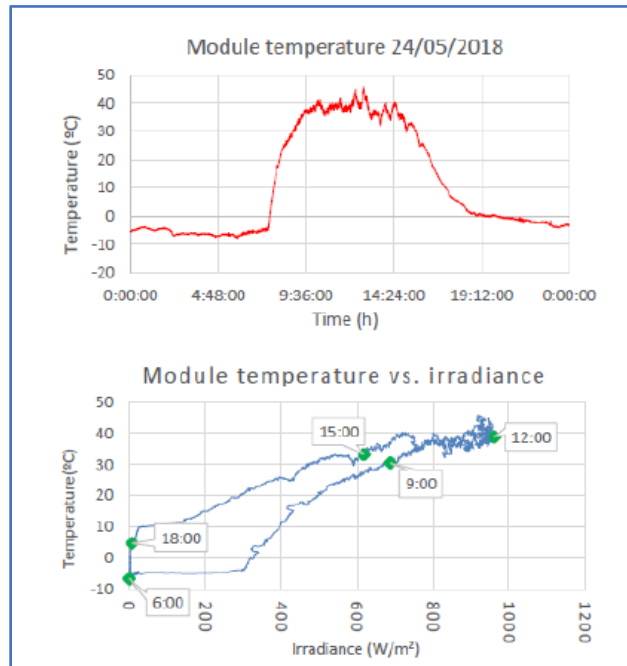
Durante todo el año la temperatura cambia entre la noche y el día de forma considerable. También durante el día los cambios de temperatura son significativos. Especialmente en noches claras el módulo alcanza temperaturas menores a los 0 °C.

Se encontraron ejemplos para la temperatura del módulo determinado en la fuente 6.

La figura 1 muestra la temperatura medida del módulo en función del tiempo (arriba) y en función de la irradiancia (parte inferior), para un día soleado en mayo. El módulo investigado está ubicado en una planta fotovoltaica en El Alto (cerca de La Paz), se puede determinar un gradiente de temperatura de 55 °C durante el día y la noche, existe durante el amanecer una temperatura especialmente alta, y alcanza una tasa de cambio (40 °C / hora). [6] La tasa de cambio en la prueba de ciclos térmicos del IEC 61215 alcanza hasta 60 °C / hora y podría ser un máximo de 100 °C / hora, aquí hay que tener en cuenta que esta prueba incluye también un cierto factor de aceleración. La prueba de ciclos térmicos aborda el estrés de los cambios de alta temperatura y se ofrece una explicación más detallada en el capítulo 5.

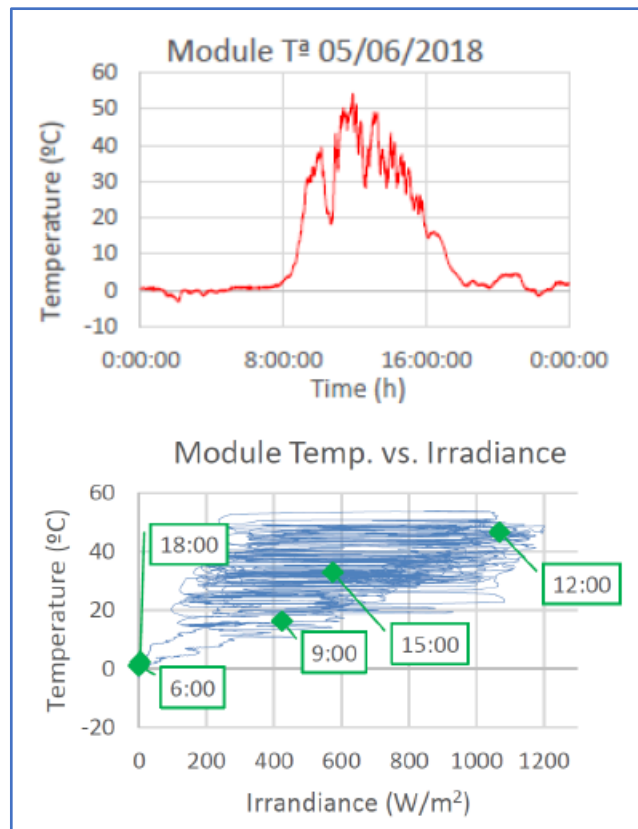
En la figura 2 se muestra un día soleado con intervalos nubosos. Representa la temperatura del módulo de medidas en poco tiempo. En detalle, la velocidad de cambio de temperatura  $m_2$  (pendiente) alcanzó 63 °C/hora, con un cambio de temperatura de 25 °C en 40 minutos. La pendiente  $m_3$  alcanzó un cambio de temperatura de 30 °C durante una hora; este ejemplo muestra que no solo se espera un cambio rápido de temperatura por día (durante la salida del sol) sino también múltiples cambios de temperatura durante el día si ocurren intervalos nubosos.

**Figura 1: Temperatura del módulo medida en función del tiempo (ordenada) y en función de la irradiancia (abscisa) para un día soleado en mayo determinado en El Alto [6].**



Fuente: Elaboración propia

**Figura 2: Temperatura del módulo medida en función del tiempo (ordenada) y en función de la irradiancia (abscisa) para un día soleado con intervalos nublados en junio determinada en El Alto [6]**



Fuente: Elaboración propia

Especialmente los rápidos y grandes cambios de temperatura hacen que los componentes del módulo fotovoltaico se expandan y contraigan. Debido a los diferentes coeficientes de expansión térmica de estos materiales, cambian de tamaño a diferentes velocidades en las mismas condiciones ambientales. Esto crea una tensión de interfaz, un efecto termodinámico que reduce la fuerza de los enlaces entre cada capa del módulo fotovoltaico. Algunos ejemplos son el enlace de soldadura o la fatiga de la cinta, que aumenta la resistencia y disminuye el rendimiento del módulo a una alta irradiancia.

