



**CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DE ESTUDIOS
AVANZADOS DEL INSTITUTO POLITÉCNICO
NACIONAL**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ELECTRÓNICA DEL ESTADO SÓLIDO

“Análisis Técnico Financiero de Sistemas Fotovoltaicos”

TESIS

Que presenta:

MARIO GERARDO MOHEYER MUÑOZ

Para obtener el grado de

MAESTRO EN CIENCIAS

EN LA ESPECIALIDAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Director de Tesis:

DR. YASUHIRO MATSUMOTO KUWAHARA

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre, por ser Winter para mi Bigby Wolf, Elinor Lytton para mi Damon Baird, así como Cornelia y Raksha para mí y mi hermano.

Agradezco a mi abuela por ser el abate Faria de mi Edmundo Dantés y el tío Iroh de mi príncipe Zuko.

Agradezco a mi familia y amigos por prestarme sus oídos y apoyarme con sus consejos.

Agradezco a mi asesor, mis profesores y todo el personal del Cinvestav por brindarme su tiempo, su conocimiento y su paciencia.

Agradezco particularmente a mis sinodales, el Dr. René Asomoza Palacio y el Dr. Felipe Gómez Castañeda por apoyarme en una etapa tan importante de mi carrera.

Agradezco finalmente al CONACyT por hacer de mecenas para el presente trabajo.

CONTENIDOS

Resumen	1
Abstract.....	2
1. Análisis de los sistemas fotovoltaicos.....	3
1.1 Introducción y conceptos básicos de energía solar	3
1.2 El efecto fotovoltaico	8
1.3 Los convertidores fotovoltaicos.....	11
1.4 Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.....	16
1.4.1 Requerimiento energético	17
1.4.2 Requerimiento geométrico	17
1.4.3 Requerimientos para el diseño eléctrico	18
2. El fenómeno del Soiling	20
2.1 Medición del Soiling	21
2.2 Remoción del Soiling.....	23
2.3 Prevención del Soiling.....	28
3. Análisis financiero de sistemas FV	33
3.1 La tecnología FV en comparación con otras formas de generación.....	35
3.1.1 Optimización del LCOE	37
3.1.2 Almacenamiento de energía	45
4. El sistema fotovoltaico en CINVESTAV Zacatenco.....	51
4.1 Monitoreo del Sistema	52
4.2 Soiling en el SFV analizado	54
4.3 Lluvia en el SFV analizado.....	55

4.4 Comportamiento anual del sistema	60
4.5 Comparado con otro SFV	63
4.6 Comparado con las necesidades energéticas de Cinvestav Zacatenco	65
5. Conclusiones	68
6. Recomendaciones	70
Referencias.....	72
Anexos	80

RESUMEN

La tecnología fotovoltaica genera energía eléctrica sin consumir combustible ni producir emisiones contaminantes, a la vez que permite su acceso a localidades apartadas de la red eléctrica convencional. El fenómeno del soiling son los contaminantes que se alojan sobre la superficie de los paneles solares y reducen la cantidad de energía eléctrica producida. Las zonas de clima árido son las que más radiación solar reciben y también las que presentan mayor proclividad a la deposición de partículas. De tal forma, la prevención y remoción del soiling representa un incremento en el valor de inversión de un sistema fotovoltaico.

La generación de energía por distintos medios se compara con una serie de indicadores económicos entre los que destacan el *Costo nivelado de electricidad* (LCOE) y *Costo nivelado de almacenamiento* (LCOS) que representan respectivamente el costo de producción y almacenamiento por unidad energética. En ambos casos las tecnologías fotovoltaicas se encuentran actualmente en niveles competitivos con las tecnologías de generación convencionales.

En el sistema fotovoltaico de Cinvestav Zacatenco se midieron los valores de radiación y producción energética durante los años 2019 y 2020. Tras un mes de acumulación de soiling, el sistema redujo su factor de desempeño aproximadamente en un 10%. Por otra parte, tras dos días de lluvia en la localidad del sistema, con lo que los paneles se limpiaron casi por completo, el desempeño se incrementó en más de un 22%.

Se tomaron en cuenta los datos de consumo eléctrico de Cinvestav para analizar la viabilidad como inversión del sistema fotovoltaico y calcular la conveniencia de instalar más paneles solares en el terreno de la institución. Se determinó que el Cinvestav puede reducir a la mitad su gasto por consumo eléctrico si instala sistemas similares al actual sobre todos sus edificios y estacionamientos. Adicionalmente, se espera que la inversión inicial que el sistema representó se vea cubierta tras 15 años de funcionamiento, los que cumplirá en 2027 y tendrá aún más de 10 años de vida útil.

ABSTRACT

Photovoltaic Technology produces energy without consuming oil or producing pollutants in site, all while providing electric power to areas with no access to the standard electric net. The term soiling applies to all contaminants which adhere to the panel's surface and reduce the energy output.

The areas with dry climate receive the most sun radiation, but also have the highest presence of soiling particles in the air. Thus, soiling prevention and removal increases the economic value of a Photovoltaic system.

Energy generation across different methods is compared via economic factors such as Levelized Cost of Electricity and Levelized Cost of Storage, which represent average costs per energy unit. In both cases, photovoltaic technologies are in a competitive level when compared to conventional means of energy generation.

The irradiance and energy output were measured in the photovoltaic system in Cinvestav Zacatenco during the years 2019 and 2020. After a month of soiling accumulation, the performance ratio reduced approximately 10%. Meanwhile, two rainy days in the system's site, which removed almost all the soiling, increased the performance over 22%.

The electrical consumption in Cinvestav Zacatenco was considered in the analysis of the systems economic viability, as well as the advantages of installing more solar panels in the institute grounds. It was calculated, that Cinvestav can halve its electric bill by installing similar technology to the panels currently in operation over all of its buildings and parking areas. Additionally, the system is expected to cover the required initial investment after 15 years of operation, that is, in 2027. Afterwards, the system will still have more than 10 years in its lifespan.

1. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1.1 Introducción y conceptos básicos de energía solar

Un Sistema Fotovoltaico (SFV) es la conjunción de un generador FV y un grupo de dispositivos eléctricos-electrónicos que permiten controlar y transformar la energía eléctrica producida por la tecnología fotovoltaica (TFV) para su consumo por el usuario.

Un SFV es una opción excelente para la generación de electricidad en lugares apartados de la red eléctrica convencional (REC). Los sistemas alimentados exclusivamente por sistemas fotovoltaicos se denominan auto sustentados (SFV-A). Si hay más de una fuente de energía eléctrica el sistema se denomina *híbrido* y puede ser cualquier combinación de módulos FV con generadores hidráulicos, eólicos, una conexión a la red eléctrica convencional, etc.

Las ventajas de un SFV son las siguientes:

- Nulo consumo de combustible
- Nula producción de contaminantes al ambiente
- Nula producción de ruido
- Nulo mantenimiento mecánico
- Funcionamiento automático
- Mínimo mantenimiento
- Naturaleza modular, de modo que se instalan solamente los paneles que necesita cada aplicación
- Se aprovecha un superávit de energía sin inducir un desbalance en el ciclo natural energético

La energía del Sol llega a la Tierra en forma de ondas electromagnéticas con longitudes onda λ desde 0.2 μm hasta 2.6 μm . La energía que portan los fotones que

componen dicha luz dependen de su λ dada en μm de acuerdo con la siguiente ecuación, donde E_{ph} está dada en eV:

$$E_{ph} = \frac{1.239}{\lambda} \quad (1)$$

La energía radiante que atraviesa una superficie S por unidad de tiempo se denomina irradiancia y se representa con la letra G. La irradiancia recibida fuera de la atmósfera considerando constante la distancia del Sol a la Tierra es llamada constante solar G_{Sol} y su valor estándar de acuerdo con la NASA [1] es de $G_{Sol} = 1,360.8 \pm 0.5 \frac{W}{m^2}$.

La irradiancia que llega a la superficie de la Tierra es menor a G_{Sol} debido a la masa de aire en la atmósfera. Adicionalmente la irradiancia que recibe un receptor, denominada global, presenta dos componentes: Irradiancia directa, que llega sin sufrir cambios de dirección; e irradiancia difusa, que consta de la radiación refractada y reflejada proveniente de la bóveda celeste.

La irradiancia global se mide con un piranómetro, la irradiancia directa se mide con un pirheliómetro. Para medir la irradiancia difusa se puede implementar un piranómetro con un objeto opaco bloqueando la parte cenital o la incidencia directa al aparato.

Se ha determinado que, en condiciones óptimas, es decir en un día claro, sin partículas suspendidas, con el Sol en el cénit y a nivel del mar, un captador recibe una irradiancia directa ligeramente menor a 1000 W/m^2 . Este valor es el pico de radiación solar G_p .

La cantidad de irradiancia acumulada durante un período se denomina irradiación solar, medida comúnmente en las siguientes unidades:

$$1 \text{ Langley} = 1 \text{ cal/cm}^2\text{h} = 3.687 \text{ Btu/ft}^2\text{h} = 11.63 \text{ Wh/m}^2$$

El conjunto de valores de irradiación en un periodo dado de tiempo se conoce como el Recurso Solar de una localidad dada y tiene las unidades J/m^2 .

Si se divide el valor de irradiación de un lugar a lo largo de día completo entre el pico de irradiancia de 1000 W/m^2 se obtiene el equivalente a la cantidad de horas pico que recibe la zona en cuestión. En el caso de México se cuenta con un recurso solar considerable, cuyo valor promedio de 5 kWh/m^2 equivale de 5 horas pico en toda la república [2].

El recurso solar de una localidad se expresa en promedios diarios, mensuales, por estación o anuales. Las unidades más comúnmente usadas son las siguientes:

$$1 \text{ kWh/m}^2 = \text{Langley}/85.9 = 316.96 \text{ Btu/ft}^2 = 3.6 \text{ MJ/m}^2$$

En los siguientes sitios se pueden encontrar datos de radiación solar:

- World Radiation Data Center; sitio <http://wrdc.mgo.rssi.ru/>
- NASA: Surface Meteorology and Solar Energy; <https://power.larc.nasa.gov/>
- National Renewable Energy Laboratory, NREL Geospatial Data Science; www.nrel.gov/gis/solar.html
- Servicio SoDa (Solar Radiation Data); <http://www.soda-is.com>
- Estaciones Meteorologicas Automaticas (EMAS) del Servicio Meteorologico Nacional; <https://smn.conagua.gob.mx/es/>
- Inventario Nacional de Energias Renovables, Secretaria de Energia (SENER); <https://dgel.energia.gob.mx/inel/>
- Software; Meteonorm; <http://www.meteonorm.com>

Dado que el eje de rotación de la Tierra está inclinado aproximadamente 23.5° con respecto al plano elíptico de traslación, un observador sobre la superficie de la Tierra verá que el Sol se declina en un ángulo que varía de 23.5 a -23.5 a lo largo del año. Éste ángulo se denomina declinación solar δ .

Un observador situado en el hemisferio norte a una latitud L observa al Sol declinado hacia el sur con un ángulo α llamado altura solar determinado por la siguiente ecuación:

$$\alpha = 90^\circ - L + \delta \quad (2)$$

Si β es el ángulo de la superficie del captador con la horizontal como se muestra en la Figura 1, e i es el ángulo de incidencia de los rayos sobre dicho captador a partir de su perpendicular, el valor del ángulo i se ve reflejado en la siguiente ecuación:

$$i = |(L - \beta) - \delta| \quad (3)$$

Un captador reciba mayor irradiancia entre más cercanos a un ángulo perpendicular es a aquel con que inciden los rayos del Sol. En el caso óptimo, si $i = 0$ entonces:

$$\delta = L - \beta \quad (4)$$

Actualmente existen programas de dominio público para calcular la trayectoria solar en un sitio de latitud y longitud dados.

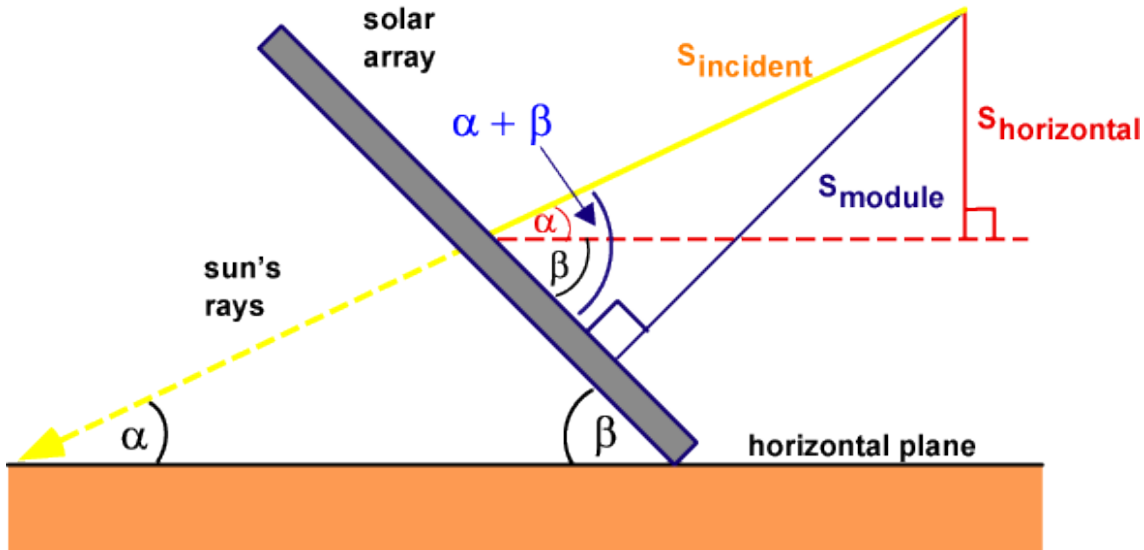


Figura 1. Ángulo de incidencia sobre un captador solar [3].

Se debe evitar que se proyecten sombras sobre los captadores. Si la altura solar del sitio de instalación es α , al hacer un barrido visual de este a oeste con un ángulo α alrededor de la línea de referencia no deben verse obstáculos frente a los captadores.

Similarmente, al instalarse un arreglo fotovoltaico (AFV), se debe evitar que éstos proyecten sombras entre sí. En el hemisferio norte la altura solar es mínima el 21 de diciembre al medio día solar y está dada por la siguiente ecuación:

$$\alpha = 90^\circ - |L - \delta| \quad (5)$$

De modo que la distancia mínima entre captadores de longitud L_{Capt} debe ser la siguiente:

$$D = L_{Capt} \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right) \quad (6)$$

La Figura 2 ilustra la sombra máxima proyectada entre captadores.

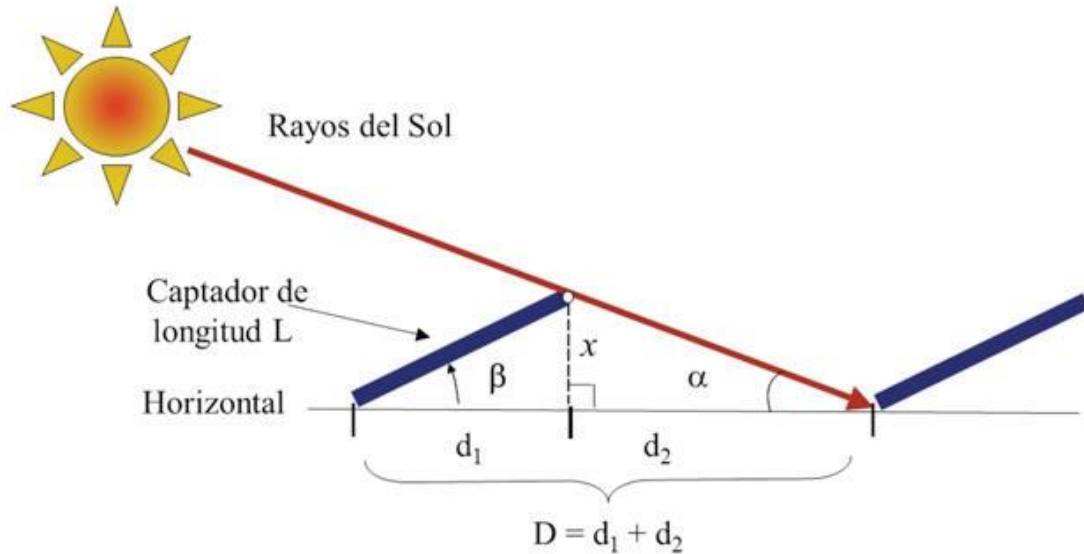


Figura 2. Espaciado mínimo entre captadores [2].

Un captador fijo recibe la máxima radiación al momento del mediodía solar, por lo que su ángulo de inclinación respecto a la horizontal debe ser igual a la latitud de su ubicación.

Para maximizar la captación diaria se debe implementar un sistema mecánico que siga al Sol durante el día. Esto puede incrementar hasta en un 30% la irradiación recibida [2], mientras que la combinación de un eje de seguimiento con módulos bifaciales incrementa la captación en un promedio de 35% [4].

Adicionalmente, la captación anual puede ser máxima al implementar un segundo eje de movimiento que cambie cada día la dirección azimutal. Un captador con dos ejes puede lograr hasta 60% más irradiación que uno fijo [2]. En la Figura 3 se muestran 4 esquemas de módulos FV: A) soporte de ángulo fijo, B) horizontal con un eje de seguimiento, C) inclinado con un eje de seguimiento y D) seguimiento en dos ejes.

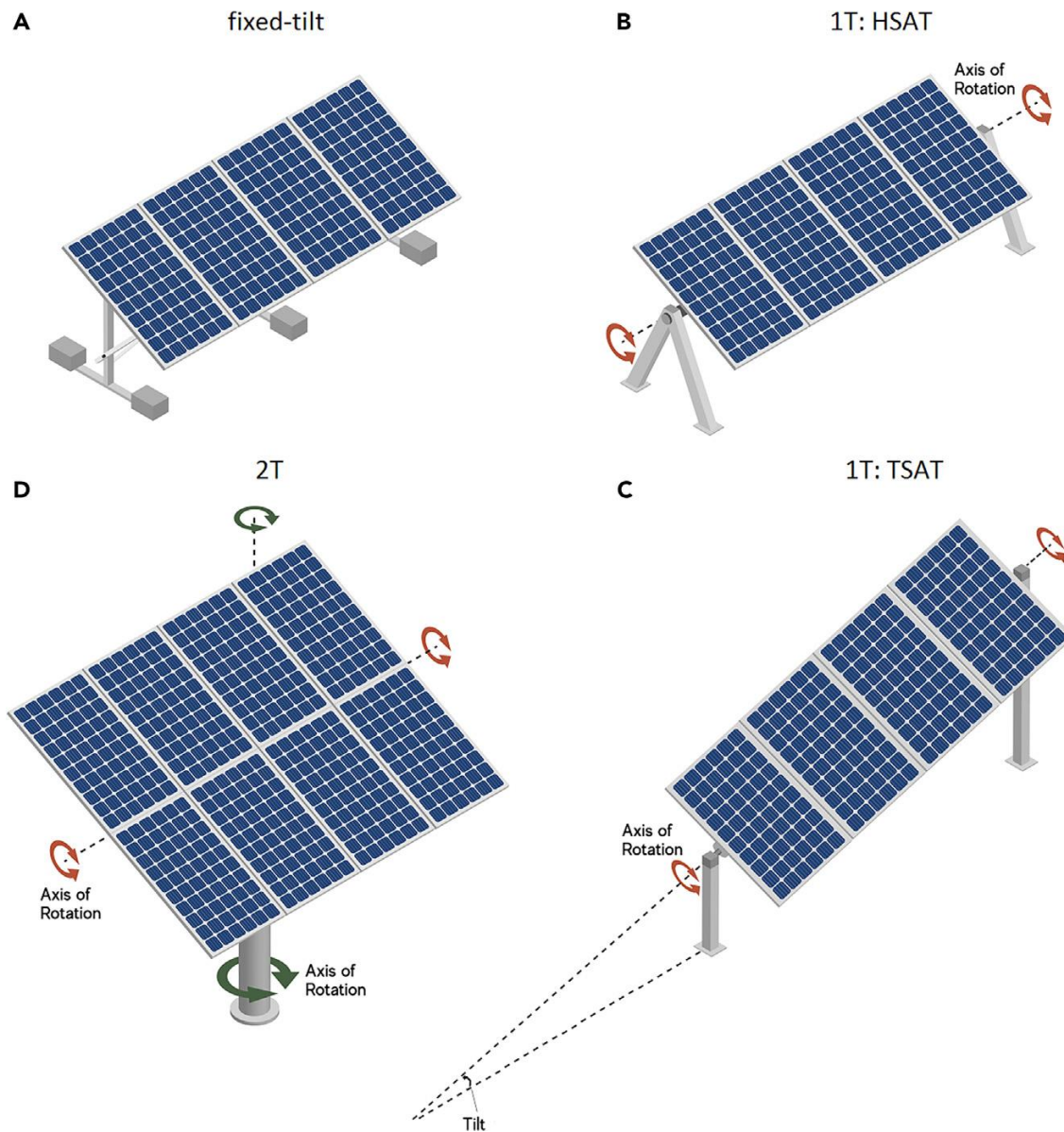


Figura 3. Esquema de distintos tipos de soporte mecánico para módulos FV: A) Ángulo fijo; B) Horizontal con seguidor de un eje; C) Inclinado con seguidor de un eje; D) Seguidor de dos ejes [5].

1.2 El efecto fotovoltaico

La conversión de luz solar en electricidad dentro de una celda FV se basa en dicho efecto. La luz puede verse de dos maneras, por un lado, como una onda electromagnética, con una frecuencia y amplitud. A la vez, la luz puede considerarse como partículas llamadas fotones que presentan una energía y momento característicos. Una celda solar está compuesta por materiales semiconductores como

el silicio, cuyos electrones se ven restringidos en distintas bandas de energía. El efecto fotovoltaico involucra dos bandas: la energéticamente inferior llamada banda de valencia, y la superior llamada banda de conducción. La diferencia de energía entre estas bandas se conoce como ancho de banda prohibida (E_g del inglés *bandgap*). La conducción en el material se lleva a cabo por dos tipos de portadores: los electrones móviles con su carga negativa y los huecos en los que hace falta un electrón y que por lo tanto presentan carga positiva. En condiciones de equilibrio térmico, la banda de valencia de un semiconductor puro está ocupada prácticamente en su totalidad por electrones fijos mientras que la banda de conducción se encuentra vacía. Bajo estas condiciones el material en cuestión no puede conducir corriente alguna.

En una celda solar se unen dos capas de material semiconductor denominadas tipo N y tipo P. La primera con un exceso de electrones libres y por lo tanto carga negativa, mientras que la segunda capa presenta un déficit de electrones equivalente a un exceso de huecos que le otorgan carga positiva. Este arreglo se denomina unión PN y presenta un campo eléctrico interno.

El efecto fotovoltaico tiene lugar cuando un fotón llega a la celda y transfiere su energía a uno de los electrones ubicados en la banda de valencia. Si el fotón no contiene bastante energía, el electrón permanece en la banda de valencia, más si la energía transferida es suficiente, el electrón pasa a la banda de conducción. Dicho fenómeno produce un par electrón-hueco en el material. Debido al campo eléctrico en la unión PN, el electrón es atraído al lado N y el hueco hacia el lado P. A medida que ambos tipos de portadores se desplazan a los extremos de la unión y conforme más fotones llegan a la celda, se acumula una diferencia de potencial eléctrico que puede ser utilizada por un circuito externo.

En la Figura 4 se muestra un diagrama del funcionamiento de una celda solar típica de unión PN. En ésta se presenta la absorción de un fotón que lleva a la generación de un par electrón-hueco en la capa P. En la unión entre capas se localiza la región de carga espacial (SCL por sus siglas en inglés).

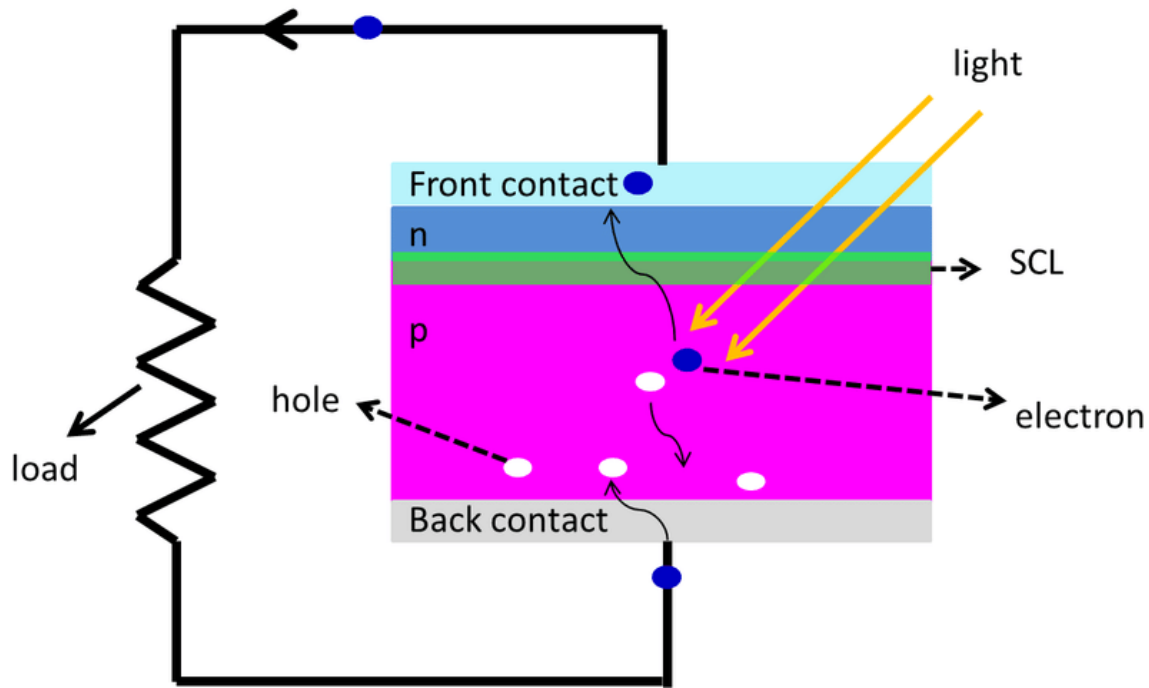


Figura 4. Esquema del efecto fotovoltaico [6].

En una celda solar, la corriente generada es directamente proporcional a la irradiancia que recibe, mientras que la eficiencia puede considerarse constante.

La eficiencia de conversión de una celda solar es la relación entre la cantidad de energía que recibe en forma de radiación P_{Sol} y la energía eléctrica generada P_G de acuerdo con la siguiente ecuación. Donde G es la irradiancia medida en W/m^2 y S es la superficie de la celda o módulo.

$$\eta = \frac{P_G}{P_{Sol}} = \frac{P_G}{GS} \quad (7)$$

De forma similar, la corriente generada es directamente proporcional al área activa de una celda solar, mientras que el voltaje de circuito abierto V_{CA} se mantiene constante a pesar del tamaño, puesto que dicho voltaje es característico de la unión PN.

1.3 Los convertidores fotovoltaicos

Una celda solar es la unidad mínima de conversión fotovoltaica en un *generador fotovoltaico* (GFV). La asociación de celdas solares conectadas para incrementar el voltaje y la corriente generadas se conoce como *módulo fotovoltaico* (MFV). Por su parte a la integración de GFV con dispositivos de almacenamiento, acondicionamiento y consumo de energía eléctrica se conoce como *sistema fotovoltaico* (SFV) [2].

Las características eléctricas de una celda se miden bajo las siguientes condiciones estándares de prueba (STC por sus siglas en inglés):

- Irradiancia de 1000 W/m^2
- Temperatura de 25°C
- Masa de aire AM 1.5

Dichos parámetros son los siguientes:

- Voltaje de circuito abierto V_{CA}
- Corriente de corto circuito I_{CC}
- Potencia máxima P_M
- Eficiencia η
- Factor de forma FF

De acuerdo con las leyes de Kirchhoff, cuando un grupo de celdas idénticas se conecta en serie se incrementa el voltaje manteniendo la corriente; mientras que, si las celdas se conectan en paralelo, se suman las corrientes manteniendo el voltaje.

Cuando una sección de la celda solar no presenta las mismas características eléctricas que el resto, ya sea por su fabricación o por efectos de sombreado, en lugar de generar, dicha sección actúa como una resistencia, consumiendo potencia. Las celdas afectadas se denominan “puntos calientes” pues incrementan su temperatura y pueden causar daños permanentes a sí mismas y los dispositivos aledaños.

Para reducir el efecto de los puntos calientes se agregan diodos de paso conectados en paralelo con los módulos en los arreglos conectados en serie. De forma análoga, si los módulos están conectados en paralelo se conecta un diodo de bloqueo en serie con cada módulo. Adicionalmente, los módulos que se conectan entre sí deben tener una dispersión menor al 1% en sus valores de corriente de corto circuito y voltaje de circuito abierto.

Es importante que los diodos de paso se activen cuando hay un sombreado parcial significativo en los paneles solares. En la Figura 5 se muestran imágenes infrarrojas de módulos FV ensombrecidos por vegetación y cuyo diodo de paso ha dejado funcionar. Como se puede apreciar, el resultado son puntos calientes con temperaturas de hasta 94.5 °C [7].

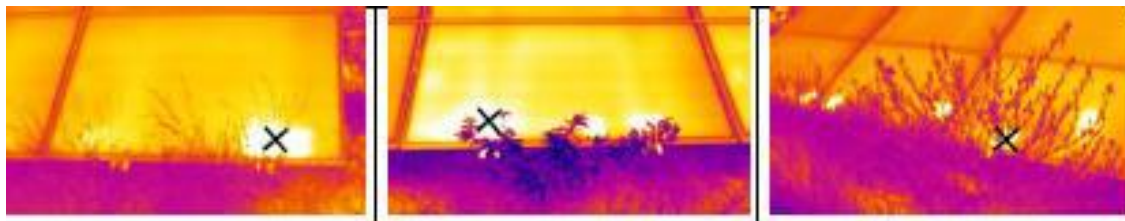


Figura 5. Imágenes infrarrojas de módulos FV afectadas por vegetación y cuyos diodos han fallado. De izquierda a derecha las temperaturas máximas son 86.2 °C, 94.5 °C y 77.2 °C [7].

Las normas más conocidas que rigen la fabricación de MFV son las siguientes [2]:

- UL1703 Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels. Norma estadounidense
- IEC61730-1 Photovoltaic (PV) module safety qualification Part 1 Requirements for construction. Norma internacional
- NMX-J-618/1-ANCE-2010 Norma mexicana homologación de la IEC61730-1

Un módulo FV consiste en celdas conectadas generalmente en serie para que produzcan un valor específico de voltaje y la corriente. Estas son soportadas por un sustrato de alta transmitancia óptica y rigidez que a su vez es sellado entre láminas de polímeros protectores contra el ambiente. El laminado se coloca en un marco metálico

con barrenos de fijación y en la parte trasera se coloca la caja de conexiones eléctricas. La Figura 6 muestra el corte transversal de un MFV.

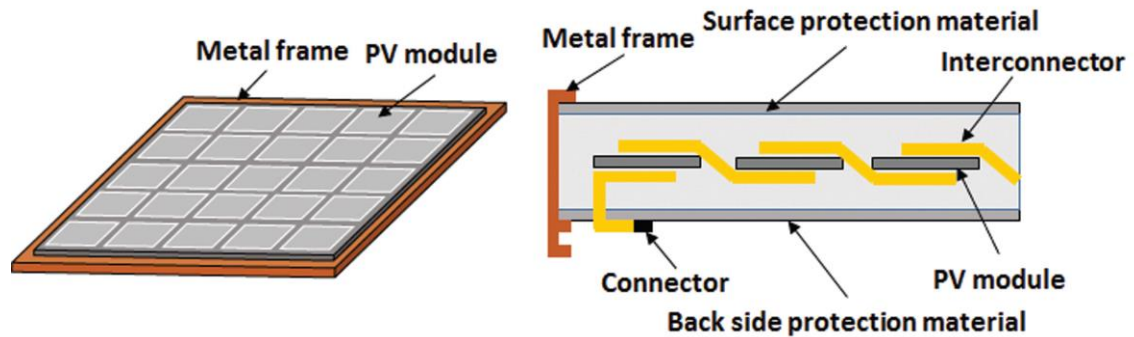


Figura 6. Estructura básica y corte transversal de un módulo FV [8].

En la actualidad la variedad de potencias en módulos FV va desde unos cuantos watts hasta 580 W. El símbolo de un módulo FV en un diagrama eléctrico se muestra en la Figura 7.

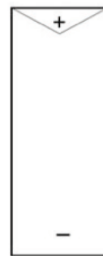


Figura 7. Símbolo de un módulo fotovoltaico.

En un SFV los módulos deben proporcionar la tensión que requiere la carga. La conexión entre ambos elementos puede ser directa, pero dado que las celdas solamente proporcionan electricidad durante el día, si se desea que el sistema sea autónomo, éste requerirá la adición de un acumulador.

El comportamiento eléctrico de un módulo FV está dado por las curvas, tanto de corriente contra voltaje como potencia contra voltaje, que produce al recibir la irradiancia STC. Un ejemplo se muestra en la Figura 8.

Se puede observar que hay un valor de voltaje V_{MP} para el cual la potencia es máxima. Dicha potencia se denomina Potencia Pico (P_P) y se maneja también como la potencia nominal con que se comercializa el módulo en cuestión. Dicho valor se utiliza en el

dimensionamiento de SFV para asegurar que el arreglo satisfaga las necesidades energéticas, mientras que I_{CC} y V_{CA} se utilizan en el diseño eléctrico de la instalación FV.

Los parámetros eléctricos de un módulo FV medidos bajo STC se denominan *valores de placa* y el fabricante debe proporcionarlos en una etiqueta. Dichos valores deben incluir un certificado de conformidad emitido por un Organismo de Certificación miembro del grupo IECCE.

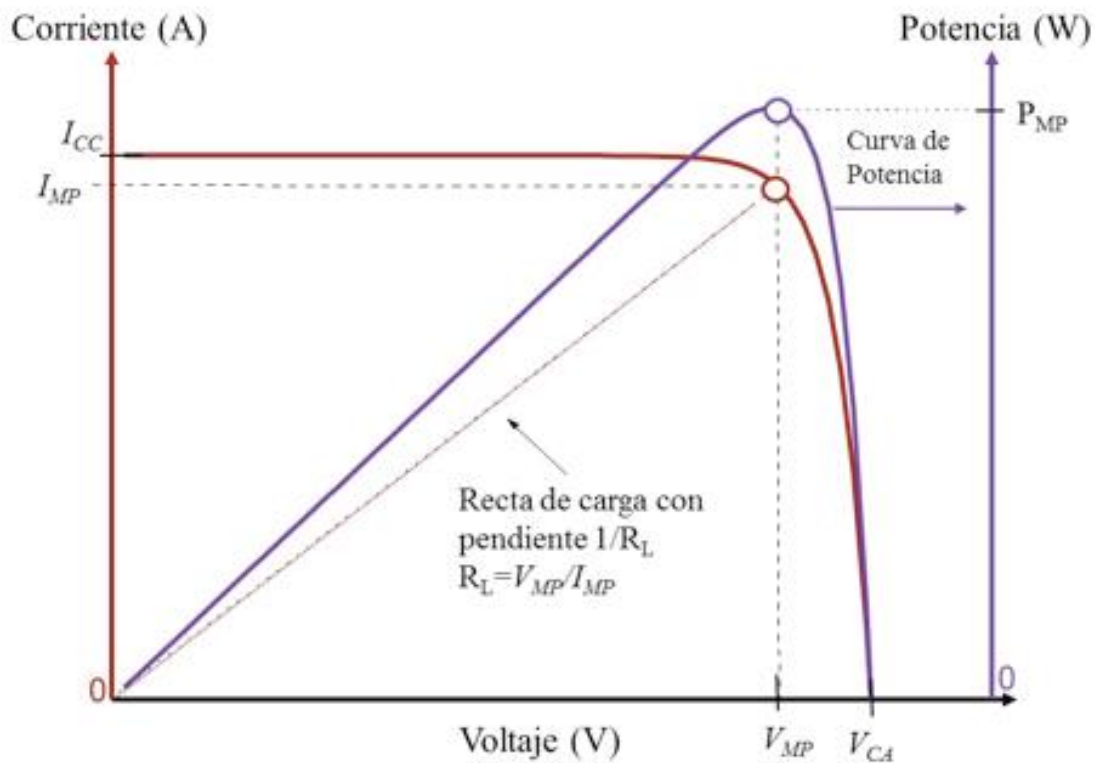


Figura 8. Curvas I vs V y P vs V en los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico [2].

Las celdas solares aumentan su temperatura al estar expuestas al sol como cualquier captador solar. Dicho incremento modifica las características eléctricas del módulo. En la Figura 9 se muestran los parámetros simulados de una celda solar ideal de Si cristalino en función de la temperatura de la celda T_C .

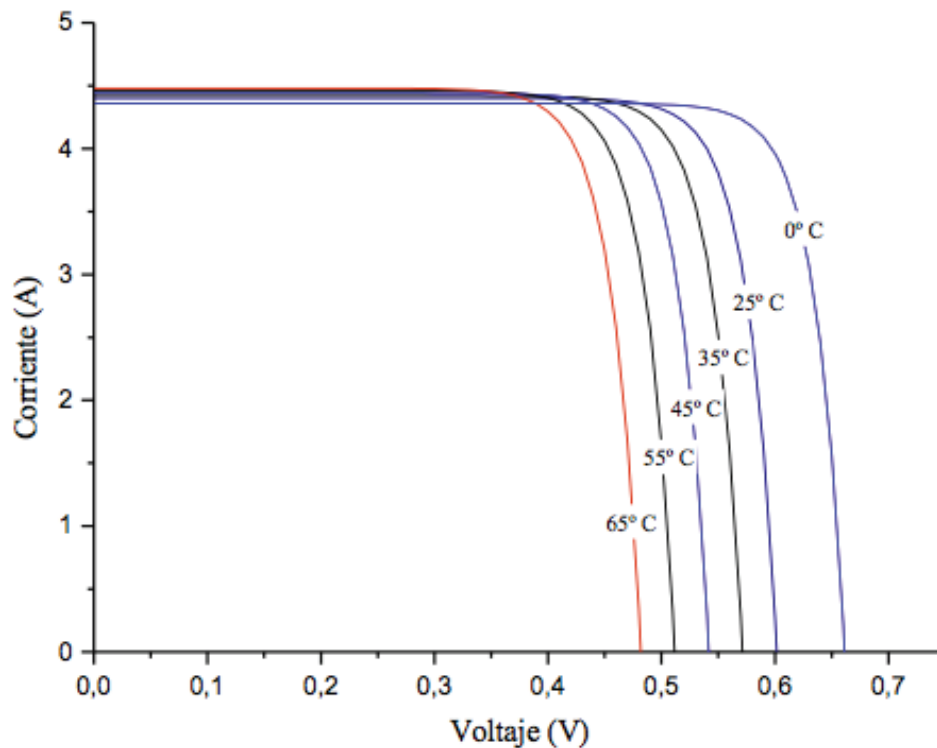


Figura 9. Efecto de la temperatura sobre los parámetros eléctricos de una celda solar [2].

Como se puede observar, I_{CC} aumenta marginalmente mientras que V_{CA} se reduce con mayor rapidez. El efecto neto de ambos fenómenos es una disminución en la potencia generada, por lo que el fabricante proporciona los valores de los coeficientes de temperatura de sus productos.

Para que un arreglo fotovoltaico active una carga eléctrica determinada se conectan varios módulos en serie o en paralelo. Si los módulos se conectan en serie sus voltajes se suman, manteniendo la corriente, mientras que si se conectan en paralelo suman sus corrientes y mantienen el voltaje.

En la Figura 10 se muestra un arreglo FV con 3 módulos conectados en serie, los cuáles darán el voltaje de operación de la carga; y 4 cadenas (CFV) conectadas en paralelo que generarán la corriente requerida por la carga. A tal configuración suele denominarse 3Sx4P.

Recordando que todos los módulos deben presentar las mismas características eléctricas, si cada módulo provee un voltaje V y una corriente I entonces el voltaje de operación será $V_{OP} = 3V$, la corriente de operación $I_{OP} = 4I$ y la por lo tanto potencia suministrada será $P = 12VI$.

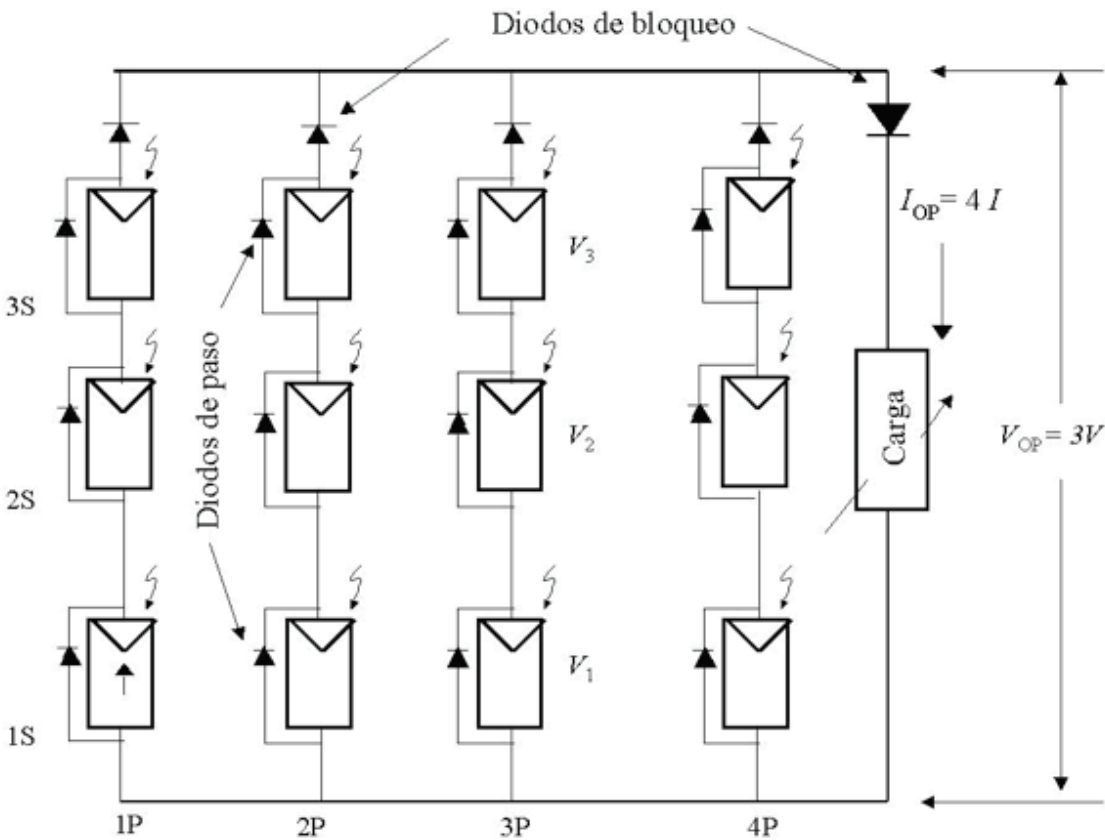


Figura 10. Configuración de celdas 3Sx4P [2].

1.4 Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos

Se denomina así al proceso de estimar la potencia pico de un arreglo FV que satisfaga un requerimiento dado.

En general, un sistema FV está compuesto por: el arreglo FV, la estructura o soportes, los acondicionadores, los conductores eléctricos, los dispositivos de seguridad y las cargas.

1.4.1 Requerimiento energético

Dado que la energía producida que exceda las necesidades no produce ningún beneficio, es preferible instalar solamente la potencia que será consumida por las cargas eléctricas durante un período determinado, de modo que la energía consumida sea prácticamente igual a la energía generada. A este criterio se le conoce como *balance de energía* y toma como energía consumida un promedio diario, mientras que la energía generada se estima con base en las horas pico de irradiación solar promedio diarias de la localidad.

La energía consumida puede expresarse en términos de Watt-hora (Wh) o Ampere-Hora (Ah), y existe un criterio de dimensionamiento para cada opción. El criterio Ah se recomienda para casos en que las cargas eléctricas utilizan corriente directa y un almacenamiento cuyo voltaje nominal es múltiplo de 12V. Por su parte el criterio Wh se recomienda para cargas eléctricas de corriente alterna.

1.4.2 Requerimiento geométrico

En el diseño de una instalación FV se debe considerar la superficie efectiva del captador más las superficies de apoyo, como son el espaciado entre módulos para evitar sombreado, caminos requeridos a los sitios de instalación, así como las construcciones que alojarán el resto del equipo necesario para la operación y el mantenimiento del sistema.

En una localidad con irradiancia G dada y aplicando una tecnología FV de eficiencia conocida η la potencia pico P_p del arreglo dependerá de la superficie activa S_A de la siguiente manera bajo condiciones estándar:

$$P_p(AFV) = \eta G S_A \quad (8)$$

1.4.3 Requerimientos para el diseño eléctrico

Los sistemas fotovoltaicos se deben diseñar considerando el cumplimiento de las normas mexicanas NOM 001 SEDE 2012 y NOM 008 SCFI 2002.

Los sistemas FV interconectados a la red deben además cumplir con los requerimientos contemplados en: “El Manual de Interconexión de Generación con capacidad menor a 0.5 MW” y cumplir con las siguientes normas internacionales:

- IEC 60364-7-712 Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- IEC 62548 Photovoltaics Arrays – Design Requirements
- IEC TS 62738:2018 Ground-mounted photovoltaic power plants - Design guidelines and recommendations

Dichos sistemas deben también cumplir con los requerimientos contemplados en “Especificaciones Técnicas de la Comisión Federal de Electricidad y del Centro Nacional de Control de Energía” CENACE.