### 2.3.2 Radiación

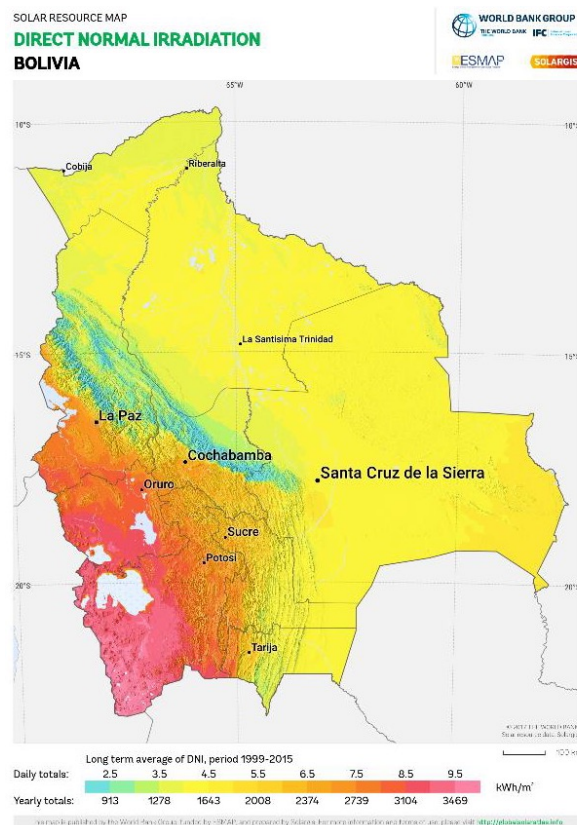
La Figura 3 y la Figura 4 muestran los mapas de irradiación para Bolivia. El primer mapa muestra el directo. irradiación normal (DNI) y el último mapa muestra la irradiación horizontal global (GHI). [7] Para la región del Altiplano, los valores de irradiación son los más altos en Bolivia:

DNI = 2000 a 3470 kWh / m<sup>2</sup> (para sistemas con seguidor solar)

GHI = 2100 a 2700 kWh / m<sup>2</sup>

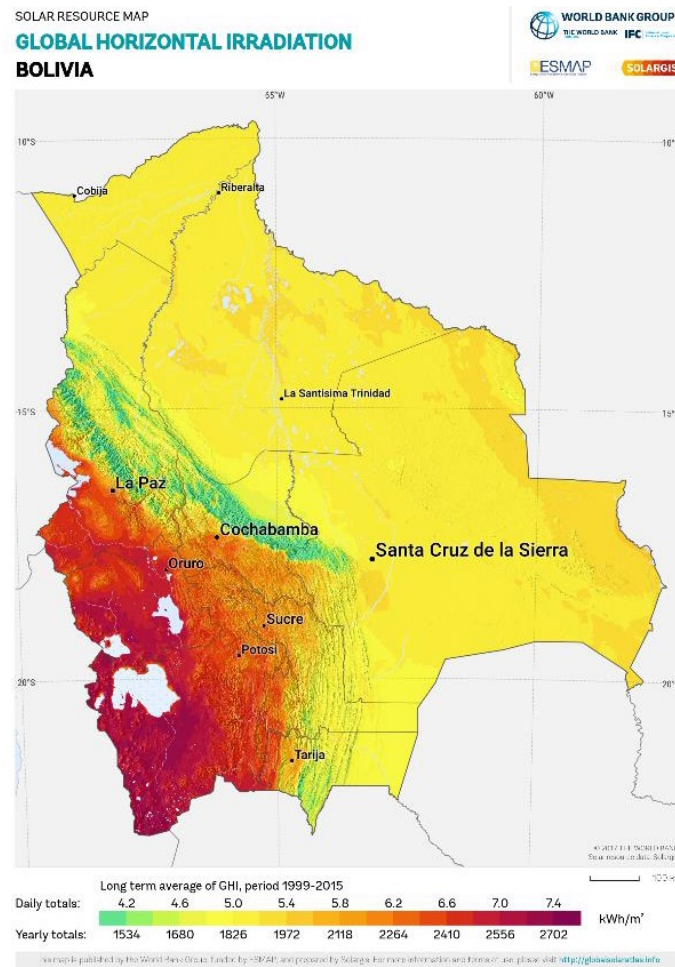
En comparación con Alemania, los valores son 2 a 3 veces más altos. Debido a los altos niveles de irradiación y bajas temperaturas, la potencia de los sistemas fotovoltaicos a menudo se elevará por encima de la nominal. Valores especificados.

**Figura 3: Irradiación normal directa anual para los sistemas con seguidor solar de Bolivia [7]**



Fuente: SOLARGIS

**Figure 4: Irradiación global horizontal anual de Bolivia. [7]**



Fuente: SOLARGIS

### 2.3.3 Alto contenido de UV

La exposición a los rayos UV es un factor de estrés significativo responsable de la degradación del módulo fotovoltaico, varios de los modos de degradación han sido descritos en la literatura:

- Oscurecimiento (browning) de EVA y amarilleo: es la falla de desgaste más importante de los materiales de encapsulación. La decoloración del etileno acetato de vinilo (EVA) como material de encapsulación puede inducir a una pérdida de potencia [33]
- Bajo la luz UV, ciertas formulaciones de EVA pueden producir ácido acético que corroe los enlaces de soldadura [8]. Este efecto conduce a una reducción de la adherencia EVA y la resistencia al corte.
- Las pérdidas ópticas conducen a caídas de potencia.
- La luz UV puede conducir a una reducción de la adhesión de encapsulación y delaminación [8]

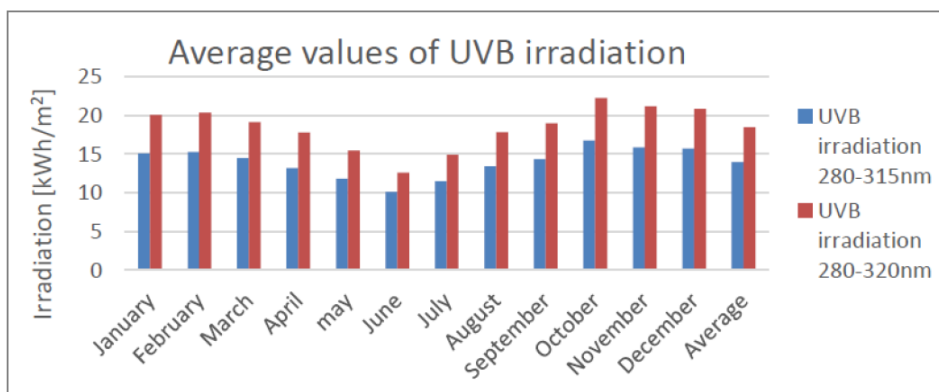
- Si no se toman medidas, la luz UV puede provocar una degradación de las células por un cortocircuito. Estas medidas pueden ser el uso de un vidrio bloqueador de rayos UV o un EVA resistente al oscurecimiento (browning) [8]
- En el caso de la sensibilidad del material, la luz ultravioleta puede provocar parásitos y fotocátalisis, que es básicamente la destrucción de la lámina de respaldo. Esto da como resultado un agrietamiento de la lámina de respaldo y finalmente fallas en el aislamiento y pérdidas de energía [32]
- Los conductores basados en polímeros pueden degradarse bajo la luz UV y, por lo tanto, deben estar protegidos

Los datos medidos para UV de la región del Altiplano se encontraron en la fuente [6], estos datos investigados son de una medición de UVB1 tomada del Sistema Ambiental Yankee en Calamarca (16.54 °S; 68.07 °O, a una altitud de ca. 4000 m.s.n.m) durante los años 2013 y 2018.