Los módulos FV deben cumplir con la norma internacional IEC 61730-1 y presentar tanto un certificado de conformidad como una placa de identificación original.

El cableado debe cumplir con las normas internacionales IEC 60364-4-41, IEC60364-7-712 e IEC 6548.

El inversor debe satisfacer los requerimientos detallados en “El Manual de Interconexión de Generación con capacidad menor a 0.5 MW”, satisfacer la norma IEC 62109 en sus Partes 1 y 2 así como presentar tanto un certificado de conformidad como una placa de identificación original. La topología del inversor puede o no incluir la conexión intencional de uno de los conductores del GFV a tierra.

Adicionalmente la norma NOM 001-SEDE 2012 indica que el sistema debe incluir dispositivos de protección que garanticen una operación en caso de imprevistos, así como medios de desconexión en los circuitos de salida del GFV y en el inversor.

Para instalaciones FV sobre techos y cuyo inversor se encuentre en el interior del inmueble, se debe contar con un sistema de desconexión de emergencia con ampacidad igual a la de los conductores de salida del GFV.

De acuerdo con la norma NOM 001-SEDE 2012 todo GFV aterrizado debe contar con un sistema de detección de fallas a tierra. Por su parte los GFV no aterrizados deben cumplir con lo indicado en el artículo 690-35 de la norma mencionada.

La conexión en paralelo entre MFV o CFV debe hacerse en un block metálico (BM). Adicionalmente, entre módulos, paneles, ramas o cadenas en paralelo se debe incluir un dispositivo protector contra corrientes de retorno (PCR).

Tanto el circuito de salida FV como el circuito de salida del inversor deben tener instalado un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas (PDA).

Todas las partes metálicas del SFV deben aterrizarse mediante un conductor de puesta a tierra sin importar la tensión eléctrica.

La estructura que soporta los MFV debe ser de un material resistente al medio ambiente del sitio a la vez que el anclaje debe soportar la fuerza del viento, por lo que se recomienda utilizar los datos proporcionados por el Manual de Diseño de Obras civiles: Diseño por Viento 2008 CFE-IIE.

2. EL FENÓMENO DEL SOILING

El término *soiling* se refiere a la acumulación de polvo y otros contaminantes que se alojan sobre la superficie de los módulos FV debido a su exposición al ambiente. Además de polvo, el soiling puede incluir sales, hollín, heces de ave, residuos provenientes de plantas y crecimientos orgánicos [9]. Un ejemplo de módulos FV con un mes de suciedad acumulada se muestra en la Figura 11. Cuando la luz incide sobre un módulo, una fracción es absorbida o reflejada por las partículas de soiling, reduciendo la cantidad de energía que reciben las celdas y por lo tanto la producción del sistema FV.



Figura 11. Un módulo limpio en un arreglo con un mes de acumulación de suciedad en la instalación de pruebas solares QEERI en Doha, Qatar [10].

Se ha demostrado que incluso en ambientes desérticos, la formación de rocío puede presentarse en la superficie de los módulos FV, particularmente durante la madrugada

cuando la humedad es relativamente alta [10]. En el campo de pruebas solares de Doha en Qatar, se demostró mediante pruebas en tiras de vidrio que el rocío se forma sobre la superficie de los módulos cada segundo día en determinadas épocas del año. Tal fenómeno es causado principalmente por el enfriamiento radiativo de la superficie de vidrio y se puede presentar en distintas locaciones desérticas del mundo [11].

2.1 Medición del Soiling

En Tailandia se han registrado pérdidas debido al soiling de entre 6% y 8% tras un período de 2 meses de acumulación de suciedad [12]. Mientras que durante un mes en Australia e Indonesia la potencia máxima producida se redujo en promedio 4.5% y 8% respectivamente [13]. En Qatar por su parte, las pérdidas debidas a un mes de acumulación de polvo llegan al 20% [14] y después de 234 días sin lluvia o limpieza, las pérdidas pueden llegar al 68% [15]. Si bien la pérdida de energía depende en gran medida de la ubicación del sistema y de la temporada, un SFV en un área seca y ventosa puede llegar a experimentar pérdidas hasta del 30% [16].

El mayor tamaño de las partículas resulta en una alta fuerza de adhesión [17]. Cuando el polvo experimenta el rocío matutino, alta humedad o lluvia ligera y luego se deja secar, forma una capa cementosa excesivamente difícil de remover [18]. El incremento en la humedad promueve la adhesión al condensar el agua en el espacio entre las partículas y la superficie, formando un puente de capilaridad de agua [17].

Adicionalmente, se descubrió que la ceniza, el carbonato de calcio, el óxido de silicio y la arena producen un mayor efecto de reducción en el voltaje [19].

El soiling se puede separar en dos tipos: duro y suave. El soiling suave es causado por una capa uniforme de polvo que provoca una sombra uniforme sobre los módulos y reduce la potencia de acuerdo con su grosor. Mientras que el soiling duro es causado por aglomeraciones de polvo o suciedad y típicamente provoca sombras sobre secciones del módulo [20].

Los módulos FV bifaciales pueden absorber luz por ambos lados y resultan en una ganancia energética de $\sim 10\text{-}15\%$ [21]. Dicho porcentaje cambia con la cantidad de luz reflejada (albedo) que llega a la parte trasera de los módulos, lo cual depende a su vez de la naturaleza del sitio de instalación, el tipo de terreno y la distancia entre módulos. Singh et al. [21] propusieron un método para separar las contribuciones de ambas caras del módulo, así como calcular las pérdidas debidas al soiling en cada lado. Tales pérdidas corresponden principalmente a la cara frontal, como era de esperarse, mientras que la pérdida por soiling en la parte trasera del módulo es mínima y puede verse afectada por variaciones en el albedo entre dos de los módulos estudiados.



Figura 12. Módulos FV cubiertos de ceniza en Manila, Filipinas [24].

Un fenómeno que puede afectar el desempeño de los módulos FV son las erupciones volcánicas y los piroclastos expulsados. Éstos últimos se pueden depositar en cualquier superficie expuesta y afectar locaciones considerablemente alejadas. Se han reportado casos de módulos FV con depósitos de ceniza volcánica a distancias de ~ 2700 km [22]. Un SFV de 60 KW ubicado a ~ 50 km del volcán Shinmoedake en Japón sufrió una caída

de ~67% en su desempeño debido al depósito de ceniza volcánica [23]. Un ejemplo extremo se aprecia en la Figura 12, donde se muestra un módulo FV en Manila, Filipinas completamente cubierto de ceniza.

2.2 Remoción del Soiling

El efecto de una capa de soiling es un incremento en la absorción y reflexión de la luz solar. Esto reduce principalmente la corriente generada por los módulos al evitar que la luz llegue a los convertidores solares tanto en irradiancia total como en distribución espectral [25].

Li et al. [26] obtuvieron el promedio observado de la irradiancia sobre la superficie del arreglo (POAI del inglés *point-of-array irradiance*) durante 12 años, de 2003 a 2014. Dicho estudio mostró la abundancia de recurso solar anual en regiones subtropicales (latitud entre 0° y 30°) en ambos hemisferios. Como se puede observar en la Figura 13a, China occidental, el Medio Oriente, África, Australia, el oeste de los Estados Unidos y la costa occidental de Sudamérica poseen un POAI superior a 7 kWh/m²d. Por su parte las regiones de alta latitud como Europa, el norte de los Estados Unidos y Canadá presentan la mitad del recurso con POAI promedios menores a 4 kWh/m²d.

El mismo estudio calculó que las regiones de recurso abundante presentan un factor de capacidad FV (CF del inglés *Capacity Factor*) de entre 0.2 y 0.25 como se muestra en la Figura 13b. Dicho factor se define como la generación medida anualmente sobre la generación total que se produciría si los módulos operaran a su capacidad nominal durante todo el año.

El impacto del soiling es mayor en regiones desérticas o altamente contaminadas. El norte de África y la península arábiga muestran una reducción particularmente considerable en la generación FV debido a la combinación de una baja precipitación con una alta deposición de polvo. Por su parte, en el altamente contaminado norte de China la moderada precipitación no es suficiente para remover la acumulación de soiling.

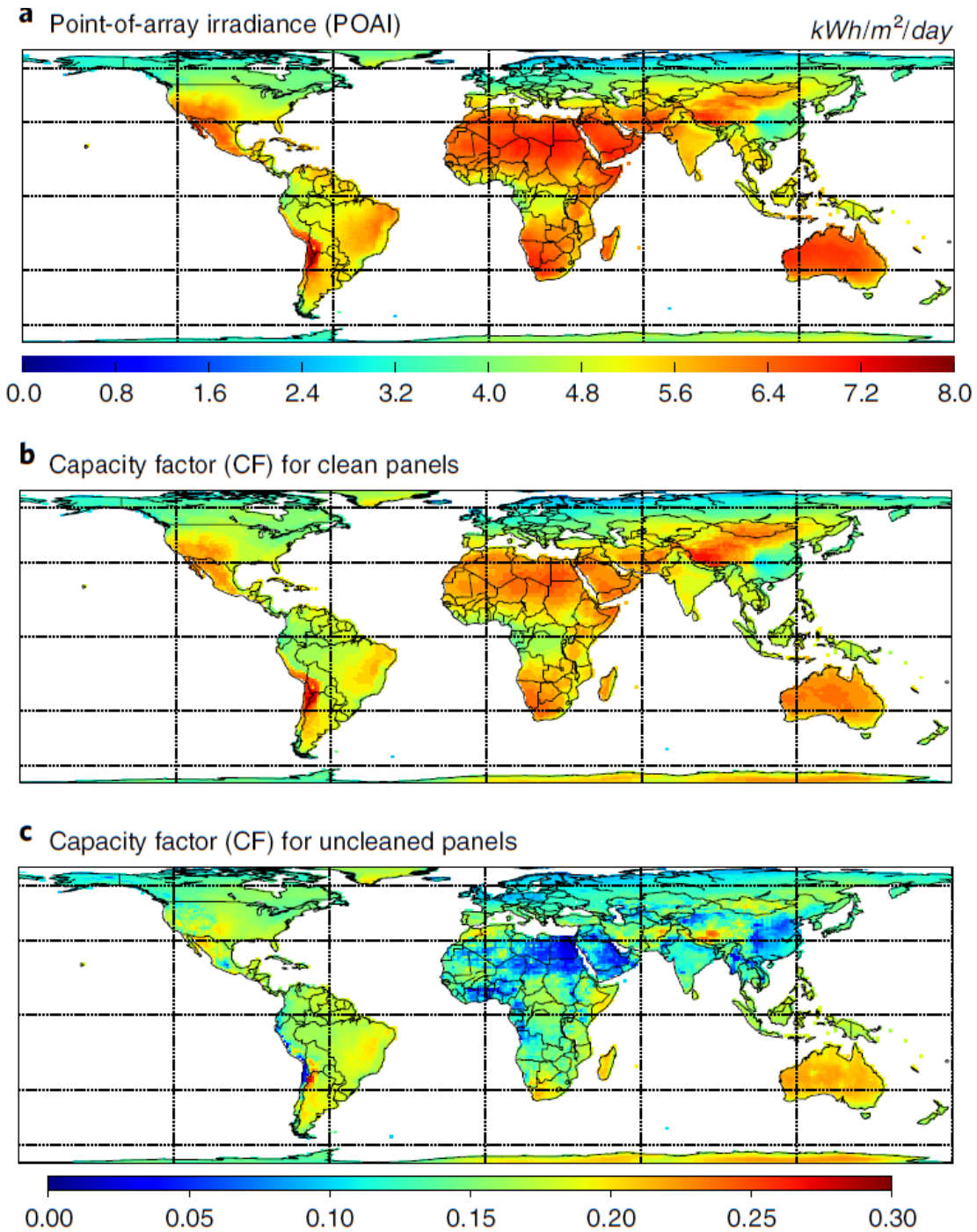
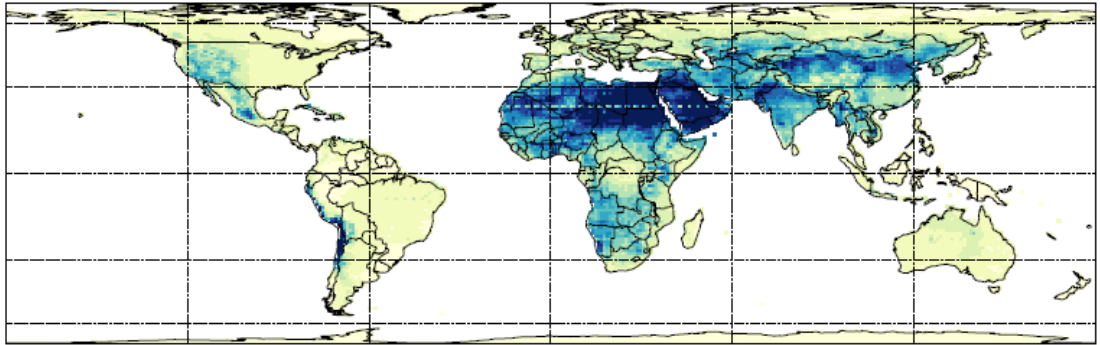
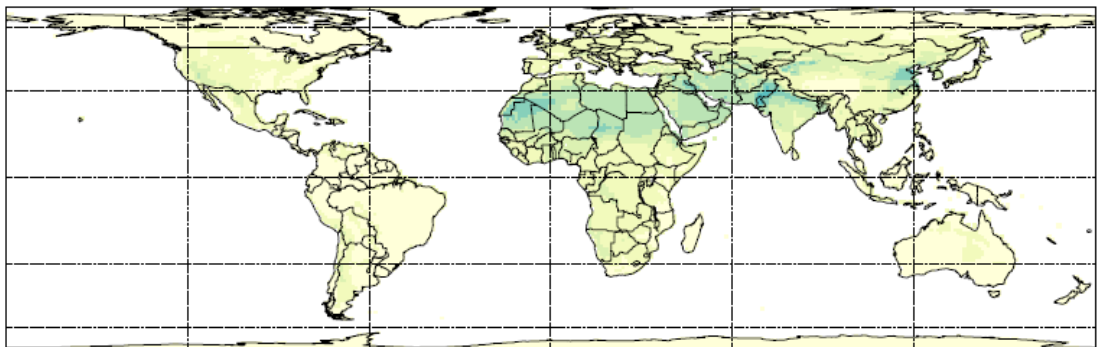


Figura 13. Promedio global de recurso solar superficial y generación eléctrica por tecnología FV 2003-2014. **a:** POAI en kWh/m² diarios para paneles fijos (considerando aerosoles en el ambiente y nubes). **b:** CF de SFV de módulos fijos sin aerosoles ni soiling, recibiendo la POAI mostrada en **a**. **c:** CF de los mismos SFV cubiertos por aerosoles y soiling recibiendo la POAI de **a** [26].

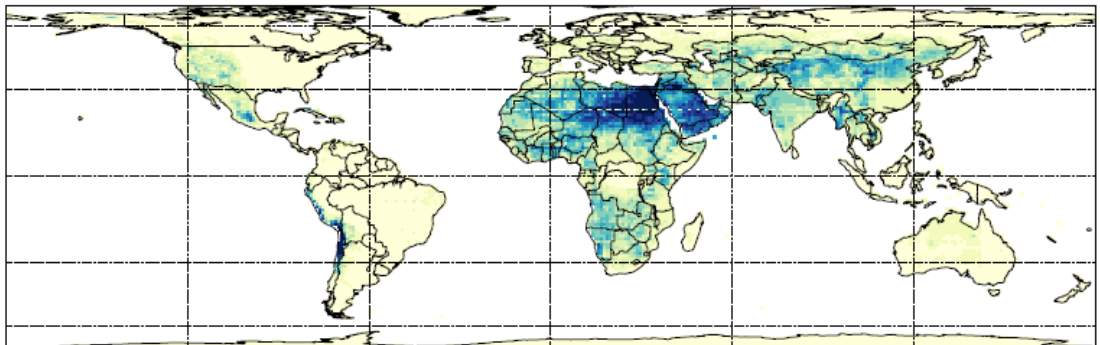
a Total reduction of CF



b Atmospheric aerosol reduction of CF



c Soiling reduction of CF



0.00 0.02 0.04 0.06 0.08 0.10 0.12 0.14 0.16 0.18 0.20 0.22 0.24

Figura 14. Reducción promedio de CF en sistemas FV en 2003-2014. A: El efecto combinado de los aerosoles en el ambiente y el soiling. b: Reducción de CF solamente por efecto de los aerosoles. c: Reducción de CF solamente por efecto del soiling [26].

Si se comparan la Figura 13 y la Figura 14 se observa que las áreas de recurso solar abundante son más susceptibles a las pérdidas por soiling y por lo tanto se benefician en mayor medida de la limpieza de los módulos.

A diferencia de otros factores que afectan el desempeño de un SFV, el soiling es reversible, pues se puede retirar de la superficie de los módulos. La viabilidad de cualquier proceso de limpieza de módulos FV depende del sitio de instalación, su acceso al agua, la cantidad de lluvia que recibe y los niveles de soiling que experimenta. Dichas condiciones hacen importante seleccionar el método apropiado de limpieza evitando el deterioro por prácticas humanas o mecánicas que sean inapropiadas y eludibles [27].

Para minimizar las pérdidas por soiling, la mayoría de las plantas solares siguen protocolos estrictos y horarios optimizados [28]. Sin embargo, los ciclos repetidos de deposición y limpieza de soiling pueden causar daños en la superficie de los módulos FV [29].

Los procesos con agua producen menos daños a los módulos puesto que el agua actúa como lubricante y reduce la fricción entre la superficie y la capa de soiling [30]. En los procesos en seco no hay tal protección, de modo que la fricción puede alcanzar su grado máximo y causar daños pronunciados a la cobertura del módulo [31].

Un ejemplo de los efectos de la limpieza con distintas técnicas se muestra en la Figura 15, donde se observa el porcentaje de reducción de transmitancia máxima que ocasionan siete procesos diferentes de limpieza aplicados dos veces al día durante 90 días con mediciones parciales a los 30 y 60 días [30]. Por su parte la Figura 16 muestra la pérdida de I_{CC} que experimenta un módulo de Si policristalino tras someterse a las mismas condiciones [30]. Los procesos de limpieza fueron los siguientes:

- MS I Agua y un cepillo con cerdas de nylon
- MS II Agua y cepillos con cerdas de nylon gruesas y delgadas
- MS III Agua y un cepillo con cerdas de silicón
- MM I Agua y una esponja de poliuretano.

- MM II Agua y una esponja de resina sintética.
- MB I Agua solamente
- MB II Aire comprimido

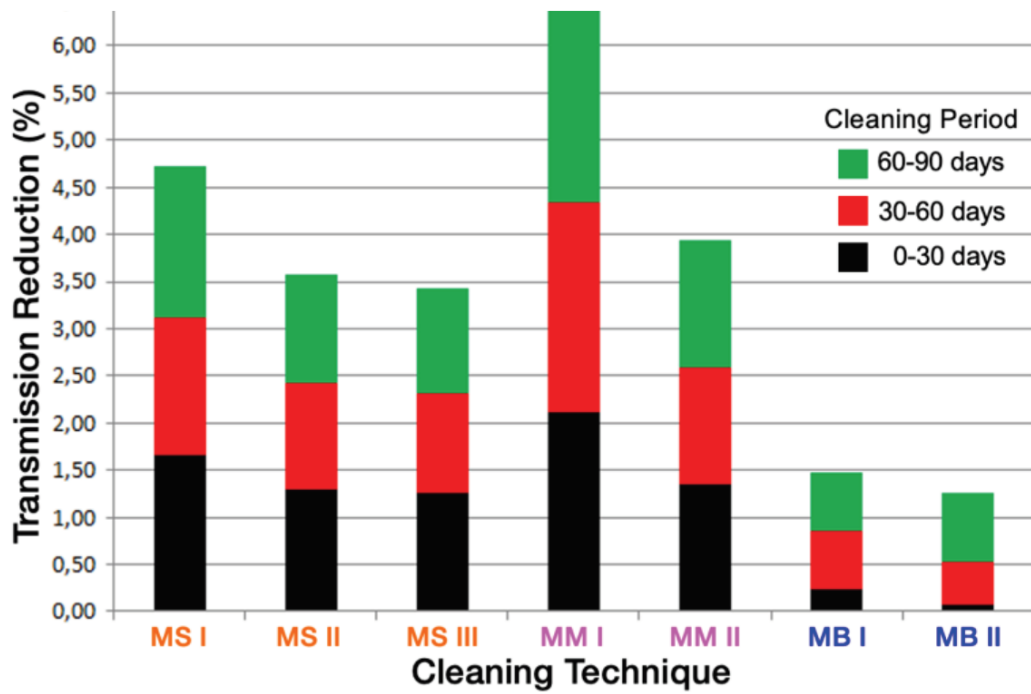


Figura 15. Reducción en el porcentaje de la transmitancia máxima de muestras de vidrio después de 30, 60 y 90 días [30].

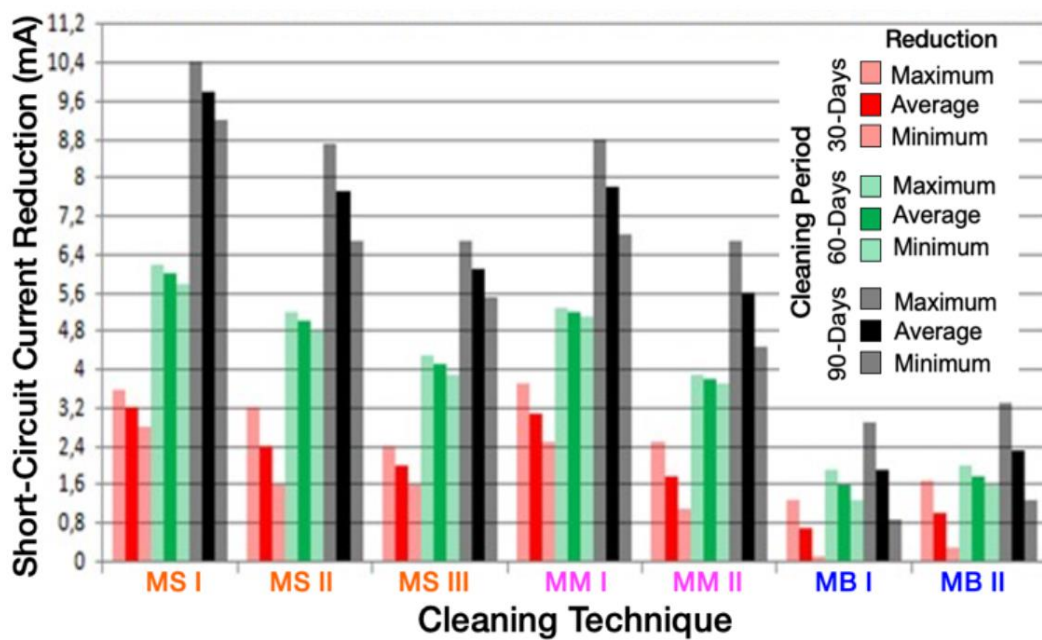


Figura 16. Reducción en la corriente de corto circuito en módulos sometidos a distintos procesos de limpieza durante 30, 60 y 90 días [30].