La Figura 5 muestra los valores promedio de irradiación de la medición de UVB tomada con dos sensores (gráficos de barras azules de 280 a 315 nm y gráficos de barras rojas de 280 a 320 nm), en las barras rojas se puede observar una irradiación mensual entre 12.5 y 22 kWh / m<sup>2</sup>. La irradiancia para ese período se determinó en 2055 W / m<sup>2</sup>. La irradiación calculada durante una vida útil de 25 años, según la fórmula (4-1) es de 450 kWh / m<sup>2</sup>. Para dar una comparación, la porción de UVB de la prueba de IEC 61215 UV es solo (máx) 1.5 kWh / m<sup>2</sup>, que es solo 1/300 de la dosis de UVB en la vida útil de un módulo en la región del Altiplano. Estos valores ayudan a entender las dimensiones de irradiación UV que prevalecen en el Altiplano y, por otra parte, la norma actual de calificación de módulos fotovoltaicos IEC.

$$9125 \text{ days (in 25 years)} \times \frac{2.055 \text{ W/m}^2 \cdot 24\text{h}}{1 \text{ day}} = 450 \text{ kWh/m}^2$$

**Figura 5: Promedio de radiación UVB medida en la región del Altiplano desde 2013 hasta 2018. El aumento lo más probable es que la irradiación del sensor del gráfico de barras rojas no solo se deba al aumento del rango de medición (solo 5 nm más en la parte UVA) pero tal vez debido a un tipo de sensor diferente y muestra la necesidad de hacer UV precisa mediciones**



Fuente: Elaboración propia

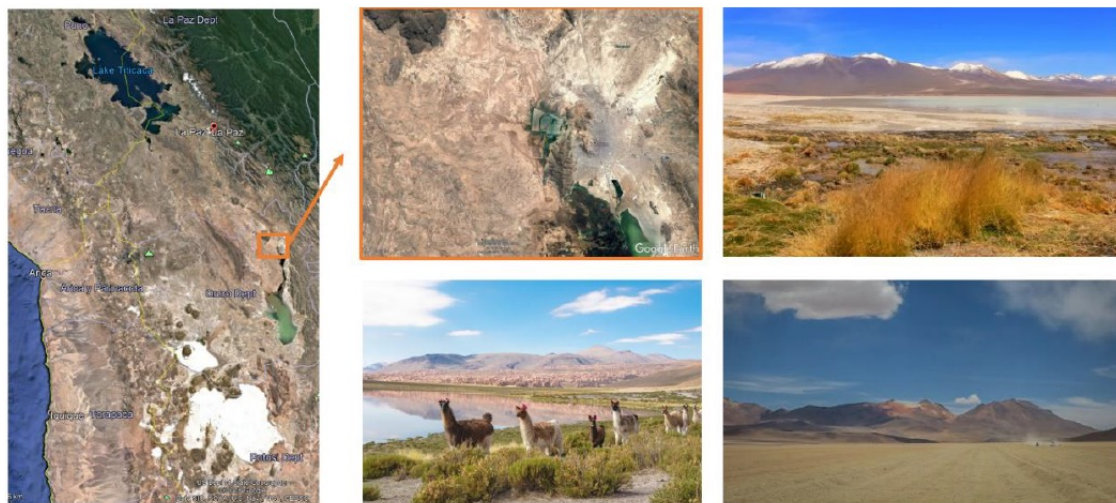


Tenga en cuenta que los niveles de irradiación UV aumentan entre 10 y 12% cada 1000 m.s.n.m., para conseguir una mejor comparabilidad se recomienda determinar también el Índice UV (UVI, que puede detectarse con Radiómetros UVE). [30]

### 2.3.4 Suciedad (asentamientos de sal y polvo)

A partir de imágenes satelitales y fotos de la región, se puede ver que grandes partes de la región del altiplano que no están cubiertas con alta vegetación, sino con plantas que cubren apenas el suelo bajo como se muestra en la Figura 6. Las áreas blancas están cubiertas con salinas.

**Figura 6: Imágenes satelitales de Altiplano y fotos de la región: medio, inferior [10], [11] parte superior izquierda, [12] parte inferior izquierda.**



Fuente: Google Earth

Aún no hay datos disponibles sobre la composición del suelo, el polvo y el potencial de asentamiento de esta región. Se supone que, si el suelo está suelto y liviano, y el viento prevalece, los módulos se ensucian. Debido a las amplias áreas de las salinas es necesario considerar la región como una atmósfera altamente salina con el potencial de cubrir los módulos con asentamientos salados. En combinación con la humedad, esto puede formar una atmósfera altamente corrosiva y conducir a un incremento de las conductividades superficiales.

### 2.3.5 Recomendaciones de acción para adoptar condiciones de prueba del módulo fotovoltaico

La Tabla 3 presenta una visión general de los programas de prueba de aceleración disponibles comercialmente, y presentando las pruebas adicionales que se ofrecen más allá del estándar IEC 61215, incluidas sus características claves y pruebas de longitud.

Todos los programas de prueba están diseñados para un propósito particular, como provocar fallas en el entender de los patrones de degradación,

desafortunadamente no hay un programa de prueba diseñado específicamente para enfatizar los módulos de acuerdo con los requisitos específicos de la región del Altiplano, por lo tanto, debe seleccionarse un enfoque que combine las características relevantes de los programas de prueba disponibles. Se sugiere exigir un programa completo de pruebas basado en las normas IEC 61215 y 61730-2 (ambos 2016) y enmendar este programa de pruebas cuando sea necesario.

En el caso de pruebas UV no se pudo encontrar una prueba apropiada en la literatura que cumpla con la extrema severidad de condiciones UV de la región del altiplano.

Basada en la investigación realizada, hay datos insuficientes disponibles con respecto a las condiciones UV actuales y por lo tanto se requiere más investigación de laboratorio (para verificar las condiciones de prueba relacionadas con las condiciones UV reales) y se recomienda la recopilación de datos (como se describe en el capítulo 6, se debe asumir lo mismo para el estrés del granizo).



**Tabla 3: Programas de prueba acelerados disponibles comercialmente hoy (tomados de la fuente [14] y modificados por la propia investigación)  
(MQT ... Prueba de calidad del módulo, DH: calor húmedo; TC: ciclo térmico; DML: carga mecánica dinámica; UV: ultravioleta; PID: degradación potencial inducida; HF: congelación de la humedad; ML: carga mecánica; BYDT: prueba de diodo de bypass; (× 2): factor que muestra la frecuencia con la que se extiende la duración de la prueba estándar original)**

Nombre del programa	Secuencias de prueba extra	Características clave	Tiempo de prueba (meses)**
Holistico QA [15] [16]	Extensión: DH(x1.5), TC(x2) DML después UV Duplicar el tamaño de la muestra criterios de degradación más estrictos	Extendido IEC 61215 Ed.2	Ca. 4
Tresher[17]	Extendido: PID (x21), TC (x3), HF (X3), DH (x2), UV (x6), ML antes TC/HF	Documentación de la degradación después de cada ciclo de prueba, ayuda a comprender los patrones de degradación	Ca. 6
Demostración de confiabilidad [18]	Extendido: PID (x21), TC (x3), HF (x3), DH (x2) Incluye Medidas Intermedias	Protocolo de prueba robusto y completo	Ca. 6
Iniciativa de durabilidad [19]	PID, UV combinado con DH y extentino, DML, Exterior. Muestra Incrementada de módulos, incluidos medidas intermedias.	Identificar características de desgaste, modos, resultados cuantitativos.	Ca. 6+
Pruebas de falta [20] [21]	Pruebas IEC de falsas, PID extendido alternado PID y TC	Prueba sobre una base comparativa de una manera muy acelerada	>12
Secuencial a largo plazo[22]	Secuencia: DH(x2) TC (x2)+HF(x2)+BYDT	Reacondicionamiento multivariable y variable.	Ca. 12+
PV+Ensayo [23]	PID,DH,ML	Calificación de evaluación	Ca. 4
Clima [24] [25]	Múltiple ensayos no basados en la IEC 62215	Simular condiciones de clima	Ca. 12
Tarjeta de puntuación de fiabilidad[26]	Extendido: PID (x2x2), TC(x4), HF(x3), DH(x2), UV(x3x2), ML ANTES TC/HF	Calificación de evaluación	Ca. 7+

Fuente: Elaboración propia

\* Más allá de IEC 61215: 2005 o IEC 61646: 2008 (ambos Ed. 2. secuencias de prueba)

\*\* Un "+" indica pruebas adicionales en el campo

NREL sugirió en 2013 una "Prueba de Calificación de Módulo FV Plus" donde resume la motivación y la lógica detrás de cada una de las pruebas propuestas basadas en la degradación observada en el campo, la mayoría de los métodos de prueba propuestos se encuentran en proceso de ser adoptados o ya publicados como normas.

Finalmente se presenta una lista de las adopciones de requisitos de prueba para la "Prueba de Calificación de Módulo FV Plus ". La tabla 4 ofrece una visión general de las pruebas de componentes y módulos. Incluyendo el fallo asociado y origen o base técnica para la prueba. [14]

**Tabla 4: Pruebas aceleradas de calificación más pruebas [14] (DH: calor húmedo; TC: ciclo térmico; ML... carga mecánica, DML: carga mecánica dinámica; HI... impacto de granizo, UV: ultravioleta; PID: degradación potencial inducida; HF: congelación de la humedad; ML: carga mecánica; BYDT: bypass prueba de diodo; (× 2): factor que muestra la frecuencia con la que se extiende la duración de la prueba estándar**

Prueba	Falla asociada	Origen o base técnica para la prueba
	Prueba de componentes	
1. Exposición a rayos UV para encapsulantes	La decoloración y delaminación de las fallas observadas y causan la degradación de la energía.	STR y otras compañías han utilizado con éxito esta prueba para seleccionar formulaciones de EVA durante décadas
2. Exposición a rayos UV para laminas posteriores	Se han observado hojas de soporte agrietadas que pueden provocar problemas de seguridad	Los estudios de campo han demostrado fallas en el agrietamiento de la hoja posterior muy por debajo de la vida útil esperada. La exposición solar posterior del albedo puede ser significativa y la fotólisis es un mecanismo de degradación reconocido para muchos materiales, por ejemplo, PET, La prueba UV puede identificar los materiales que muestran este fallo
3. Exposición UV para cables y conectores	Conectores o cables agrietados	En 50520 y borrador para IEC 62852
4. Exposición UV para caja de conexiones	Pérdida de integridad mecánica para caja de conexiones.	En 50548 y borrador para IEC 62790
5. Prueba térmica para caja de conexiones	Diodos de derivación fallidos y degradación térmica de la caja de conexiones y/o encapsulación	Esta es una extensión de una prueba existente para evitar fallas de diodos y cajas de conexiones que se han observado en el campo

Pruebas en módulos		
1. Ciclo térmico	Fuga de soldadura o cinta, generalmente asociada con fatiga térmica; y rotura celular [21].	Esto es parte de IEC 61215. Se sabe que el ciclo térmico identifica esta falla; los estudios de campo y modelos implican que las pruebas más largas pueden ser beneficiosas
2. Carga mecánica dinámica (DML)	Celdas agrietadas que causan puntos calientes y pérdida de potencia.	IEC 62782. Los estudios han demostrado que la combinación de DML y ciclos térmicos puede descubrir este fallo.
3. Prueba de punto caliente mejorada	Calentamiento localizado a partir de condiciones de sombreado parcial.	ASTM E2481 - 06
4. Tensión del sistema (degradación inducida por potencial)	Pérdida de potencia para módulos que operan a una tensión de polarización grande (positiva o negativa)	Método de prueba: IEC 62804; Criterios de aprobación: estudios de correlación de prueba con resultados de campo

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 5 resume las condiciones operativas de la energía fotovoltaica en la región del Altiplano de Bolivia y lo compara con las condiciones estándar de un clima templado según IEC 60721 para los cuales están previstos IEC 61215 e IEC 61730-2 (ambos 2016) (ver columna tres en la tabla).