2.3 Prevención del Soiling

Todos los módulos FV de silicio incorporan una capa de vidrio en la superficie externa para proveer protección mecánica a las celdas subyacentes y evitar el ingreso de agua. Sin embargo, dicha cobertura causa pérdidas ópticas debido a la reflexión en la interfaz aire/vidrio.

Existen estrategias activas y pasivas para mitigar los efectos del soiling, una de éstas es la aplicación de una capa delgada de material hidrofóbico a la superficie de los módulos. Los recubrimientos hidrofóbicos presentan baja energía superficial y ángulos de contacto con el agua (WCA del inglés *Water Contact Angle*) superiores a 90° , usualmente cerca de 120° . Un ejemplo se puede observar en la Figura 17. Adicionalmente el ángulo de rodamiento (ROA del inglés *Roll-off-Angle*) que presentan dichas coberturas es bajo, usualmente menor a 20° , lo que produce un efecto de “auto limpieza” al propiciar que la lluvia, el viento o bien un líquido limpiador aplicado puedan rodar por el módulo y desalojar las partículas de suciedad. El reto de tales capas es obtener una composición química estable y resistente a la degradación causada por los factores ambientales a lo largo del año. El recubrimiento debe sobrevivir también a múltiples ciclos de limpieza sin removerse o dañarse, así como mantener su alta transmitancia óptica, alto WCA y bajo ROA [32], [33], [34].

Idealmente una capa antisoiling aplicada a un módulo FV debe ser también antirreflejante, o la reducción de pérdidas por soiling se verá anulada por mayores pérdidas debidas a la reflexión. Law et al. [35] añadieron una capa hidrofóbica comercial de $\sim 5\text{nm}$ de grosor sobre una película antirreflejante de 6 niveles. El efecto de dicha adición fue un cambio en el WCA de 7° a 114° , resultando en una capa con propiedades antirreflejantes y antisoiling. En la Figura 17 se observa el WCA antes y después de añadir la capa hidrofóbica.

Las coberturas hidrofóbicas tienen el potencial de mitigar la acumulación de soiling al reducir la energía superficial y la adhesión. Su presencia facilita la limpieza de los

módulos, sin embargo, los recubrimientos disponibles actualmente se degradan tras un tiempo inaceptablemente corto de servicio en campo [36].

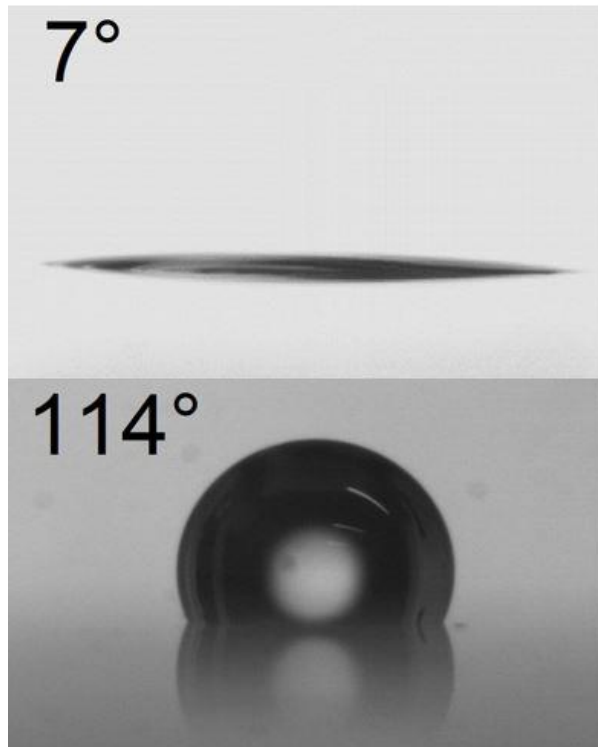


Figura 17. Cambio en el ángulo de contacto del agua (WCA) con la adición de una capa hidrofóbica [35].

Sobre los módulos, las partículas de polvo se desplazan por medio de tres posibles mecanismos: rodamiento, deslizamiento y suspensión [37]. Lo que determina si es posible la remoción del polvo es si la fuerza externa que actúa sobre éste supera la fuerza de adhesión entre las partículas y la superficie, lo cual es influido por factores como el tamaño de la partícula y la rugosidad de la superficie [38].

En general, una mayor rugosidad en superficies microtexturizadas producirá los siguientes efectos: un flujo turbulento que incrementa la fuerza ejercida sobre las partículas; y una reducción en el área de contacto que deriva en menor fuerza de adhesión. El resultado es una serie de corrientes inestables que pueden acabar con la subcapa viscosa que mantiene unidas a las partículas [11], [39].

Roslizar et al. [24] investigaron la influencia del viento en la remoción de arena volcánica de un módulo FV con una capa microtexturizada super hidrofóbica

autolimpiadora de FEP (*Fluorinated Ethylene Propylene*) contra uno de cristal plano sin dicha capa. Se eligieron dos categorías de partículas basados en su tamaño con respecto a los espacios en la microtextura: gruesa ($> 100 \mu\text{m}$) y fina ($< 100 \mu\text{m}$). El resultado fue que la remoción normalizada de la ceniza gruesa fue significativamente menor en la superficie con capa texturizada (60%) que en la superficie de vidrio plano (95%). En la Figura 18 se observa que las partículas gruesas además requirieron un viento de mayor velocidad antes de reiniciar la suspensión en la superficie microtexturizada. En el vidrio plano la remoción comenzó a 6.6 m/s, contra 9.5 m/s en la capa microtexturizada.

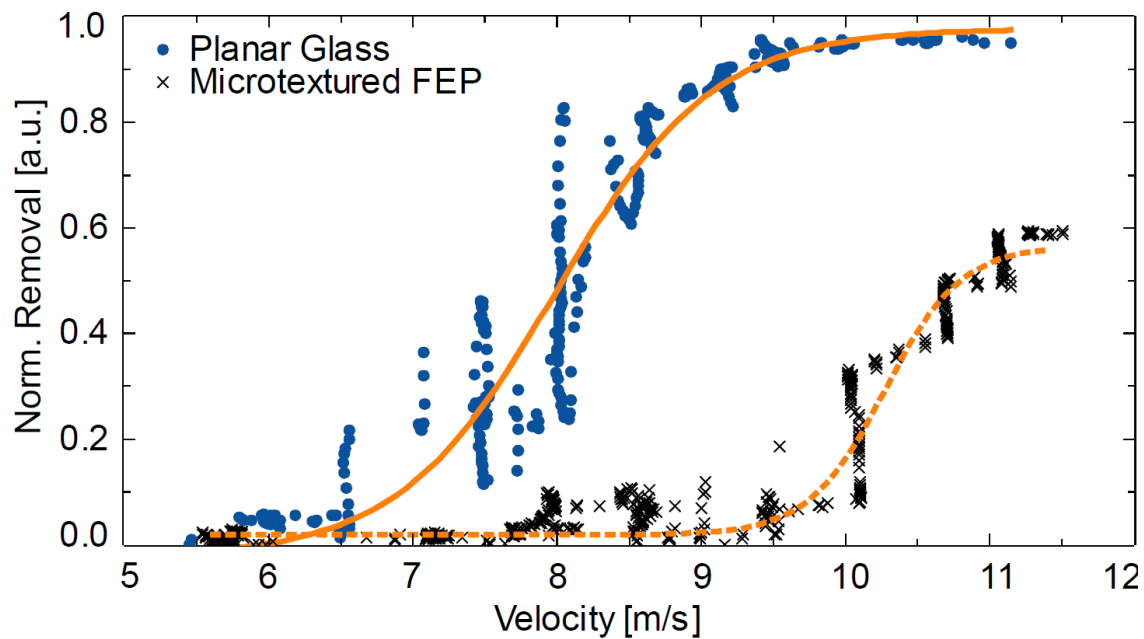


Figura 18. Influencia de la velocidad del viento en la remoción de ceniza volcánica gruesa sobre vidrio plano y una capa microtexturizada [24].

Por su parte, las partículas finas fueron removidas en menor proporción que las gruesas en ambas capas, con resultados de 69% en el vidrio plano y 33% en la capa microtexturizada. En la Figura 19 se observa también que se requirió mayor velocidad para iniciar la remoción tanto en la capa microtexturizada (11.3 m/s) como en el vidrio plano (7.9 m/s).

Se puede concluir que la autolimpieza del polvo fue posible, logrando una remoción del polvo superior al 60% con velocidades de viento entre 6.6 y 11.3 m/s en todos menos un caso. Dichas condiciones se presentan en algunas zonas de interés para la

tecnología FV alrededor del mundo, de forma que el viento puede considerarse como una fuerza adicional de autolimpieza de módulos FV.

Uno de los factores que influye en la acumulación de soiling es la formación de rocío, que contribuye considerablemente a la adhesión y cementación de polvo [40]. La temperatura superficial del módulo FV es mucho menor que la del ambiente durante la noche debido al enfriamiento radiativo. La higroscopía del polvo, la humedad relativamente superior durante la noche y las propiedades hidrofílicas de la superficie del vidrio pueden promover la condensación en la superficie de los módulos FV que se encuentran a temperaturas significativamente superiores al punto de rocío [41].

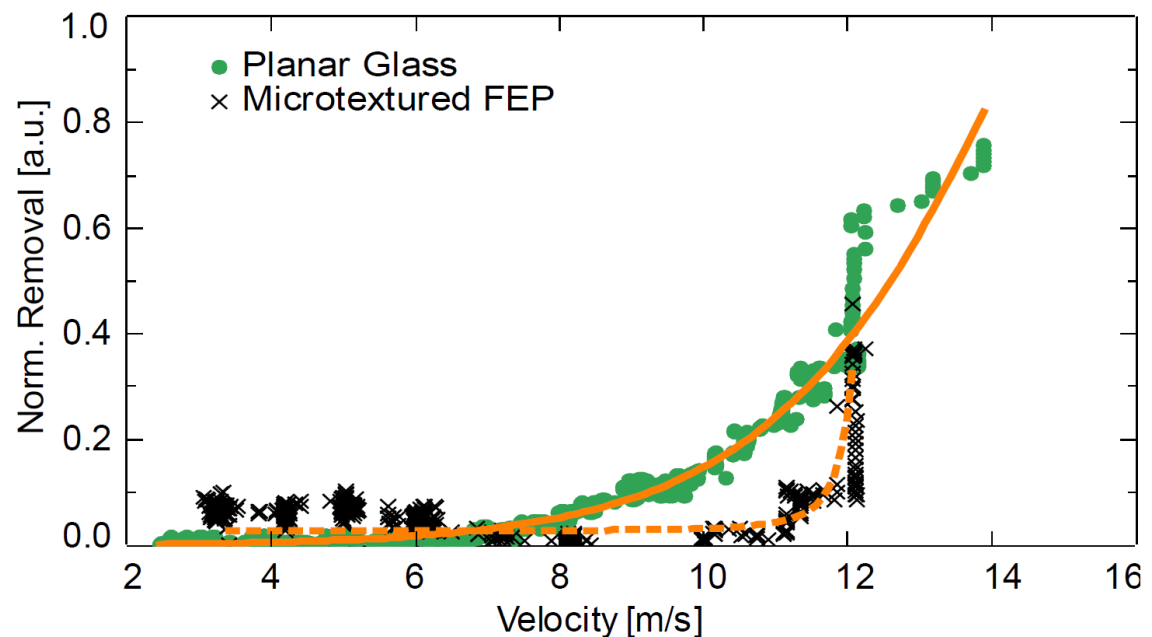


Figura 19. Influencia de la velocidad del viento en la remoción de ceniza volcánica fina sobre vidrio plano y con una capa microtexturizada [24].

Zahid et al. [42] estudiaron tiras de vidrio en el clima desértico de la provincia de Punjab en Pakistán colocadas a 0° (a partir de la horizontal y viendo hacia arriba), 30°, 90° y 180° durante la noche, las cuales compararon con un grupo de control cuyo ángulo se mantuvo fijo las 24 horas. El resultado fue que las tiras de 90° y 180° presentaron una acumulación de soiling hasta 40% menor que las fijas. En otro juego de tiras de vidrio a las que se añadió una capa antisoiling se obtuvo una reducción adicional de la acumulación de 10-20%.

Otro método de prevención consiste en incrementar la temperatura de la superficie de vidrio durante la noche para prevenir la cementación y así reducir la acumulación de soiling.

En [42] se aplicó también calor a tiras de vidrio durante 20 minutos dentro de una prueba de 10 horas, resultando en la reducción del 40% en la acumulación de soiling en comparación con tiras sin calentar. Dicho beneficio aumentó en un 10% en un tercer grupo de tiras que además del calentamiento recibieron una capa antisoiling. Dado que la aplicación de calor representó un 3% del tiempo de la prueba, la técnica tiene posibilidad de ser económicamente viable en plantas FV de gran escala.

3. ANÁLISIS FINANCIERO DE SISTEMAS FV

En la última década, la capacidad FV instalada acumulada globalmente ha crecido de forma exponencial, alcanzando 900 GW en 2021 [43]. Su éxito se puede atribuir a las reducciones en costo y mejoras en eficiencia de los sistemas FV, si bien se anticipa que ambas tendencias tomen un comportamiento asintótico en los módulos tradicionales [44].

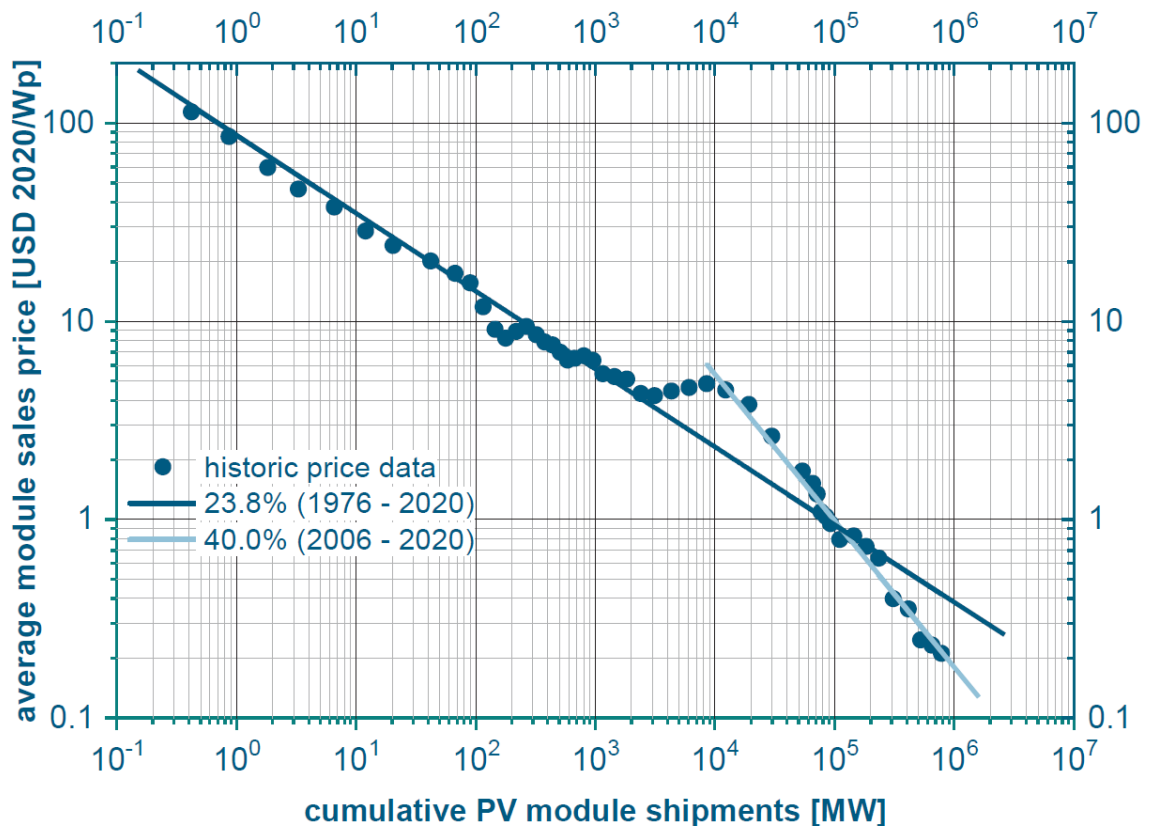


Figura 20. Curva de aprendizaje del precio de módulos FV en función de su producción acumulada [45].

En el ámbito económico, se denomina curva de aprendizaje a la razón con que se reduce el costo de un producto debido a la acumulación de experiencia en sus métodos de producción. La asociación alemana de ingeniería mecánica y de plantas (VDMA del alemán *Verband Deutscher Maschinen und Anlagenbau*) publicó en la 12ª edición de su guía de tecnología FV internacional (ITRPV por sus siglas en inglés [45]) la gráfica de aprendizaje de los módulos FV que se muestra en la Figura 20. La gráfica muestra en

escala doble logarítmica los precios promedio de dichos módulos en función de la producción acumulada, desde 1976 hasta 2020. La VDMA calculó con dichos datos la tendencia que siguen los precios, denominada razón de aprendizaje (LR del inglés *Learning Rate*) y que indica estadísticamente cuánto se reduce el precio cada vez que se duplica la producción acumulada. El valor de LR utilizando todos los datos históricos en 2020 fue del 23.8% y representó un incremento con respecto al 23.5% calculado en la 11° edición del ITRPV.

Sin embargo, el último periodo de escasez de silicio ocurrió en 2006, año en que inició en China la producción masiva de dicho elemento. Si se toman en cuenta solamente los datos a partir del 2006 como se marca en azul claro en la Figura 20, la recta es aún más inclinada y el valor de LR aumenta hasta 40%.

Tabla 1. Tecnologías por explorar en una planta FV y sus consideraciones de diseño asociadas [44].

Tecnología FV	Ejemplo de consideraciones en el diseño de una planta.
Módulos bifaciales	Energía adicional resultado de una altura superior en los módulos vs costo incrementado de instalación y cableado; Energía adicional resultado del albedo vs costo de instalación.
Módulos tándem	Energía adicional resultado de una mayor eficiencia vs mayor costo de inicial y de balance de planta
Voltaje de planta superior a 1500 Vcd	Menores pérdidas de energía vs mayor costo de componentes
Componentes electrónicos de potencia a nivel módulo en plantas de gran escala	Menores pérdidas de energía y un costo potencialmente menor por inversor vs mayor costo inicial y de mantenimiento

La mayoría de las instalaciones FV actuales utilizan módulos monofaciales sobre soportes de ángulo fijo [4] puesto que su costo inicial es inferior. Sin embargo, la selección de tecnologías en una planta FV debe tener en cuenta costos, potencia de salida y confiabilidad para el mayor rendimiento económico. El grado con que una combinación dada de tecnologías reduce el costo final de la producción energética no se puede juzgar a simple vista. En la Tabla 1 se mencionan aspectos que impactan el costo y las áreas de oportunidad que representan [44]. Adicionalmente, el precio de la energía proveniente de la red puede fluctuar dependiendo de los precios del combustible, por lo que una mayor inversión en sistemas FV reduce los costos de operación a largo plazo [46].

3.1 La tecnología FV en comparación con otras formas de generación

Un método para comparar el costo de generación de energía eléctrica que producen distintas tecnologías es el indicador denominado *Costo nivelado de electricidad* (LCOE del inglés *Levelized Cost of Electricity*) que hace referencia a las estimaciones de ganancia requeridas para construir y operar un generador durante un periodo de recuperación específico. Otros indicadores similares son el *Costo evadido nivelado de electricidad* (LACE del inglés *Levelized Avoided Cost of Electricity*) que corresponde con la ganancia disponible para dicho generador durante el mismo periodo; y el *Costo nivelado de almacenamiento* (LCOS del inglés *Levelized Cost of Storage*) que tiene en cuenta las instalaciones y dispositivos necesarios para hacer que la energía sea utilizada sobre demanda.

Tanto LCOE como LCOS y LACE son simplificaciones de decisiones modeladas que si bien no contemplan la totalidad de factores involucrados, cuando se usan en conjunto proveen un marco de referencia más intuitivo para comprender la competitividad económica de las distintas tecnologías de generación que si se considerara una sola métrica.

Ambos LCOE y LCOS representan en promedio las ganancias por unidad de electricidad generada que se requieren para cubrir los costos de operar una planta generadora y una unidad de almacenamiento respectivamente durante un ciclo financiero y tiempo de vida útil proyectados.

En particular, LCOE es usualmente citado como un resumen conveniente de la competitividad general de distintas tecnologías. Si bien es conceptualmente similar a LCOS, éste último tiene la particularidad de representar la tecnología de almacenamiento que contribuye a la generación durante la descarga y consume electricidad de la red durante la carga.

Para obtener el valor de LCOE se divide el costo del sistema en cuestión durante toda su vida útil sobre la producción energética en el mismo periodo. La fórmula clásica de LCOE es la siguiente [47]:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{(I_n + OM_n + F_n)}{(1+d)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}} \quad (9)$$

Donde: Q_n es la cantidad de electricidad generada en el año n en kWh, N es el número de años de operación del sistema, d es la tasa de descuento, I_n es el costo de financiamiento, OM_n es el costo de operación y mantenimiento, y F_n son los costos aplicables de combustible.

Las tecnologías que involucran un consumo significativo de combustibles ven su LCOE afectado en igual medida por los cambios en el costo de dicho insumo. En el caso de la tecnología FV, al no utilizar combustible y presentar costos variables relativamente menores, el LCOE se ve mayormente ligado a los gastos fijos que conlleva la propia tecnología.

Por su parte, LCOS se calcula de la siguiente manera [48]:

$$LCOS = \frac{\sum_{n=0}^N C_{cap} S_n + \frac{C_{O\&MS_n}}{(1+d)^n}}{\sum_{n=0}^N \frac{E_{out}}{(1+d)^n}} \quad (10)$$

Donde: $C_{cap} S_n$ es el costo de capital de las instalaciones de almacenamiento de (\$), $C_{O\&MS_n}$ es el costo de operación y mantenimiento de las instalaciones de almacenamiento (\$), E_{out} es la descarga de energía almacenada (kWh), N es la vida útil del sistema (años) y d es la tasa de descuento.

3.1.1 Optimización del LCOE

Alharthi et al. [46] simularon un SFV de 3 MW y dos ejes de seguimiento solar conectado a la red. Calcularon un factor de capacidad de 26%, un tiempo de retorno de inversión en términos simples de 12 años y un tiempo de retorno descontado de inversión de 16 años.

La venta de energía anual calculada es de 2,324.5 MWh al año, lo que representa un 20% del consumo total. En la Figura 21 se muestra la proyección de energía vendida y comprada a la red en comparación con la carga que presenta el sistema de aire acondicionado. Como se puede apreciar, durante el verano y debido a la alta temperatura, se incrementa la demanda del aire acondicionado y se reducen las ventas a la red.