La cuarta columna en la tabla indica si los datos climáticos requeridos están disponibles al público o no, lo cual es importante para el siguiente capítulo sobre meteorología datos de mediciones. La columna final presenta las sugerencias de acción para adoptar la prueba y condiciones para que las pruebas de los módulos fotovoltaicos respeten las condiciones de operación del Altiplano.

**Tabla 5: Resumen de las condiciones de operación en Bolivia y adopciones sugeridas para las pruebas de módulos (MQT ... Prueba de calidad del módulo, DH: calor húmedo; TC: ciclo térmico; DML: carga mecánica dinámica; UV: ultravioleta; PID: degradación potencial inducida; HF: congelación de la humedad; ML: carga mecánica; BYDT: diodo de bypass prueba; (× 2): factor que muestra la frecuencia con la que se extiende la duración de la prueba estándar original)**

Condiciones de operación	Condición boliviana especial	Comparación a la temperatura del clima	Datos disponibles	A: Prueba prevista en la norma IEC 62215-2016 Y IEC 61730-2 B: Acción para adoptar condición de prueba
Humedad Relativa	30% a 70%	inferior	Si	A: DH MQT 13 B: Lectura provisional después 500h DH, sin adaptación en la duración de la prueba
Precipitación	La Paz: 600 mm/año Oruro: 400 mm/año	Muy bajo para comprar	Si	A: DH MQT 13 B: Sin adaptación
Temperatura (Max. Diaria)	La Paz: 19 °C Oruro: 22 °C	Inferior	Si	A: TC MQT 11, HF MQT 12, DH MQT 13 B: Sin adaptación
Temperatura Min. Nocturna)	La Paz -6% °C Oruro: -10 °C	Comparable	Si	A: TC MQT 11, HF MQT 12 B: Aumentar el número de ciclos de congelación y temperature de humedad (min x2, optimo x3) *; Realizar la secuencia B1 (IEC 61730-2)
Velocidad de cambio de temperatura	Asumido como alto	Mayor	Si	A: TC MQT 11 B: Aumentar el número de cambio de ciclos de temperatura (min x2, optimo x3)

Condiciones de operación	Condición boliviana especial	Comparación a la temperatura del clima	Datos disponibles	A: Prueba prevista en la norma IEC 62215-2016 Y IEC 61730-2 B: Acción para adoptar condición de prueba
Viento, granizo, transporte de nieve	Viento constante (dependiendo de la ubicación) [1]caída de nieve [2]	N/A Dependiendo de la ubicación	No	A: ML MQT 16, impacto de granizo (HI) MQT 17 B: Sin adaptación para el test ML y HL **, pero para la prueba DML (viento y simulación de transporte) acordado según IEC 62782 después DH y antes camino de estrés combinado (UV/TC/HF) Adaptación al granizo **
Irradiación	Extremadamente alto	Mayor	Si	
Irradiación ultravioleta	Extremadamente alto	Mayor	No es suficiente	A: UV MQT 10 B: Incrementar UV dosis (x4) a 60 KWh/m <sup>2</sup> , Incrementar temperature (+20 k to 80 °C) y UV – Irradiancia (300 W/m <sup>2</sup> ) para acelerar; usar secuencia B (IEC 61730-2) con la adaptación anterior; Realice la prueba de materiales en encapsulante, lámina posterior, caja de unión y cable conector. *

Condiciones de operación	Condición boliviana especial	Comparación a la temperatura del clima	Datos disponibles	A: Prueba prevista en la norma IEC 62215-2016 Y IEC 61730-2 B: Acción para adoptar condición de prueba
Sal	La Paz/ Oruro sin datos; Uyuni altas concentraciones de sal	N/A Dependiendo de la ubicación	No	A: No esta dentro del programa de prueba. B: Realice prueba para niebla salina (IEC 61701 Ed. 2) **, y prueba PID (IEC TS 62804-1) paralela a DH (pero solo 500 horas con 85°C, 85% RH y +- voltaje máximo del sistema), usar cuatro ejemplos con dos polaridades cada uno.)
Arena y polvo	Asumido como alto asentamiento de polvo no hay idea para la arena su composición		No	A: No esta dentro del programa de pruebas. B: Realice DIN EN 60068-2-68**
Condiciones combinadas				A: BYDT MQT 18 Punto caliente MQT 09 B: Adoptar prueba del diodo bypass ** Adoptar prueba de punto caliente

Fuente: Elaboración propia

\* No está claro si el aumento de los factores de estrés es suficiente para determinar la idoneidad del Altiplano o no.

Se deben generar más datos. Posteriormente puede requerirse una adopción. Los factores individuales sugeridos aquí, para la dosis (irradiación incluida) (4) y la temperatura (4) se obtiene un factor global de 16.

\*\* Ninguna sugerencia específica es posible debido a la falta de datos; Se deben generar más datos antes de la adaptación. Entonces

Son posibles adaptaciones en función de la ubicación específica (composición de polvo y arena, asentamiento y cementación). potencial).

\*\*\* Aumentar el tiempo de prueba (el tiempo a 75 ° C ± 5 ° C con un flujo de corriente de cortocircuito) de 1 hora a 96 horas, aumentar el tamaño de la muestra a cinco.

### **3 RECOMENDACIONES PARA LA ACCIÓN PARA MEJORAR LA BASE DE DATOS DE FV, CONDICIONES OPERACIONALES**

El siguiente capítulo proporciona ideas generales para mejoras de la base de datos del clima y condiciones relevantes para las operaciones fotovoltaicas. Estas recomendaciones ayudarán a proporcionar una mejor comprensión de las condiciones operativas en la región del Altiplano para refinar las pruebas de módulos recomendadas anteriormente y para verificar el rendimiento de las plantas fotovoltaicas en la región.