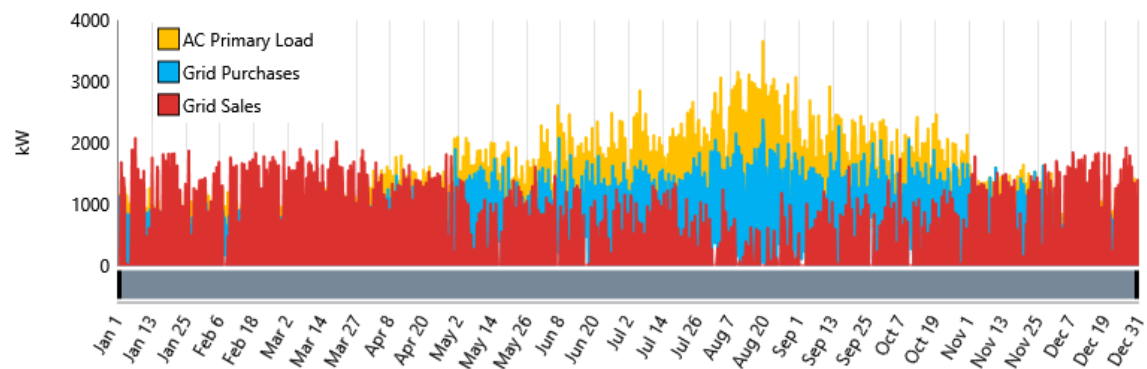


Figura 21. Compra y venta de energía de la red vs la carga del aire acondicionado [46].

Rodríguez et al. [4] compararon los parámetros de una instalación monofacial de ángulo fijo contra una de módulos bifaciales y un ángulo de seguimiento en tres categorías: energía captada, costo total del sistema y LCOE. En la Figura 22 se muestra la diferencia en cuanto a energía captada cuyo valor promedio global es de 35%. También se aprecia que la ventaja mínima de los sistemas bifaciales con un ángulo de seguimiento es de más del 25% en zonas cercanas al ecuador y alcanza máximos superiores al 50% en zonas cercanas a los polos.

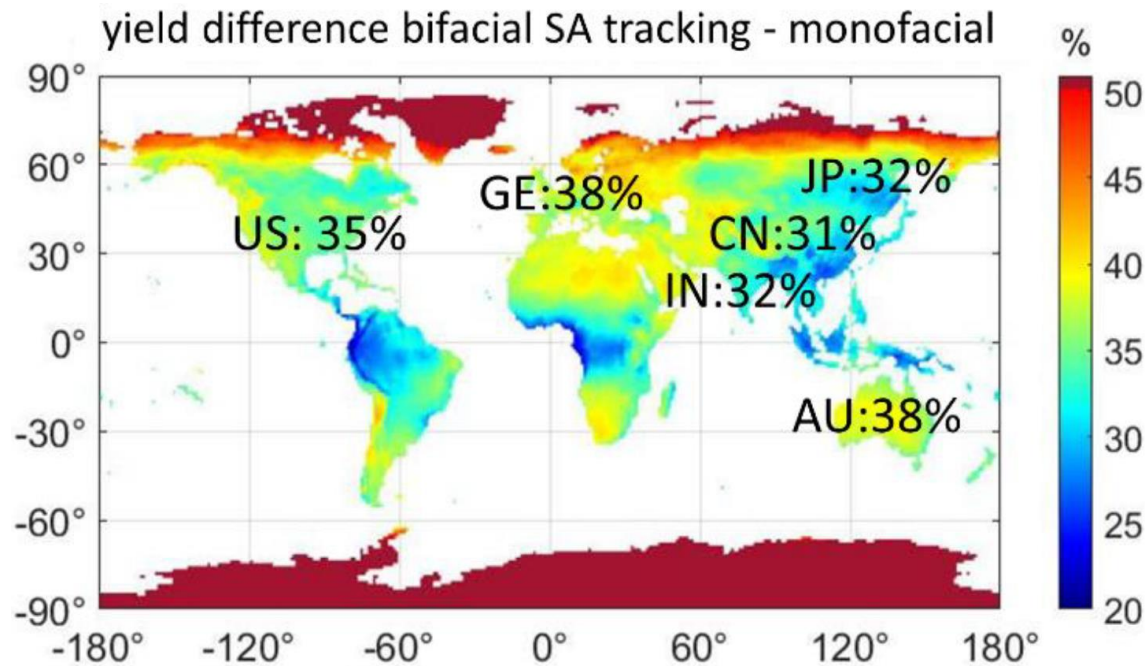


Figura 22. Diferencia de captación energética entre un MFV monofacial de ángulo fijo y uno bifacial con un ángulo de seguimiento [4].

En la Figura 23 se muestra la diferencia en el costo total de los dos sistemas en cuestión, el cual se consideró a lo largo de sus vidas útiles tomando en cuenta diferencias locales en factores como mano de obra, interés bancario e inflación. Dado el mayor precio de instalar un sistema de seguimiento, los sistemas bifaciales presentan un costo total mayor, más la diferencia generalmente no excede el 20%.

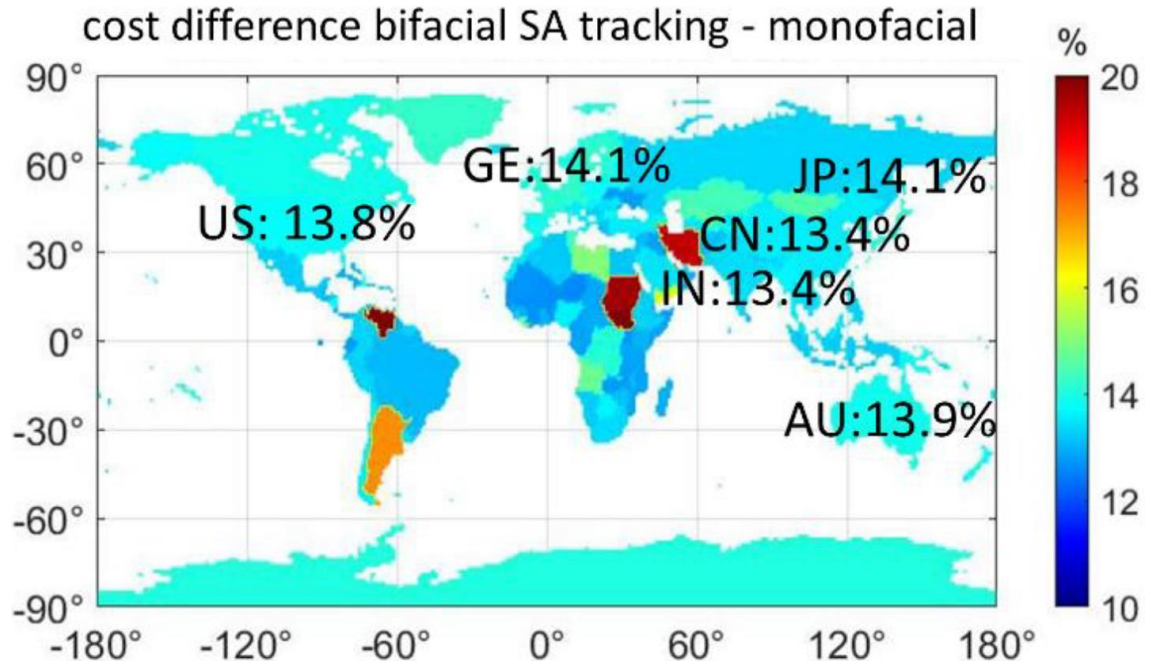


Figura 23. Diferencia de costo total entre un SFV bifacial con un ángulo de seguimiento y uno monofacial de ángulo fijo [4].

En cuestión de LCOE, los sistemas bifaciales con un ángulo de seguimiento presentaron un promedio global 11.3% menor que sus contrapartes monofaciales de ángulo fijo. La Figura 24 muestra la distribución de resultados.

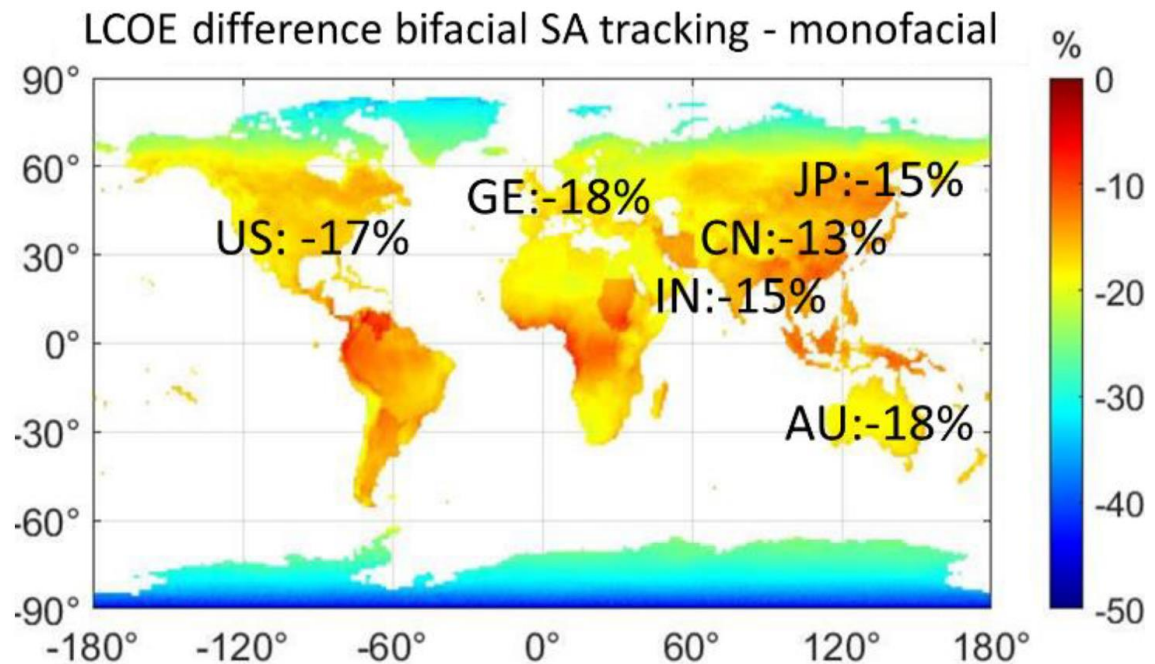


Figura 24. Diferencia de LCOE entre un SFV monofacial de ángulo fijo y uno bifacial con un ángulo de seguimiento [4].

Pilot et al. [44] analizaron módulos bifaciales para identificar configuraciones de planta que resultaran en el menor LCOE. Utilizaron el modelo *System Advisor Model* (SAM) del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) y tres perfiles de irradiancia según la ubicación dentro del territorio estadounidense: suroeste, sureste y medio oeste. Dichos perfiles se modelaron con datos provenientes de plantas FV existentes de gran escala y en un intervalo desde 1-MWac hasta 50-MWac, así como varias configuraciones en sus arreglos FV y distintos tipos de módulos resultando en un total de 8 casos distintos.

El estudio comenzó con el desarrollo de desgloses detallados de las plantas base incluyendo la implementación de un indicador denominado razón de cobertura de terreno (GCR del inglés *Ground Coverage Ratio*) y que se define como el área de los módulos sobre el área de la planta FV, un diagrama simplificado de dicha razón se observa en la Figura 25. El análisis incluyó el desempeño inicial de las tres plantas base con el GCR y altura de módulos originales, datos que fueron posteriormente optimizados con un algoritmo de enjambre de partículas para determinar el GCR y altura que resultaran en el menor LCOE para cada planta. Los valores iniciales y optimizados para GCR y altura de módulos se muestran en la Tabla 2.

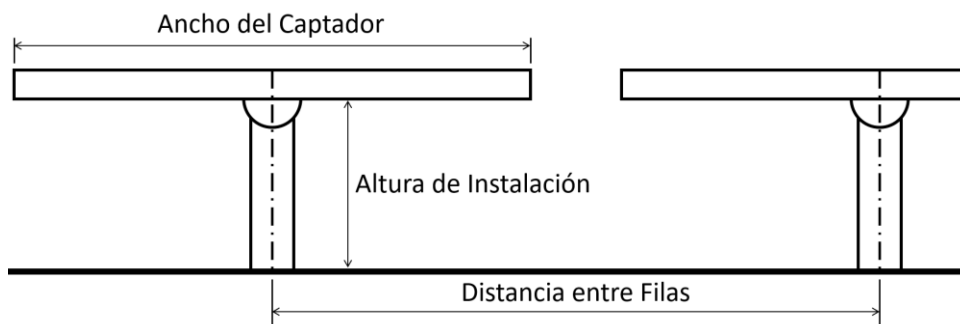


Figura 25. Diagrama de la Razón de cobertura de terreno (GCR) y altura de instalación de módulos FV [44].

En cada caso, el GCR se reduce significativamente cuando se optimiza para reducir las pérdidas por sombreado. Esto indica que con el costo estimado por el SAM para terreno acondicionado (500 USD/acre, siendo 1 acre = 4,046.86 m²) resulta económicamente ventajoso incrementar el espacio entre filas de módulos. Dichas estimaciones pueden por supuesto verse afectadas por un incremento en los costos de terreno.

Tabla 2. Valores iniciales y optimizados de GCR y altura de módulos [44].

Planta FV		GCR		Altura de Módulos (m)	
		Base	Optimizado	Base	Optimizado
Planta suroeste	Arreglo 1	0.463	0.192	1.00	1.82
	Arreglo 2	0.463	0.189	1.00	1.74
	Arreglo 3	0.493	0.185	1.00	1.57
Planta sureste	Arreglo 1	0.543	0.296	1.00	1.00
	Arreglo 2	0.543	0.313	1.00	1.00
	Arreglo 3	0.543	0.345	1.00	1.00
	Arreglo 4	0.211	0.192	1.00	1.30
Planta oeste medio		0.487	0.243	1.00	1.00

Respecto a la altura de los módulos bifaciales, el promedio óptimo para los arreglos con seguimiento de un eje oscila entre 1.3 y 1.7 metros, mientras que para todos los arreglos de ángulo fijo la altura óptima es de 1 metro. Los autores atribuyeron tales resultados a las diferencias en tecnologías de seguimiento solar, combinadas con la irradiancia y albedo locales. Siendo que el albedo promedio anual en los arreglos suroeste, sureste y medio oeste son respectivamente 0.21%, 0.14% y 0.26%.

Pilot et al. [44] también proyectaron el LCOE optimizado y la producción energética anual de las plantas estudiadas. En la Tabla 3 se muestra el LCOE optimizado en comparación con los valores base y no optimizados. Con la optimización de GCR y altura de instalación, los promedios de LCOE se reducen en 4.3%, 4.6% y 6.9% para las plantas suroeste, sureste y medio oeste respectivamente. Si se toman en cuenta solo los arreglos con módulos bifaciales, los valores de LCOE optimizados se reducen en 5.9%, 0.7% y 3.0% en las mismas ubicaciones. Los autores atribuyen tal intervalo de mejora a los diseños originales de planta y hacen énfasis en que una planta que no fue diseñada inicialmente para módulos bifaciales presenta las mayores oportunidades de incrementar la captación energética y reducir sus costos.

Tabla 3. Valores base, no optimizados y optimizados de LCOE calculado (nominal) [44].

Planta FV		LCOE nominal (\$/MWh)		
		Base	No optimizado	Optimizado
Planta suroeste	Arreglo 1	35.62	37.11	35.18
	Arreglo 2	35.62	37.11	34.91
	Arreglo 3	38.95	37.71	35.19
Planta sureste	Arreglo 1	53.05	51.14	50.17
	Arreglo 2	52.15	50.32	49.79
	Arreglo 3	51.90	50.76	50.19
	Arreglo 4	47.50	45.14	45.10
Planta oeste medio		58.02	55.68	54.03

Por su parte, la Tabla 4 muestra los valores de producción energética de las plantas mencionadas. En todos los casos, las configuraciones optimizadas resultaron en una mayor generación que los casos base y no optimizados, lo cual compensa los costos asociados con incrementar el GCR y la altura de módulos.

Tabla 4. Valores base, no optimizados y optimizados de producción energética anual [44].

Planta FV		LCOE nominal (MWh)		
		Base	No optimizado	Optimizado
Planta suroeste	Arreglo 1	89,914	90,674	99,087
	Arreglo 2	25,688	25,932	28,313
	Arreglo 3	Array 3	30,094	31,370
Planta sureste	Arreglo 1	367	383	394
	Arreglo 2	373	389	396
	Arreglo 3	409	425	432
	Arreglo 4	449	471	474
Planta oeste medio		4,313	4,517	4,701

Los niveles de LCOE medidos por Pilot et al., son congruentes con los reportados por la compañía de asesoría financiera Lazard en su más reciente análisis de costo nivelado de energía [49]. Dicho análisis muestra que los costos de las tecnologías renovables se mantienen a la baja, mientras que ciertas tecnologías renovables como la eólica y la FV a gran escala, que alcanzaron costos competitivos hace años en términos de nuevas instalaciones, mantienen su competitividad con el costo marginal de ciertas tecnologías de generación convencionales. En la Figura 26 se presenta la comparativa de Lazard de los valores de LCOE de tecnologías renovables y convencionales. Como se puede apreciar, los costos de las tecnologías renovables de generación son competitivos en ciertos casos con las tecnologías convencionales.

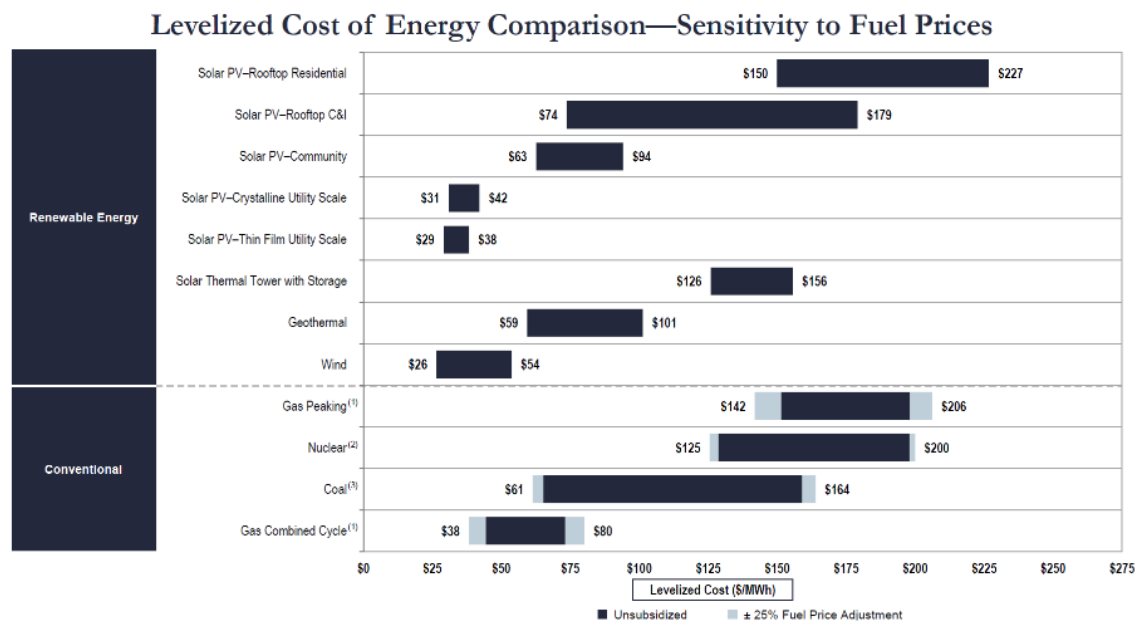


Figura 26. Comparación de LCOE sin subsidios y su sensibilidad a los cambios en el precio del combustible en \$/MWh [49].

Como se mencionó, las tecnologías convencionales son sensibles a las fluctuaciones en el precio del combustible, dicha propiedad muestra en gris en la Figura 26. La variación en el precio de los combustibles puede afectar el LCOE de las tecnologías de generación convencionales, pero su comparación con las tecnologías renovables debe tomar en cuenta factores de distribución (carga base, capacidad de distribución contra aquellos de las tecnologías intermitentes) [49].

Otro factor del que dependen las tecnologías convencionales es el precio del carbón. El cual puede ser usado por el aparato legislativo para reducir mediante una vía mercantil las emisiones de dicho elemento; si el precio del carbón éste se encuentra en un intervalo de \$20 - \$40 por tonelada, el LCOE de ciertas tecnologías convencionales se eleva por encima del de la tecnología eólica y FV a gran escala [49]. En la Figura 27 se muestra la sensibilidad del LCOE de distintas tecnologías al precio del carbón.

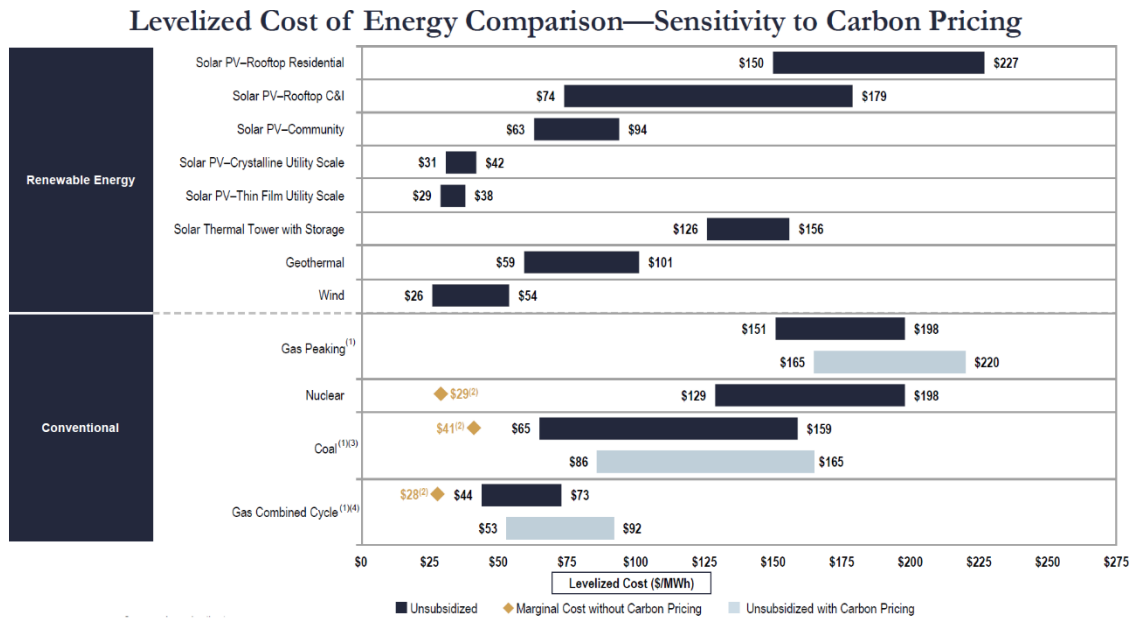


Figura 27. Comparación de LCOE sin subsidios y su sensibilidad a los cambios en el precio del carbón en \$/MWh [49].

Otro elemento importante en el costo de generación de energía son los subsidios fiscales. En la Figura 28 se muestra la sensibilidad del LCOE de distintas tecnologías a los subsidios fiscales en EUA de acuerdo con Lazard [49].

Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to U.S. Federal Tax Subsidies⁽¹⁾

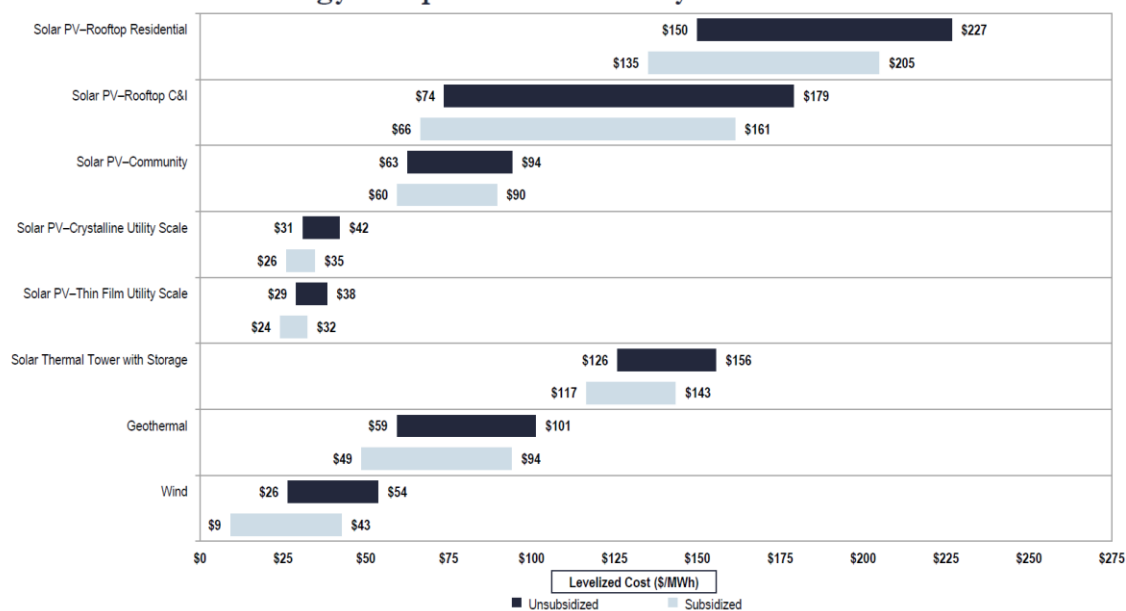


Figura 28. Comparación de LCOE en \$/MWh con y sin subsidios fiscales en EUA [49].

3.1.2 Almacenamiento de energía

Las tecnologías más comúnmente utilizadas en baterías para aplicaciones de gran escala en los Estados Unidos son: Ion litio, basadas en níquel, basadas en sodio y finalmente plomo, siendo la primera la más ampliamente implementada [50]. Esto se debe a que las baterías de ion litio generalmente presentan el menor peso, junto con una mayor vida útil, relativamente menor velocidad de descarga y la máxima densidad energética entre las baterías mencionadas; si bien requieren protección adicional contra corto circuitos. En la Figura 29 se muestra la distribución de dichas tecnologías en los Estados Unidos de 2003 a 2018.

De acuerdo con Lazard y su más reciente análisis de costo nivelado de almacenamiento [51], si bien las tecnologías que compiten contra las baterías de ion litio son comercialmente menos atractivas para la mayoría de las aplicaciones, la tendencia del mercado favorece a los fabricantes de litio-ferrofosfato (LFP *Lithium Iron Phosphate LiFePO₄*). La asesora también indica que la menor densidad volumétrica de la tecnología LFP no es vista como excesivamente perjudicial y ciertos segmentos del mercado de vehículos está adoptando tal tecnología.

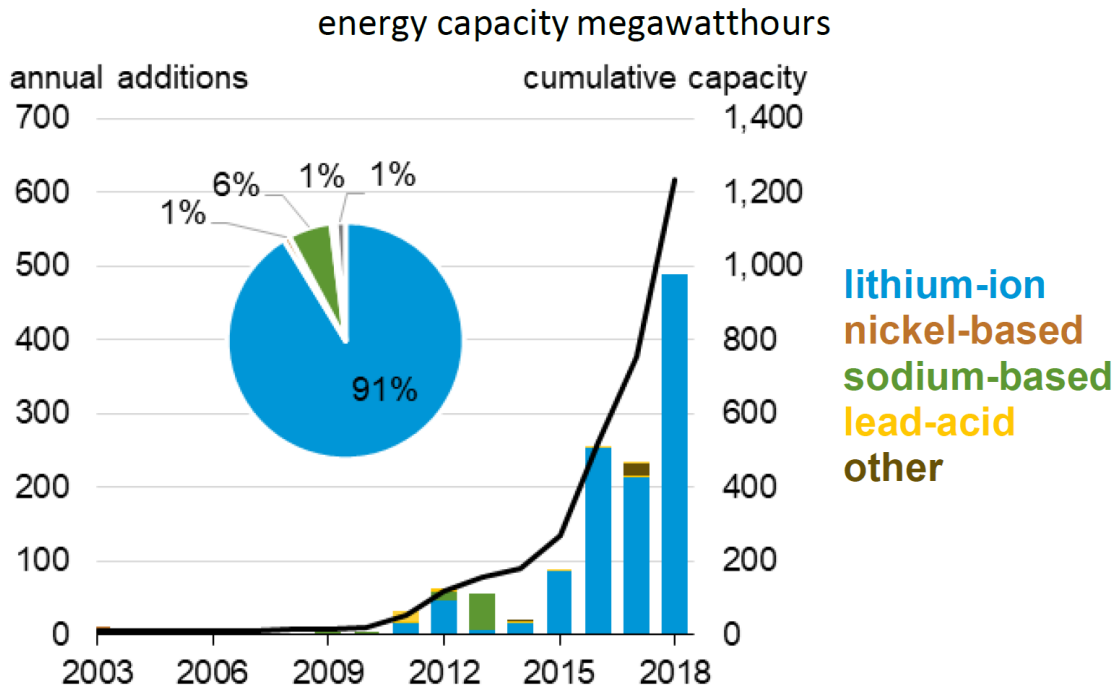


Figura 29. Distribución de la capacidad de almacenamiento en baterías instalada a gran escala [50].

Cortez et al. [52] realizaron un estudio comparando el LCOS tanto de las baterías electroquímicas ya mencionadas como baterías de flujo y de tecnologías de almacenamiento subterráneo.

Las baterías de flujo (RFB del inglés *Redox Flow Batteries*) se basan en reacciones de reducción y oxidación en dos electrolitos con iones metálicos como se observa en la Figura 30. La reducción en un electrodo extrae electrones e iones de un electrolito, los cuales son recombinados en el otro electrodo por una reacción de oxidación. Los iones migran del ánodo al cátodo a través de un electrolito impermeable a los electrones, de modo que son forzados hacia un circuito externo donde producen un intercambio de energía eléctrica. Para mantener las soluciones en fase líquida, la celda debe operar a temperatura ambiente, por lo que el electrolito conductor de iones es una membrana polimérica. Ambos lados de la celda están conectados a tanques que proveen el volumen necesario de las soluciones electrolíticas que circulan por bombeo [53].

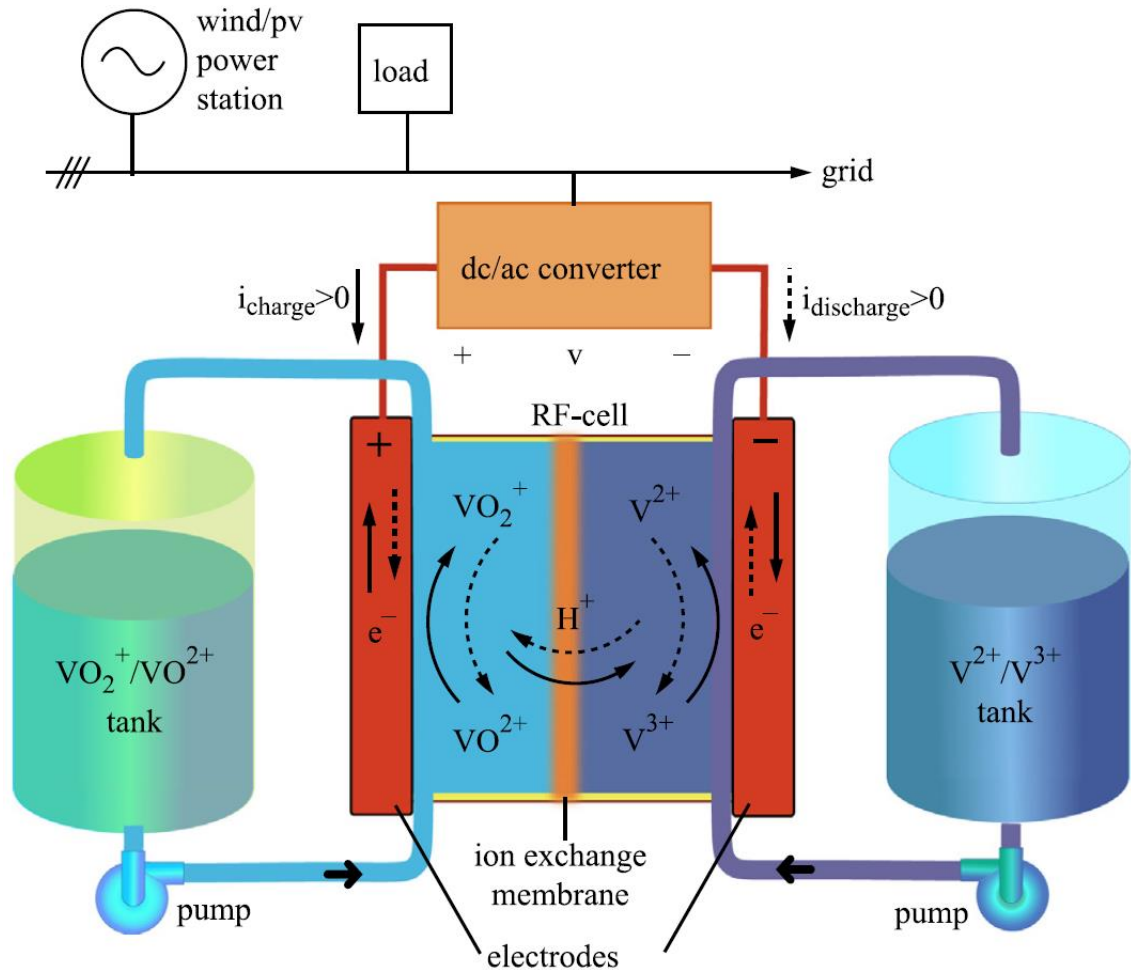


Figura 30. Diagrama de un sistema de almacenamiento por batería de flujo (Redox Flow Batteries) [53].

Las baterías de flujo tienen las siguientes ventajas: escalabilidad y flexibilidad, dimensionamiento independiente de potencia y energía, alta eficiencia de ciclo completo, alta profundidad de descarga, larga durabilidad, rápida respuesta y un menor impacto ambiental [54].

En la Tabla 5 se muestran los resultados del estudio realizado por Cortez et al. [52], que incluyó descuentos económicos por hasta 60 años o la vida útil completa, dependiendo de la tecnología. Los autores consideraron tres diferentes composiciones de batería de flujo: redox de vanadio, azufre acuoso e hidrógeno. Las aplicaciones se dividieron en tres categorías: corta duración, definida por un almacenamiento máximo de 4 horas de energía; almacenamiento diurno con una capacidad máxima de 12 horas; y almacenamiento de larga duración con un mínimo de 100 horas.

Tabla 5. LCOE estimado para las tecnologías de baterías en distintas aplicaciones [52].

Almacenamiento de Corta Duración							
Parámetro	Ion litio	Plomo	Na-S	NaMH	RFB		
Intervalo de potencia asumida (kW)	1	1	1	1	1		
Duración asumida (h)	4	4	4	4	4		
Costo de capacidad (\$/kWh)	189	220	465	482	393		
Costo de sistema de conversión de potencia (\$/kW)	211	211	211	211	211		
Costo de balance de planta (\$/kW)	95	95	95	95	95		
Costo de construcción (\$/kWh)	95	167	127	110	180		
Costo de proyecto (\$)	1442	1854	2674	2674	2598		
Costo fijo de O&M (\$/kW -a)	8	8	8	8	8		
Costo variable de O&M (\$/kW -a)	0.0303	0.0303	0.0303	0.0303	0.0303		
Eficiencia de ciclo completo (RTE)	86%	72%	75%	83%	70%		
Vida útil (ciclos)	3500	900	4000	3500	10000		
Ciclos por año	365	365	365	365	365		
Rango de descarga por ciclo	80%	80%	80%	80%	80%		
Degradación anual de RTE	0.50%	5.40%	0.30%	0.35%	0.40%		
Tasa de descuento	4%	4%	4%	4%	4%		
Costo total presente (\$)	1797	1943	3029	3020	3218		
Energía total presente (kWh)	9641	2320	9416	9360	16119		
LCOS (\$/kWh)	0.19	0.84	0.32	0.32	0.2		
		Almacenamiento Diurno				Almacenamiento de Larga Duración	
	Ion litio	RFB	RFB de S acuoso	H ₂ subterráneo	RFB de S acuoso	H ₂ subterráneo	
Intervalo de potencia asumida (kW)	1	1	1	1	1	1	
Duración asumida (h)	12	12	12	12	168	168	
Costo de capacidad (\$/kWh)	189	393	63	3.7	63	3.7	
Costo de sistema de conversión de potencia (\$/kW)	211	211	211	1440	211	1440	
Costo de balance de planta (\$/kW)	95	95	95	95	95	95	
Costo de construcción (\$/kWh)	95	180	4.3	0	4.3	0	
Costo de proyecto (\$)	3714	7182	1112	1579	11592	2157	
Costo fijo de O&M (\$/kW -a)	8	8	8	8	8	8	
Costo variable de O&M (\$/kW -a)	0.0303	0.0303	0.0303	0.0303	0.0303	0.0303	
Eficiencia de ciclo completo (RTE)	86%	70%	60%	40%	60%	40%	
Vida útil (ciclos)	3500	10000	10000	10000	60	60	
Ciclos por año	365	365	365	256	1	1	
Rango de descarga por ciclo	80%	80%	80%	80%	80%	80%	
Degradación anual de RTE	0.50%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	
Tasa de descuento	4%	4%	4%	4%	4%	4%	
Costo total presente (\$)	4653	8779	2500	2438	11837	2380	
Energía total presente (kWh)	28922	48358	41450	23251	2120	1413	
LCOS (\$/kWh)	0.16	0.18	0.06	0.1	5.58	1.68	

Lazard [51] por su parte dividió las aplicaciones de almacenamiento en las siguientes 6 ramas:

1. Venta al por mayor: Sistemas de almacenamiento energético diseñados para iniciar rápidamente y seguir con precisión la señal de abastecimiento.
2. Transmisión y distribución: Sistemas de almacenamiento diseñados para evitar el reemplazo de equipo de transmisión y o distribución. Suelen instalarse en subestaciones para proveer una capacidad flexible y mantener la estabilidad de la red.
3. Venta al por mayor (FV + almacenamiento): Sistemas diseñados para trabajar en conjunto con un SFV de gran tamaño y mejorar la relación entre la generación FV y la demanda.
4. Comercial e industrial (individual): Diseñados para reducir picos, suelen configurarse para alimentar múltiples estrategias de administración a una instalación comercial o industrial.
5. Comercial e industrial (FV + almacenamiento): Diseñados para maximizar el valor de un SFV optimizando flujos de ganancia y subsidios.
6. Residencial (FV + almacenamiento): Proveen energía de respaldo, mejoran la calidad del suministro de potencia y estabilizan la cantidad de electricidad vendida a la red.

Sus resultados basados en la capacidad de placa se muestran en la Figura 31, mientras que los resultados basados en producción energética se pueden ver en la Figura 32.

Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison—Capacity (\$/kW-year)

Lazard's LCOS analysis evaluates storage systems on a levelized basis to derive cost metrics based on nameplate capacity

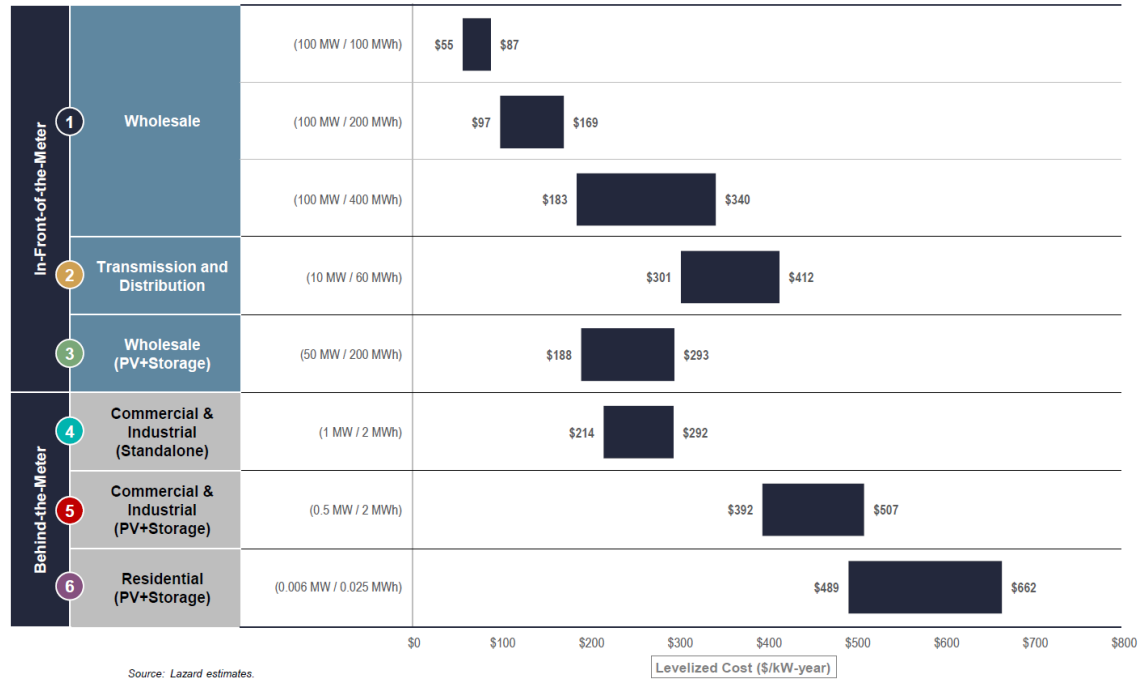


Figura 31. Comparativa de LCOS sin subsidios en Capacidad (\$/kW año) [51].

Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison—Energy (\$/MWh)

Lazard's LCOS analysis evaluates storage systems on a levelized basis to derive cost metrics based on annual energy output

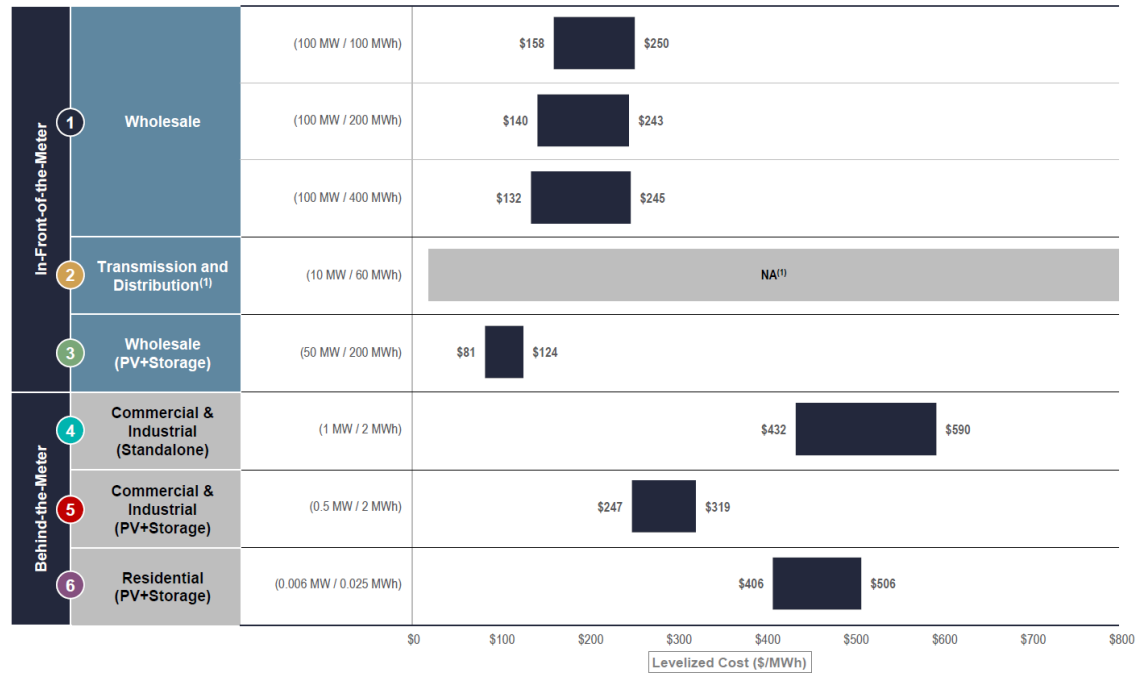


Figura 32. Comparativa de LCOS sin subsidios en Energía (\$/MWh) [51].

4. EL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN CINVESTAV ZACATENCO

En la presente tesis se trabajó con el SFV instalado en el techo de un edificio de cinco pisos ubicado en el CINVESTAV Zacatenco, el sistema completo cuenta con 60 kWp de potencia instalada en 240 módulos FV de silicio monocristalino modelo S60MC-250 manufacturado por la empresa Solartec. Cada módulo tiene dimensiones de 1640mm × 992mm × 40mm, un peso de 20.5 Kg y una potencia pico de 250 W. Sus especificaciones completas se pueden consultar en el Anexo A.

El sistema se instaló en junio de 2012 con un costo aproximado de 3.5 dólares por Watt instalado y si bien está conectado a la REC, la energía que genera es consumida en su totalidad por el edificio sobre el que está colocado. Durante el primer año de operación, el sistema generó en promedio 266.71 kWh diariamente, su desempeño fue de 88.8% y la eficiencia total fue de al menos 11.7 % [55].