- Asegúrese de que las primeras cinco a diez plantas fotovoltaicas con más de 5 MW tengan una estación climatológica (Clase A, alta precisión según IEC 61724-1 [28]), que:
  - Mida la temperatura, humedad relativa, lluvia, velocidad del viento y dirección, irradiación, sensores UV (UVA y UVB), suciedad en los módulos, masa de aire, albedo, contenido de sal.
  - Medir las temperaturas del módulo (seguimiento o no seguimiento, elevación, ángulo del módulo) según IEC 61730-2, MST 21: en el módulo fotovoltaico lámina posterior debajo de una celda central.
  - Asegurar una amplia distribución de medición en toda la región de interés del Altiplano.
- Iniciar una cooperación con las instituciones nacionales de medición de las universidades con estaciones meteorológicas, realizando las siguientes tareas:
  - Analizar los datos de las estaciones meteorológicas existentes.
  - Adaptar estos datos con los datos individuales recogidos del clima, estaciones mencionadas anteriormente que cumplan con la precisión requerida.
  - Iniciar un programa de calibración "round robin"
- Iniciar una fuerte cooperación con el instituto meteorológico de Bolivia para conseguir una base de datos más amplia y confiable para las condiciones operativas de las plantas fotovoltaicas en Bolivia, entrenar y formar para una alta penetración y uso de FV. [27]

Donde existan estaciones meteorológicas, amplíe los sensores de medición para los requisitos fotovoltaicos que se enumeran a continuación, instale pequeños sistemas fotovoltaicos con monitorización, capacidades para aprovechar los conjuntos de datos a largo plazo y adquirir datos del sistema y rendimiento distribuidos en toda la región. Esto también permitirá que operadores de las estaciones meteorológicas comprendan mejor la necesidad de registrar estos datos para sistemas fotovoltaicos.

El estándar relevante para la planificación, montaje, instalación y operación de una estación meteorológica es la IEC 61724-1 (2017). "Esta parte de IEC 61724 describe los equipos, métodos y terminología para el monitoreo del rendimiento y el análisis de la energía fotovoltaica (FV).

Los sistemas abordan los sensores, la instalación y la precisión de los equipos de monitoreo, además de la medición de datos de parámetros medidos y controles de calidad, parámetros calculados, y métricas de rendimiento, además, sirve de base para otras normas que se basan en los datos recolectados." [28]

Un primer resumen de los requisitos se presenta en tabla 6, figura 7 y la tabla 7 muestran una estación meteorológica ejemplar del PI Berlín en Nigeria.

Una clase de sistema A se define por las siguientes características:

- Alta precisión
- Diseñado para sistemas fotovoltaicos a escala comercial
- Incluye un número específico de sensores, incluyendo viento, temperatura del aire, temperatura del módulo y ensuciamiento
- Controles de calidad: calibración antes del uso, calendario de calibración según lo recomendado por fabricante e inspección anual del sistema.

El intervalo máximo de muestreo para irradiancia, temperatura, viento y salida eléctrica es 3 s; para suciedad, lluvia, nieve y humedad 1 min. El intervalo máximo de grabación es de 1 min.

El número de sensores se adaptará en relación con el tamaño del sistema (consulte la tabla 4 de la fuente). [28]).



**Tabla 6: Requisitos técnicos de los sensores para obtener un conjunto de datos amplio y específico de FV (tomado de la fuente [28])**

Parámetro	Tipo de sensor	Incertidumbre / Exsactitud
Irradiancia	Piranómetro (Espectros completos) en una ubicación dividida en irradiación directa y difusa	Estandar secundario para ISO 9060
Ultravioleta	UVA, UVB y UVE (índice UV) en una división de localización para verificar las proporciones UV de UVA, UVB y UV index 1 para fines de referencia; En cada estación meteorológica, elija un radiómetro UVA y UVB combinado	<2% Respuesta de temperatura; <1 tiempo de respuesta (95%) (< 0,2 para UVA) <1,5% desviación de la capacidad de respuesta a 100 W/m <sup>2</sup> debido a cualquier cambio de irradiancia de 0 a 400 W/m <sup>2</sup>
Temperatura de módulo fotovoltaico	Sensor de temperatura	<2 °C
Temperatura Ambiente	Sensores de temperatura (Blindado)	Resolución <0,1 °C Incertidumbre +- 1°C (incluido electrónicos)
Dirección y velocidad del viento	Sensor de viento y veleta	<0,5 m/s para velocidades de viento <5 m/s y <10% de la lectura para velocidades del viento superiores a 5 m/s en dirección del viento 5°
Relación de suciedad	e.g. Polvo de la Zona [29]; o medir a través de la corriente de cortocircuito de un módulo limpio y sucio	Relación de suciedad 100-90% +- el 2% Relación de suciedad 90-80% +- 2 a 4% Relación de suciedad 80-50% +- 5 a 10%
Lluvia / nieve	No es necesario si la suciedad determina como medida para determinar la capacidad de autolimpieza, pero sería un punto de datos adicional y completa el conjunto de datos	
Humedad	Sensor de humedad	±2 % (5 a 95%)
Albedo	Medidor de albedo (mismo piranómetro para medición de irradiancia)	Para irradiancia

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 7: Ejemplo de estación meteorológica y su configuración instalada por PI Berlín  
(las letras se refieren a la Figura 7)**

Configuración de la estación meteorológica (Clase A)		
Sonda meteorológica HC253	Humedad relativa y velocidad del viento	A
Piranómetro CMP11	Irradiación Global Horizontal	B
Transmisor de dirección de viento	Dirección del viento	C
Si-01TC-T	Si – Módulo G inclinado - Derecha	D
Si-01TC	Si – Módulo G inclinado - Izquierda	E
Si-01TC-T	Si – Módulo G Horizontal	F
Si-01TC-T	Temperatura Global	G
Si-01TC-T	Temperatura Módulo	H
Estado de batería	Estado de batería	I
Transmisor de viento	Velocidad de viento	J
Pluviómetro Kalux	Lluvia	K
Módulo Monocristalino	Fuente de alimentación de batería	L