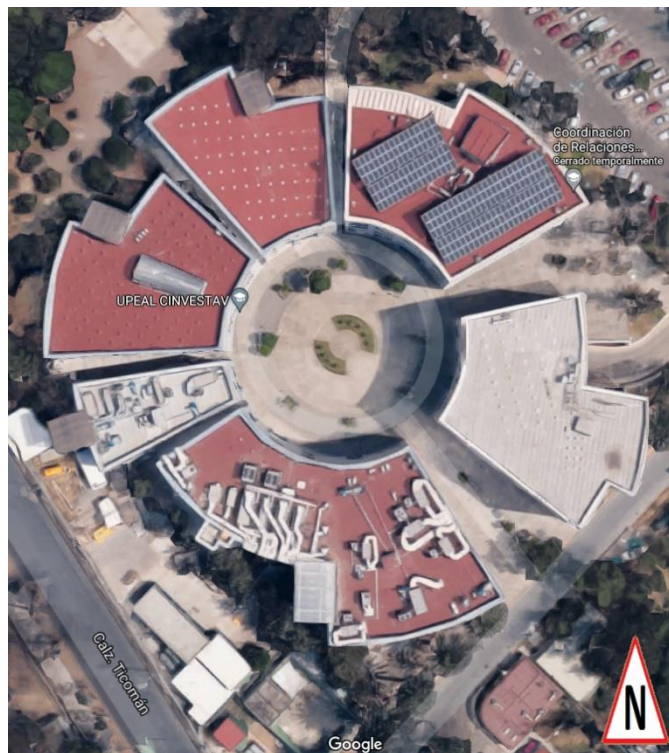


Figura 33. Imagen satelital del SFV del CINVESTAV Zacatenco [56].

El sistema se ubica en las coordenadas 19° 30' 38" latitud norte, 99° 07' 50" longitud oeste y está orientado a 30° hacia el este desde el sur geográfico como se aprecia en la imagen satelital de la Figura 33. El arreglo está montado sobre un armazón fijo de aluminio con una inclinación de 20° correspondiente a la latitud del lugar como se puede observar en la Figura 34. Dicha inclinación es el plano del arreglo o POA (del inglés *Plane of Array*).



Figura 34. Segmento del SFV del CINVESTAV Zacatenco de 60 kWp [55].

El sistema se divide en 5 arreglos de 48 módulos conectados 12 en serie y 4 en paralelo. Al final de cada arreglo hay un inversor Fronius modelo IG Plus V11-4-3 DELTA con una capacidad de 11.4 kW encargado de convertir la corriente directa que recibe en trifásica de 240 V. Sus especificaciones completas se pueden consultar en el Anexo B.

4.1 Monitoreo del Sistema

Los sistemas FV deben ser monitoreados constantemente para entender los cambios en el desempeño y para cumplir con los reportes reglamentarios. Adicionalmente, un

monitoreo efectivo permite encontrar errores en el funcionamiento del sistema y sus posibles soluciones. De la misma manera, es importante monitorear las condiciones climáticas bajo las que opera el sistema para determinar su efecto en el desempeño.

En el SFV en cuestión la irradiancia solar se midió con un piranómetro de Kipp & Zonen modelo CMP3 (especificaciones en el Anexo C) sobre el POA, cuya lectura se almacenó cada minuto mediante el registrador de datos Campbell CR300. Por su parte el sistema inversor Fronius integró y registró cada cinco minutos los datos de temperatura ambiental, temperatura de los módulos, velocidad del viento y energía generada.

Se aplicaron los métodos del IEC 61724 *Photovoltaic system performance – Monitoring and Capacity evaluation methods* para definir el desempeño del sistema completo con respecto a la producción de energía, el recurso solar y los efectos netos de las pérdidas en el sistema [57], [58]. En dichos métodos se utiliza una métrica denominada factor de desempeño (PR del inglés *Performance Ratio*) para reflejar la energía eléctrica generada en relación con la irradiación recibida por los módulos. El PR se calcula de la siguiente manera:

$$PR = \frac{\text{Producción real de energía}}{\text{Producción ideal de energía}} \quad (11)$$

Donde la producción ideal en un período es el total de la capacidad instalada multiplicada por la radiación solar que recibieron los módulos, es decir la energía que generaría el sistema bajo condiciones ideales. La producción real por su parte es la energía que genera el SFV medida directamente por los inversores durante el mismo período. De tal forma, en la producción real se ven reflejadas intrínsecamente las pérdidas que tienen lugar durante en el proceso de generación: las ópticas en el arreglo FV, las correspondientes a la conversión en los inversores y las debidas a las mermas por el cableado.

A continuación, se muestran los efectos del soiling y la lluvia en el SFV del Cinvestav Zacatenco durante los meses de diciembre de 2019 y enero de 2020.

4.2 Soiling en el SFV analizado

En la Figura 35 se muestra el desempeño diario del SFV durante diciembre de 2019. La línea roja representa la irradiancia promedio recibida durante cada día, mientras que la amarilla corresponde a la energía generada. Adicionalmente en azul se muestra el PR calculado, el cual al principio del mes se encontraba alrededor del 72% pero después del 22 de diciembre decae a cerca de un 65% debido a la acumulación de soiling sobre los módulos.

December 2019 Performance

● Generated Energy ● Irradiation ● PR

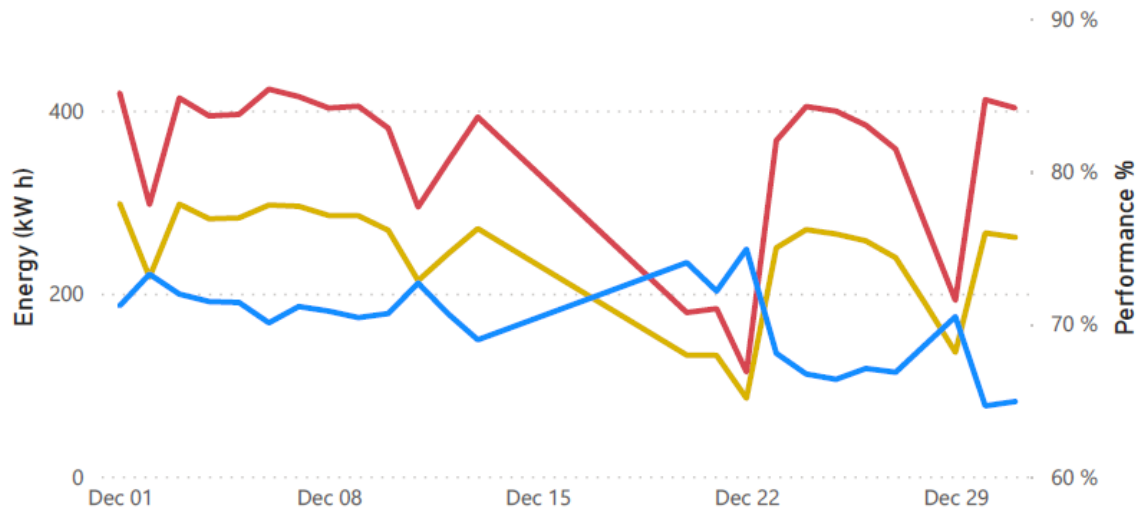


Figura 35. Medición diaria de energía generada, irradiancia sobre el POA y PR del SFV durante diciembre del 2019.

En la Figura 36 se muestra una fotografía tomada a un módulo FV del sistema el 17 de diciembre de 2019. En dicha foto se limpió manualmente por encima de una celda, de tal modo que la cantidad de soiling acumulado naturalmente resulta evidente.



Figura 36. Soiling acumulado sobre los módulos del SFV del Cinvestav Zacatenco al día 17 de diciembre de 2019. Se limpió una celda para hacer visible la capa de suciedad.

4.3 Lluvia en el SFV analizado

En la Figura 37 se muestra el desempeño del sistema durante el mes inmediato siguiente, es decir enero de 2020. Como se puede apreciar, el PR presentó nuevamente una tendencia a reducirse después del 3 de enero, llegando a un mínimo de 61.7% el día 12. En la Figura 38 se muestra otra fotografía de los módulos FV tomada el día 9 de enero, éstos presentan una cantidad mayor de suciedad, lo que dio origen a una mayor reducción del PR.

Posteriormente en el mes, en los días 19 y 20 de enero se presentaron lluvias en la zona de instalación, las cuales limpiaron considerablemente los módulos. En la Figura 39 se muestra fotografías de los paneles casi completamente libres de soiling tras las lluvias del 19 y 20 de enero.

January 2020 Performance

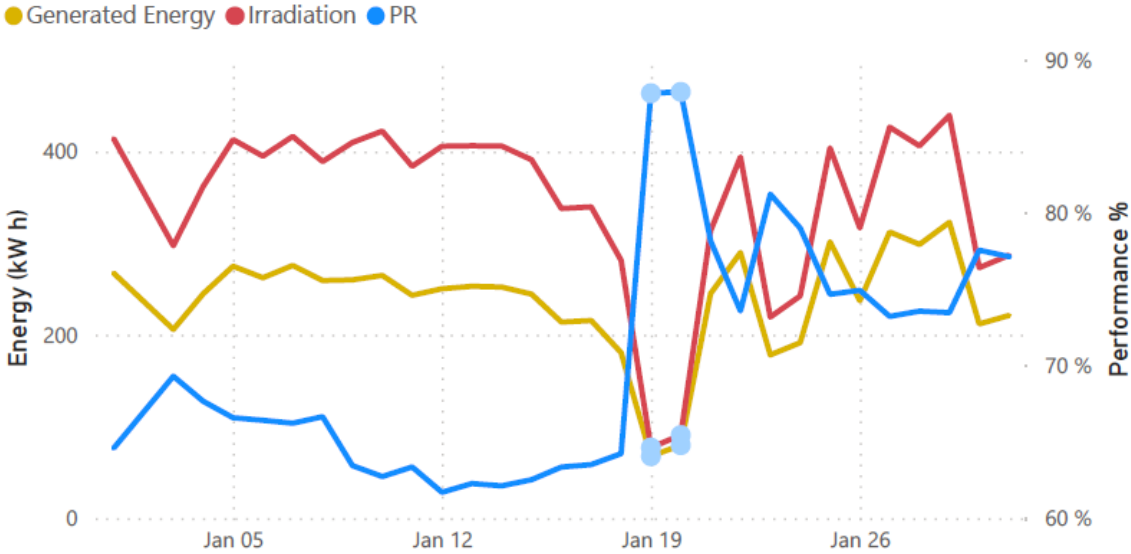


Figura 37. Medición diaria de energía generada, irradiancia sobre el POA y PR del SFV durante enero del 2020. Los días marcados con puntos azules son los que presentaron lluvia.



Figura 38. Soiling acumulado sobre los módulos del SFV del Cinvestav Zacatenco el día 9 de enero de 2020. Se limpió una celda para hacer notoria la capa de suciedad.



Figura 39. Fotografías de los paneles FV después de la lluvia en los días 19 (izquierda) y 20 (derecha) de enero. La suciedad se ha eliminado casi completamente.

En la Figura 37 se marcaron los días de lluvia con puntos azules, después de éstos hay un incremento evidente en el PR. en ambos el PR alcanza su valor máximo con 87.8%. Después de dichos días y al no tener el efecto limpiador de la lluvia, el PR se reduce. Sin embargo y como se puede observar en Figura 37 el PR no regresa a los niveles que tenía antes de la lluvia. Esto se debe a que el sistema vuelve a acumular soiling de forma natural, pero partiendo de un estado casi completamente limpio.

Si se promedian los datos de los cuatro días anteriores a los dos lluviosos y se comparan con aquellos correspondientes a los cuatro días posteriores se obtiene que el PR se incrementó de 63.34% a 77.35%. Esto representa un incremento mayor al 22% debido al efecto de limpieza de la lluvia. En la Tabla 6 muestra los promedios de los días mencionados junto con las condiciones climáticas del sistema.

Tabla 6. Parámetros del SFV antes y después de los días de lluvia (valores promedios).

Periodo (enero 2020)	Irradiancia Solar (kWh)	Energía generada (kWh)	PR (%)	Velocidad del Viento (m/s)	Temperatura de los módulos (°C)	Temperatura ambiental (°C)
Del 15 al 18	337.41	213.71	63.34	0.36	31.3	20.2
Del 21 al 24	292.33	226.12	77.35	0.25	27.82	17.75

En las siguientes gráficas se muestran los promedios diarios de temperatura que experimenta el sistema en comparación con el PR calculado. Las líneas anaranjadas representan la temperatura ambiental, las moradas la temperatura de los paneles, y las líneas azules el PR.

December 2019 Temperature conditions

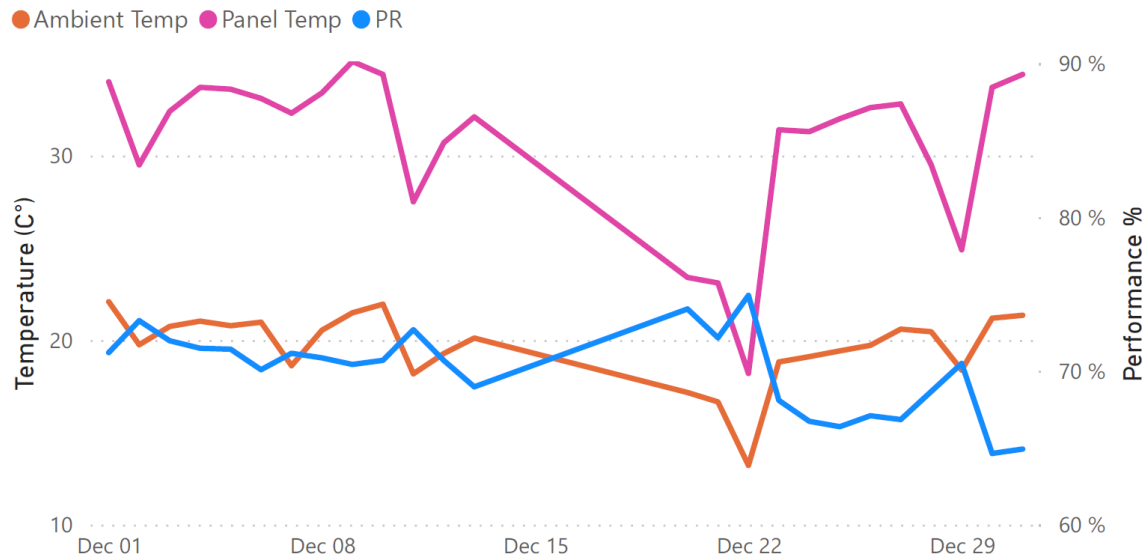


Figura 40. Promedios diarios de temperatura ambiental, temperatura de los módulos y PR del SFV durante diciembre de 2019.

January 2020 Temperature conditions

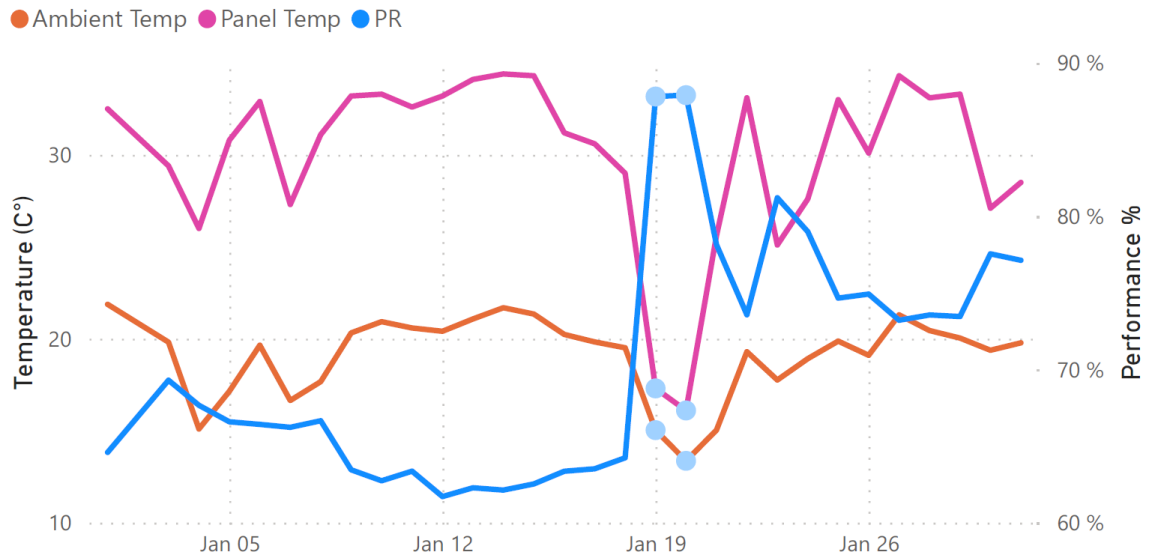


Figura 41. Promedios diarios de temperatura ambiental, temperatura de los módulos y PR del SFV durante enero de 2020. Los días marcados con puntos azules son los que presentaron lluvia.

La Figura 40 abarca el mes de diciembre de 2019 y la Figura 41 corresponde a enero de 2020. Ambas temperaturas siguen una misma tendencia, si bien la temperatura de los módulos es siempre superior. Como se puede apreciar, cada vez que hay un valle en la temperatura, el PR presenta un pico, puesto que con una temperatura menor en los módulos aumenta la potencia generada.

Las siguientes gráficas muestran el promedio diario de la velocidad del viento con líneas grises comparado con el PR del sistema nuevamente en azul. La Figura 42 corresponde con el mes de diciembre de 2019 y la Figura 43 con enero de 2020. Como se puede apreciar, no hay una relación tan directa entre la velocidad del viento y el PR. Esto se debe a que, si bien el viento propicia la reducción de la temperatura del sistema, también transporta los contaminantes que forman el soiling. Adicionalmente, a falta de una capa microtexturizada sobre los módulos, la remoción de partículas por efecto del viento es mínima.

December 2019 Wind conditions

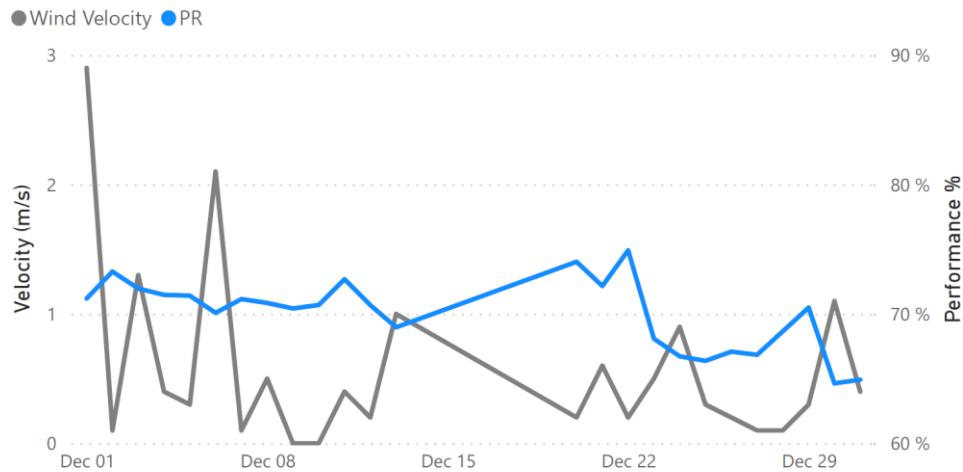


Figura 42. Promedios diarios de velocidad del viento y PR del SFV durante diciembre de 2019.

January 2020 Wind conditions

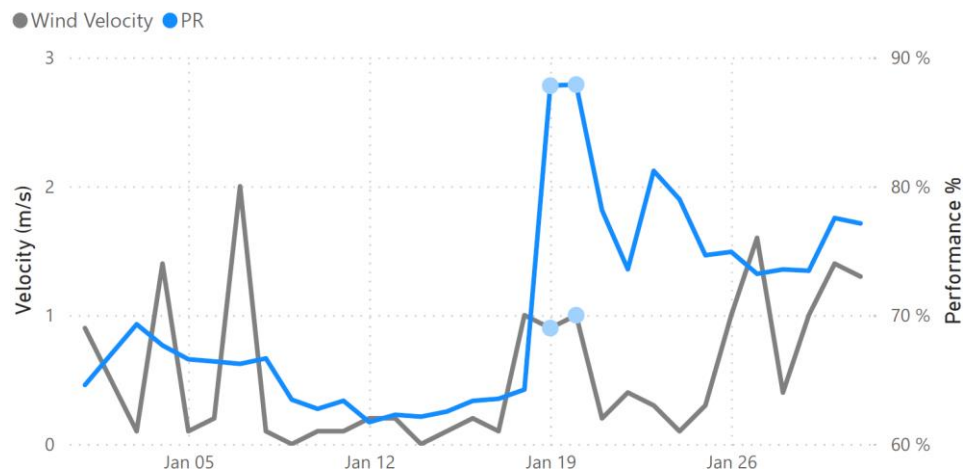


Figura 43. Promedios diarios de velocidad del viento y PR del SFV durante enero de 2020. Los días marcados con puntos azules son los que presentaron lluvia.

4.4 Comportamiento anual del sistema

Para detectar cuando un sistema FV no está trabajando correctamente, es necesario su monitoreo constante. A continuación, se muestran las mediciones correspondientes al desempeño del sistema a lo largo de los años 2019 y 2020 completos. Los datos de la energía producida y la irradiancia recibida se promediaron para cada mes y se calculó el PR resultante. Dichos datos se pueden observar en la Figura 44 para el año 2019 y en la Figura 45 para el año 2020.

Performance in 2019

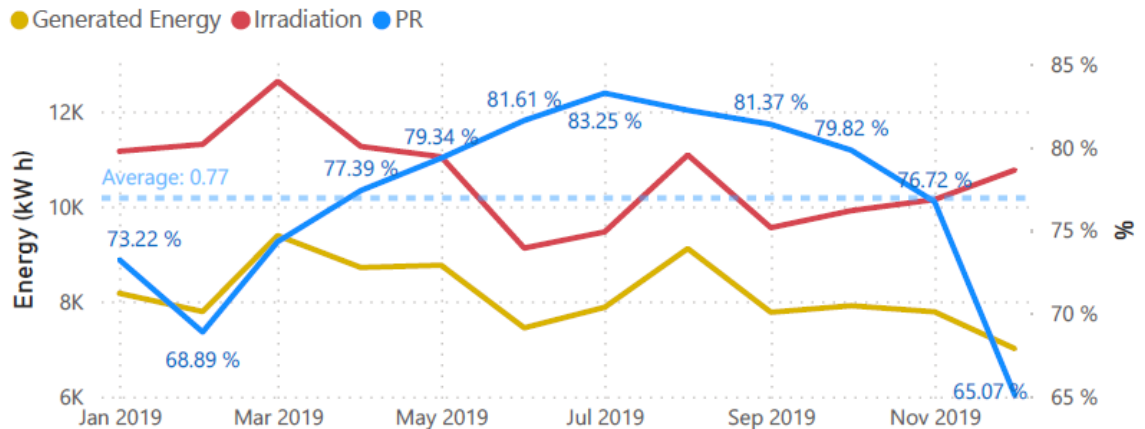


Figura 44. Promedios mensuales de la energía generada por el sistema, la irradiación recibida sobre el POA y el PR calculado durante los 12 meses de 2019.