Fuente: Elaboración propia

**Figura 7: Ejemplo de vista aérea de la estación de medición (izquierda), vista frontal (derecha).**



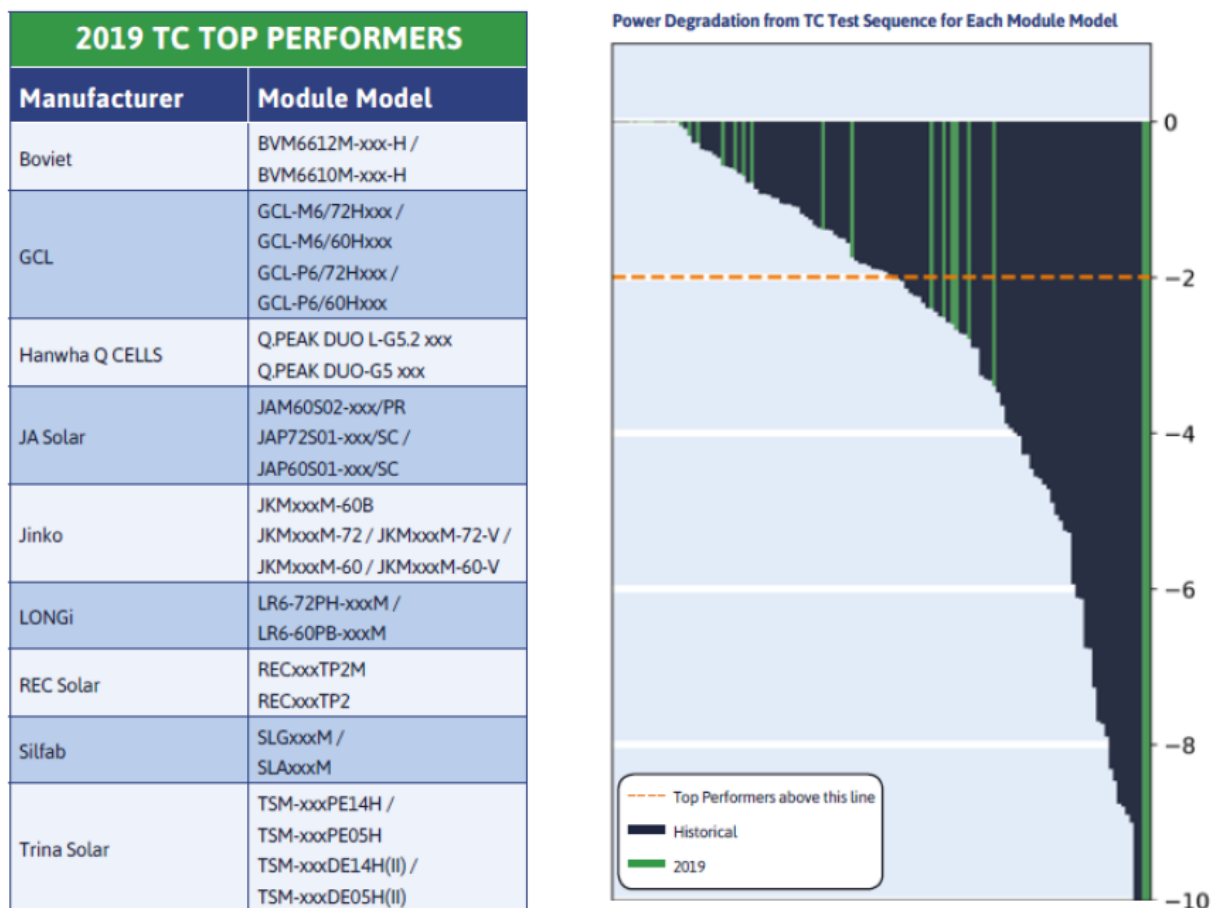
Fuente: PI Berlín

<sup>1</sup> Índice UV: requiere una medición según la norma ISO 17166: 1999 y CIE / S 007 / E-1999 la Radiación UV activa eritema mente que causa daño a la piel humana. Convierte la irradiancia en W / m2. en el índice UV para información de salud pública.

## 4 RECOMENDACIONES PARA LA ELECCIÓN DEL TIPO DE MÓDULO

Una sugerencia para identificar módulos confiables es verificar los datos de prueba disponibles públicamente para diferentes tipos de módulos. DNV GL está realizando un programa anual de calificación de productos para módulos fotovoltaicos (PQP). Tenga en cuenta que los mismos fabricantes eligieron el tipo de módulo y ordenan la prueba dentro del programa. La prueba PQP va más allá de la prueba IEC, p. Ej. 800 ciclos (en lugar de 200) de temperatura, 2000 h (en lugar de 100 h) de calor húmedo y 90 kWh / m<sup>2</sup> UV (en lugar de 15). Identifica el mejor desempeño y el nombre del fabricante y el tipo de módulo. La Figura 8 muestra el mejor desempeño del PQP de 2019 probando el ciclo térmico. El cuadro de puntajes se puede descargar de forma gratuita en internet [35]. [36]

**Figura 8: DNV GL 2019, máximo rendimiento en ciclos térmicos [36]**



Fuente: Elaboración propia

Otra recomendación para identificar el mejor desempeño es verificar las condiciones de garantía del módulo. La garantía del producto varía según el fabricante y el tipo de módulo. Va desde los 5 hasta los 25 años. Además, los fabricantes dan garantía de rendimiento para garantizar que el módulo no pierda más del 10 al 20% de su potencia de salida durante los primeros 25 años de instalación, es una garantía del 80% después de 25 años de vida útil. La mejor garantía encontrada es 92%. Más detalles se pueden encontrar en internet bajo [37].

Declaraciones generales sobre el mejor diseño de módulo no son posibles. Al final, la confiabilidad depende de múltiples factores, como los materiales, la mano de obra y el diseño. Un buen empaque para los módulos de vidrio / vidrio, que incluso se puede mejorar usando una unión cementada para proteger la parte eléctrica, parece ser un buen enfoque. Pero los datos a largo plazo aún no están disponibles. Por otro lado, un módulo protegido muy bueno puede presentar un conector defectuoso o diodo de derivación, lo que también puede llevar a una falla total. Finalmente, la confiabilidad es una cuestión del paquete general que ofrece el fabricante del módulo.

## 5 FUENTES

- [1] ENDE Corporación <http://www.ende.bo>
- [2] Botschaft des Plurinationalen Staates Bolivien in Detschland, <http://www.bolivia.de/bolivien/aalgemeine-datem/>, found on 22.11.2018
- [3] M. Kotttek et.al., ""World Mapo f the Köppen-Geiger climate classification Updated", Meteorologische Zeitschrift, Vol. 15, No. 3,259-263, June 2016
- [4] M.C. Peel et.al., "Updated world mapo f the Köppen – Geiger climate classification". Hydrol Earth Syst. Sci. 11:1633-1644. ISSN 1027-5606,2017
- [5] [www.worldclimate.com](http://www.worldclimate.com)
- [6] C.P. Barea, "operating conditions of photovoltaic solar plants in Bolivia", Master´s tesis, University Paderborn, 2018
- [7] [www.solargis.com](http://www.solargis.com)
- [8] L. Dunn et.al., "Literature Review of the effects of UV, Exposure on PV Modules", NREL PV Module Reliability Workshop, Atonomeztrics Inc. 2013
- [9] Photo of Google Earth Pro
- [10] [http://www. Yearlongtrails.com/wp-content/uploads/2018/04/Bolivia-altiplano .JPG](http://www. Yearlongtrails.com/wp-content/uploads/2018/04/Bolivia-altiplano.JPG),found on 21.11.2018
- [11] [RC\\_OUL\\_WB8Y/Ukkk0DhVPhl/AAAAAAACXM/wePPvZLHgDQ/s600/Bolivia-Altiplano.JPG](http://RC_OUL_WB8Y/Ukkk0DhVPhl/AAAAAAACXM/wePPvZLHgDQ/s600/Bolivia-Altiplano.JPG),found on 21.11.2018
- [12] <http://goodmorningworld.de/wp-content/uploads/2017/02/salar-de-uyuni-tour-640x427.jpg>,found on 21.11.2018
- [13] [www.laenderdaten.info](http://www.laenderdaten.info)
- [14] "Photovoltaic module qualification plus testing"; Kurtz S., NREL; diciembre de 2013
- [15] Jaeckel, B., Krtschil, A., Cunningham, D., Forney, N., Lamothe, C., Nguyen, A., Disser, M., Roth, A., "A New Standard for Holistic Quality Assurance" Presented at 26th European PVSEC, 2011, Hamburg, German, p. 4,A.V. 2.1 34840 – 3490
- [16] Cunningham, D., Jaesckel, B., Roth, A., "A new approach for holistic PV module quality assurance by extended stress testing and production monitoring". Presented at PV Module realibility workshop, 2012, Golden C.O:NREL
- [17] Funcell, A., "the threscher test Crytalline Silicon Terrestrial Photovoltaic Modules Long term Reliability and degradation" Presented at PV Module Reliability Workshop 2012 Golden CO: NREL, [http://www.1eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw12\\_wedsam\\_retc\\_funcell.pdf](http://www.1eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw12_wedsam_retc_funcell.pdf)
- [18] Meydbray, J., "Reliability Demonstration Test "Presented at PV Module Realibility Workshop, 2012, Golden, CO: NREL, <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60169.pdf>

- [19] Meakin, D., "Photovoltaic Durability Initiative (PVDI) a durability Program Providing Reliability and Marketing Leverage" Presented at PV module Reliability workshop, 2012, Golden, CO: NREL, <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60169.pdf>.
- [20] Hacke, P., Terwilliger, K., Glick, S.H. Trudell D., Bosco N., Johnston, S., Kurtz, S., "Test to failure of Crystalline Silicon Modules" Presented at 35 th IEEE PVSC, 2010, Honolulu, HI: IEEE, p. 244-250.
- [21] Mani, G., "Long – term sequential testing (LST) of PV Modules. "Presented at PV Modules Reliability Workshop, 2012, Golden, Co: NREL, [http://www.1eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw12\\_wedsam\\_tuv\\_tamizhmani.pdf](http://www.1eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw12_wedsam_tuv_tamizhmani.pdf)
- [22] Introducing "best of Modules quality assurance" PV magazine (2011:02), 2011 p. 92-107
- [23] Scott, K.P., Zielnik, A., "Atlas 25 plus - long term durability test for PV modules" Presented at PV module Reliability Workshop, 2012, Golden, CO: NREL, [http://www.1eere.energy.gov/pdfs/solar/pdfs/pvmrw12\\_wedsam\\_tuv\\_tamizhmani.pdf](http://www.1eere.energy.gov/pdfs/solar/pdfs/pvmrw12_wedsam_tuv_tamizhmani.pdf)
- [24] Zielnik, A., "PV Durability and Reliability ISSUES" Photovoltaics World (2019); p. 10-14
- [25] A. Riedl, "Photovoltaic Module Durability Testing Program", Atlas Material Testing Technology GmbH, 2010
- [26] T Doyle et.al, "PV Module Reliability Scorecard 2018", DNV GL, 2018
- [27] Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología <http://senahmi.gob.bo>
- [28] IEC 61724 – 1:2017
- [29] Kipp & Zone
- [30] "Global Solar UV Index, A practical guide", World Health Organisation, ISBN 92 4 159007 6, Geneva 2002
- [31] "2019 PV Module Reliability Scorecard", PVEL, 2019
- [32] Gedhardt, P. et. al., "Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field", IEA -PVPS T13-09:2017, May 2017
- [33] Köntges, M. et.al., "Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field", IEA-PVPS T13- 09:2017, May 2017
- [34] IEC 62930 Ed.1.0:2017-12, "Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC"
- [35] <https://www.dnvgl.com/news/2019-pv-module-reliability-scorecard-ranks-manufacturers-with-independent-test-data-149358>, found 16.07.2019
- [36] 2019\_PVEL\_2019-PV-Modules\_Reiability\_Scorecard.pdf
- [37] <https://news.energysage.com/shopping-solar-panels-pay-attention-to-solar-panels-warranty/>, found 16.07.2019

Título:	Condiciones operativas de FV en el Altiplano, Bolivia y sugerencias para adaptaciones de prueba del módulo fotovoltaico
Autor(es):	PI-Photovoltaik Institut Berlin AG
Ejecutado por:	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Programa:	Programa de Energías Renovables (PEERR)
Programa Nø:	15.2035.2-001.0
Gestión:	2017

1. La elaboración de este documento es apoyado por la Cooperación Alemana a través de la GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GmbH) y su Programa de Energías Renovables (PEERR).
2. Se autoriza la reproducción total o parcial del presente documento sin fines comerciales y citando adecuadamente la fuente, previa autorización escrita del Ministerio de Energías.

#### Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central  
Teléfono: 2188800  
[www.minenergias.gob.bo](http://www.minenergias.gob.bo)

#### Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza  
Teléfono: 2188800

#### Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo  
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH  
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto  
Casilla 11400  
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)  
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto  
La Paz, Bolivia  
T +591 (2) 2119499  
F +591 (2) 2119499, int. 102  
E [johannes.kissel@giz.de](mailto:johannes.kissel@giz.de)  
[www.giz.de](http://www.giz.de)

#### Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn  
Dahlmannstraße 4  
53113 Bonn, Germany  
T +49 (0) 228 99 535 -0  
F +49 (0) 228 99 535-3500  
[poststella@bmz.bund.de](mailto:poststella@bmz.bund.de)  
[www.bmz.de](http://www.bmz.de)

BMZ Berlín  
Stresemannstraße 94  
10963 Berlin, Germany  
T +49 (0) 30 18 535 - 0  
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