Performance in 2020

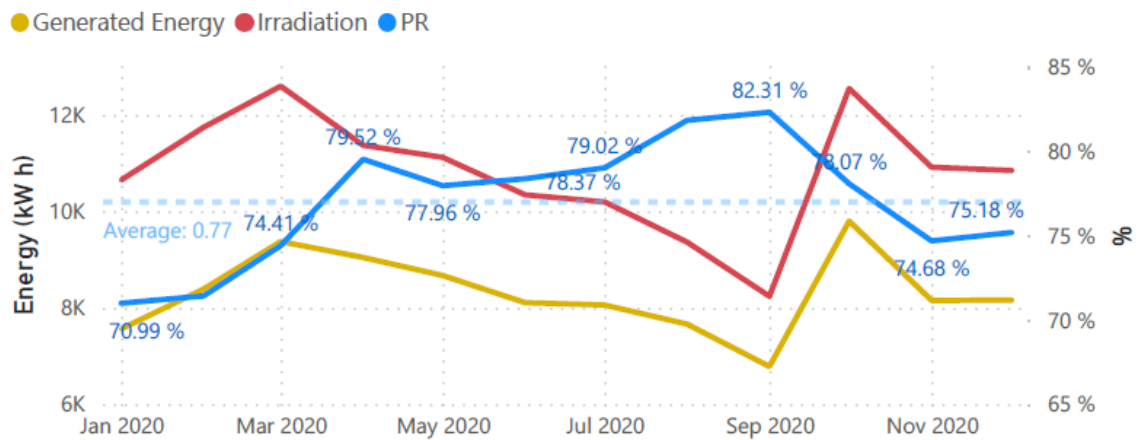


Figura 45. Promedios mensuales de la energía generada por el sistema, la irradiación recibida sobre el POA y el PR calculado en cada mes de 2020.

Como se puede observar, en ambos casos el PR es relativamente bajo al inicio del año, pero incrementa conforme avanza la primavera y alcanza su máximo durante el verano. El PR máximo se presentó en julio y en septiembre durante 2019 y 2020, respectivamente.

Dichos resultados son congruentes con los reportados por Sakarapunthip et al. [59], que midieron el desempeño de una planta generadora FV en el clima húmedo y tropical de Tailandia cerca de un campo de arroz. En todo el año, la acumulación de soiling fue

máxima durante el período seco desde octubre hasta abril, para después reducirse durante la temporada de lluvias.

En las siguientes figuras se muestran los promedios mensuales de las condiciones climáticas del sistema. Se tomaron en cuenta los valores dentro de un horario de trabajo de 7 am a 7 pm cuando los módulos se encuentran en operación. La línea amarilla representa la temperatura ambiente, la morada es la temperatura de los módulos y la gris indica la velocidad del viento.

Temperatue and Wind conditions in 2019

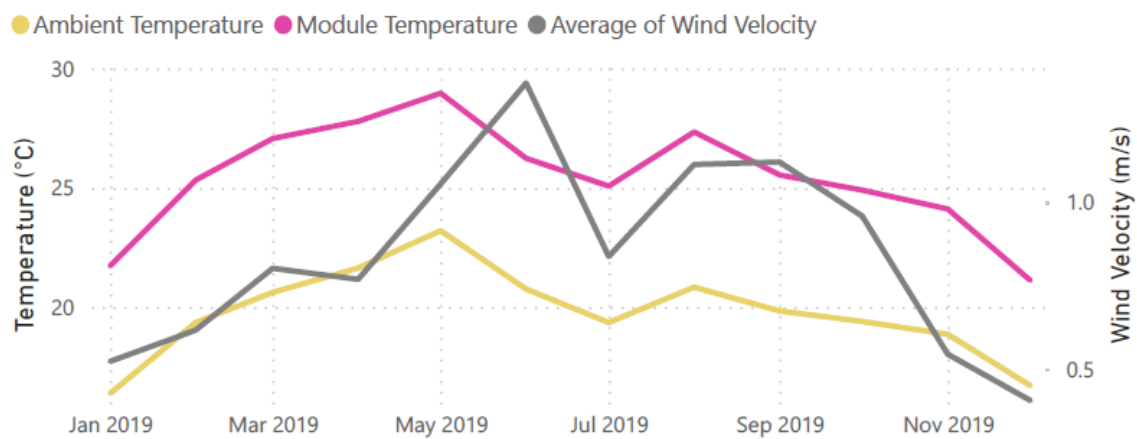


Figura 46. Promedios mensuales de la temperatura de los módulos, temperatura ambiente y velocidad del viento durante 2019.

Temperatue and Wind conditions in 2020

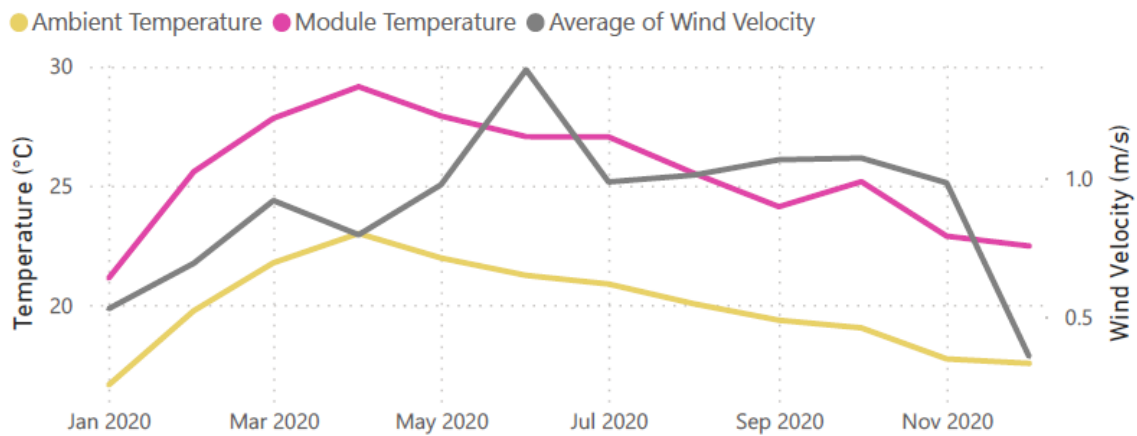


Figura 47. Promedios mensuales de la temperatura de los módulos, temperatura ambiente y velocidad del viento durante 2020.

La Figura 46 muestra los datos del año 2019 y la Figura 47 muestra los del año 2020. Nuevamente se observa una tendencia cíclica, con un máximo de velocidad de viento en junio, el cual reduce la temperatura de los módulos. Dicha temperatura alcanzó su máximo en mayo y abril de ambos años, mientras que el mínimo ocurrió en diciembre y enero.

Para comparar el total de ambos años se presenta la Figura 48 con los totales anuales de irradiancia recibida por el sistema en color rojo, la energía generada en color amarillo y el PR en una línea azul. Con dichos totales se puede calcular que el sistema produjo mensualmente un promedio de 8,174.53 kWh en 2019 y 8,313.39 kWh en 2020.

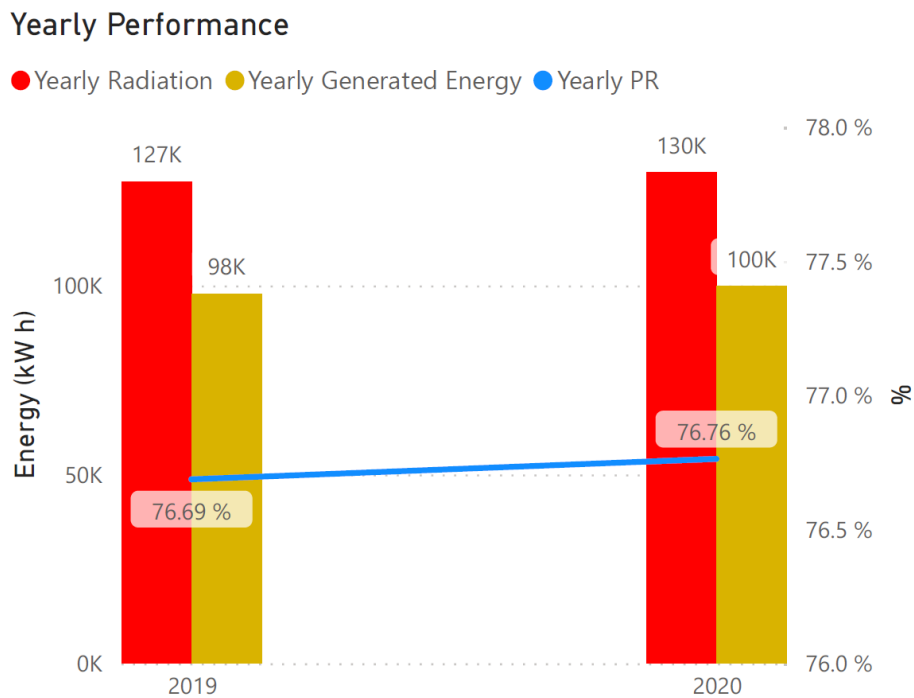


Figura 48. Irradiancia solar, energía generada y PR anuales del SFV en 2019 y 2020.

4.5 Comparado con otro SFV

A continuación, se presenta el ejemplo de diseño de un SFV a cargo del Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México (IER-UNAM) y descrito por Sánchez et al. [2]. El sistema se ubicó sobre la Avenida Temixco 160, Ciudad de la Confección, Palo Escrito, CP 62760 Emiliano Zapata, Morelos con coordenadas

18.8° latitud Norte y 99.2° longitud Oeste. El sistema se diseñó para su interconexión a la red eléctrica local en baja tensión con 27 kW y 220 VAC nominales, así como tres fases y 60 Hz de frecuencia. Los módulos se instalaron en una azotea y se determinó una capacidad máxima de planta de 27 kW pico usando tecnología FV de silicio policristalino con una eficiencia aproximada del 15%. Se seleccionaron 108 MFV de la empresa Solartec modelo S60PC-250. El SFV se dividió en 3 AFV cada uno con 9 kW P_p y 36 MFV en configuración 12Sx3P. Cada arreglo se conectó a un inversor de CD/CA de marca Fronius modelo IG Plus V 10.0-3, 208/240V@60 Hz trifásico.

Tabla 7. Parámetros de los SFV del Cinvestav Zacatenco y el de IER-UNAM.

	SFV en Cinvestav	IER-UNAM
Coordenadas	19° Norte, 99° Oeste	18.8° Norte, 99.2° Oeste
Potencia instalada	60 kWp	27 kWp
Número de módulos	240	108
Modelo	Solartec S60PC-250	Solartec S60PC-250
Área total de módulos	390 m ²	175 m ²
Número de arreglos	5	3
Conexión en cada AFV	12Sx4P	12Sx3P
Modelo de Inversores	Fronius modelo IG Plus V 11.4-3 Delta	Fronius modelo IG Plus V 10.0-3 Delta

En la Tabla 7 se muestra una comparativa de los parámetros del sistema descrito junto a los correspondientes al SFV instalado en Cinvestav Zacatenco. Las similitudes entre ambos son evidentes, si bien el de Cinvestav presenta una potencia instalada 2.22 veces mayor. Sánchez et al. [2] además realizaron una estimación simulada de la generación energética de su sistema, resultando en 40,771 kWh anuales.

En la Tabla 8 se compara la producción energética estimada para el SFV descrito en Sánchez et al. [2] con los valores medidos del SFV de Cinvestav Zacatenco durante los años 2019 y 2020 (Figura 48). Como se puede apreciar, la producción energética del SFV

Cinvestav es mayor en un grado congruente con la diferencia en potencia instalada, con lo que se confirman las estimaciones de Sánchez.

Tabla 8. Comparativa de producción energética de los SFV del Cinvestav Zacatenco (medido) y el de IER-UNAM (estimado).

SFV	Producción Energética (kWh)	
	Anual	Promedio Mensual
IER-UNAM en 2015	40,771.00	3,397.58
Cinvestav en 2019	97,770.38	8,147.53
Cinvestav en 2020	99,760.71	8,313.39

4.6 Comparado con las necesidades energéticas de Cinvestav Zacatenco

Se estudió el consumo eléctrico de Cinvestav Zacatenco en el período de agosto de 2012 a febrero de 2014 de acuerdo con lo que reporta la Comisión Federal de Electricidad y se calculó que el Centro de investigación requiere mensualmente un promedio de 894,549 kWh con un máximo de 1,006,462 kWh en el mes de mayo de 2013. En la Figura 49 se muestra una gráfica con los consumos mencionados.

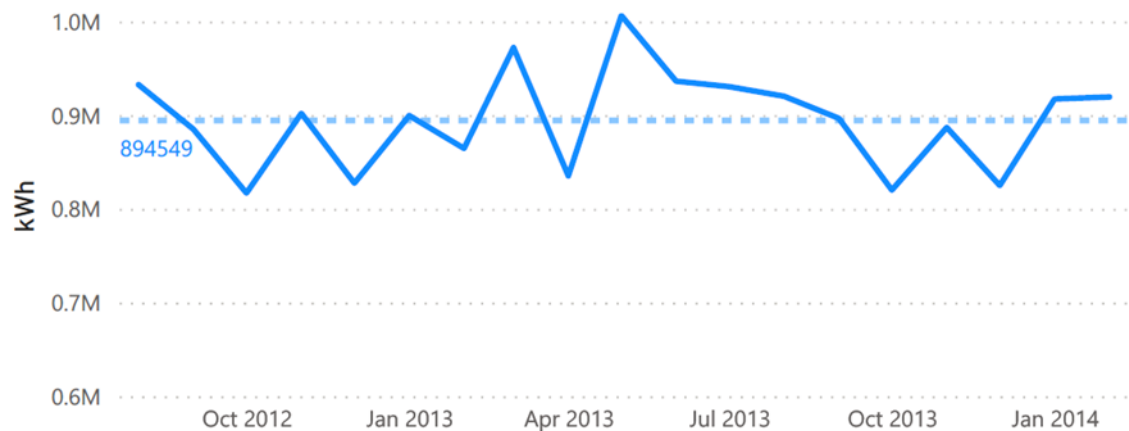


Figura 49. Consumo energético mensual del Cinvestav Zacatenco de acuerdo con reportes de CFE de agosto de 2012 a febrero de 2014. La línea punteada representa el valor promedio.

Con los valores medidos del SFV de Cinvestav en 2019 y 2020 podemos obtener una producción energética promedio de 8,230.46 kWh mensuales. Con tales datos se puede

hacer un cálculo aproximado de la razón entre la demanda energética total en Cinvestav y la que produce el sistema FV instalado queda de la siguiente forma:

$$\frac{\text{consumo mensual promedio del Cinvestav}}{\text{producción mensual promedio del SFV}} = \frac{894,549.26}{8,230.46} = 108.7 \quad (12)$$

Esto indica que, implementando la misma tecnología instalada, Cinvestav requeriría de 109 veces más módulos SFV para cubrir su demanda energética. El SFV instalado tiene 390 m² de módulos inclinados a 20° y el área que ocupa es de 366 m². De modo que el área requerida para cubrir la demanda total es de 39,836 m².

Los edificios en Cinvestav poseen un área de 13,750 m² mientras que los estacionamientos ocupan 9,152 m². Si ambas superficies se cubrieran con sistemas FV similares al ya instalado, se podrían producir en promedio 514,359 kWh al mes como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Áreas disponibles en Cinvestav y su potencial de producción energética mensual.

	Área disponible (m ²)	Capacidad de producción FV (kW h)
Edificios	13,750	308,810
Estacionamiento	9,152	205,549
Total	22,903	514,359

Considerando un costo por kWh de 2 MXN, dicha cantidad de energía equivale a un ahorro mensual de \$1,028,718 MXN y representa el 57% del consumo promedio de todo Cinvestav, al cubrir los edificios y estacionamientos.

Si se cubrieran los 22,903 m² con la tecnología ya implementada que ocupa 366 m² se tendría un sistema 63 veces más grande y con una potencia pico de 3,780 kW. Si se considera un costo por Watt instalado de 1.5 dólares. el costo de la tecnología FV sería de 5.67 millones de dólares. Sin embargo, se requiere de estructuras que soporten los paneles sobre los 9,152 m² de estacionamiento, las cuales tendrían un costo

aproximado de 1.4 millones de dólares. De forma que el sistema requeriría de una inversión de 7.06 millones de dólares.

Usando un factor de 20 a 1 para convertir de la moneda mexicana a la estadounidense, el ahorro mensual del sistema sugerido se traduce en \$51,435.96 USD. Al dividir los 7.06 millones de dólares requeridos entre el ahorro mensual promedio de \$51,435.96 dólares se obtiene un estimado de 138 meses para recuperar la inversión inicial, es decir 11 años y 6 meses. El resultado es rentable, puesto que el sistema tiene un tiempo de vida útil superior a 25 años.

La larga vida útil de los sistemas FV es lo que los hace inversiones rentables a largo plazo. Cuando se instaló el SFV de Cinvestav Zacatenco en junio de 2012, el precio de la tecnología era de aproximadamente 3.5 dólares por Watt. De acuerdo con el diario oficial de la federación [60] durante el mencionado mes el dólar tenía un valor promedio de \$14 MXN. Con estos datos se puede aproximar el costo de los 60 kW del SFV de Cinvestav en \$2,940,000 MXN. Con el costo de 2 MXN por kWh y dado que el sistema genera en promedio 8,230.46 kWh mensuales, se puede considerar un ahorro de \$16,460.92 MXN cada mes. De tal forma, el SFV cubre su costo al cabo de 14 años y 10 meses, después de lo cual, cuenta aún con más de 10 años de vida útil.

5. CONCLUSIONES

Los costos de la tecnología FV, que se redujeron de forma considerable a partir de 2006, mantienen hoy en día su tendencia a la baja si bien en un grado menos pronunciado.

Los costos de un sistema FV de módulos bifaciales con un ángulo de seguimiento es menos de 20% mayor que los de un sistema con módulos monofaciales de ángulo fijo en la mayoría de los territorios. Sin embargo, la ventaja de los primeros en energía captada se encuentra en un intervalo de 25% hasta más de 50%.

La producción energética del SFV de Cinvestav Zacatenco es congruente con la estimada para un sistema en una ubicación geográfica cercana, si bien con condiciones climáticas diferentes, pero con paneles FV del mismo modelo. Similarmente, el ciclo anual de rendimiento relativamente bajo durante el período seco concuerda con lo reportado en latitudes similares.

Se analizaron los resultados del sistema FV en Cinvestav Zacatenco y se determinó que la acumulación de soiling sin atender durante un mes reduce el factor de desempeño del sistema FV en un valor alrededor del 10%.

Después de una limpieza de los módulos del SFV por acción de dos días de lluvia, el sistema incrementó su desempeño promedio de 63% a 77% debido a la eliminación casi total del soiling acumulado durante el mes anterior.

Mucha de la literatura consultada en el presente trabajo proviene de países que, como México, cuentan con niveles altos de irradiancia. Entre éstos sobresalen Qatar y Arabia Saudita, que, a pesar de tener una economía considerablemente dependiente de los combustibles fósiles, no ignoran su recurso solar.

Si el Cinvestav Zacatenco instalara sistemas FV similares al actual en las áreas disponibles de la totalidad de sus edificios y estacionamientos, reduciría a la mitad su

gasto por consumo eléctrico. La inversión requerida se recuperaría aproximadamente en un periodo de 11 años y 6 meses. Después de dicho lapso, el nuevo sistema seguiría produciendo energía por el resto de sus más de 25 años de vida útil.

Asimismo, el SFV del Cinvestav Zacatenco fue una buena inversión dado que la energía que produce se traduce en un ahorro mensual para la institución que cubrirá el costo del sistema al cabo aproximadamente de 15 años de funcionamiento. El sistema se instaló en junio de 2012, por lo que actualmente lleva operando casi 10 años, de forma que la producción de energía eléctrica generada ha cubierto aproximadamente 2/3 del costo del SFV. En cinco años más, el SFV habrá cubierto su costo inicial y contará aún con 10 años de vida útil para seguir generando energía limpia.

6. RECOMENDACIONES

El proceso de diseño y dimensionamiento de una planta FV presenta la mayor cantidad de oportunidades de optimizar la producción energética con las opciones de tecnología FV disponibles actualmente.

Al implementar paneles bifaciales, es necesario considerar la captación posterior durante el dimensionamiento del sistema. La mayor captación energética se debe balancear contra el costo de un área mayor, de un proceso de acondicionamiento del terreno y de una altura optimizada de instalación.

Los módulos FV acumulan suciedad y contaminantes debido a los cambios de temperatura y humedad que ocurren durante la madrugada incluso en ambientes desérticos. Para evitar que los módulos experimenten dichos cambios de temperatura se recomienda la aplicación de calor sobre estos en periodos cortos durante la noche.

Otra forma de reducir la cantidad de soiling acumulado consiste en cambiar la posición de los módulos durante la noche. Aprovechando los sistemas que cuentan con un eje de seguimiento, los módulos se pueden colocar en posición vertical para reducir la acumulación de contaminantes hasta en un 40%.

Dada la alta presencia de polvo ambiental que suele predominar en las zonas con mayor recurso solar, y siendo que las capas de material antisoiling no han alcanzado niveles económicamente viables de durabilidad, se recomienda la implementación de un sistema periódico de limpieza adecuado con los recursos de la zona. Los procesos de limpieza solamente con agua o bien con aire comprimido son las opciones que menos reducen tanto la transmitancia como la corriente de corto circuito de los módulos FV.

Respecto a las pérdidas por efecto del soiling en los paneles de Cinvestav Zacatenco, dado el clima árido y considerablemente contaminado de la localidad, se recomienda implementar un ciclo de limpieza ya sea con aire comprimido o con agua. A diferencia de otras localidades con recurso solar abundante, la ciudad de México presenta

precipitaciones estacionales, de modo que el ciclo de limpieza puede limitarse a las temporadas de sequía.

El análisis financiero presentado en este trabajo muestra que instalar sistemas fotovoltaicos en la Ciudad de México es una inversión rentable. El SFV de Cinvestav ha generado en ahorros aproximadamente un 66% de su costo inicial y se espera que lo cubra totalmente dentro de aproximadamente 5 años. Posteriormente, el sistema aún contará con más de 10 años de vida útil en los que seguirá brindando energía y produciendo ahorros a la institución.

Con base en tales datos, es recomendable incrementar la potencia instalada en Cinvestav Zacatenco. El Centro puede reducir a la mitad su gasto por consumo eléctrico instalando sistemas FV sobre la totalidad de sus edificios y estacionamientos. Dicha instalación representa una inversión importante, por lo que una opción más económicamente viable es aprovechar la naturaleza modular de los sistemas FV. En lugar de invertir en un solo arreglo de gran tamaño, se pueden financiar periódicamente arreglos menores que reduzcan paulatinamente los gastos por consumo eléctrico de la institución.

REFERENCIAS

- [1] «NASA Earth Sciences Solar radiation,» [En línea]. Available: <https://earth.gsfc.nasa.gov/climate/research/solar-radiation>. [Último acceso: 2021].
- [2] A. Sánchez Juárez, D. Martínez Escobar, R. d. I. L. Santos Magdaleno, J. Ortega Cruz y P. A. Sánchez Pérez, *Aplicaciones Fotovoltaicas de la Energía Solar en los Sectores Residencial, Servicio e Industrial*, Ciudad de México: Instituto de Energías Renovables, UNAM, 2017.
- [3] «PV Education,» [En línea]. Available: <https://www.pveducation.org/>.
- [4] C. D. Rodríguez-Gallegos, H. Liu, O. Gandhi, J. P. Singh, V. Krishnamurthy, A. Kumar, J. S. Stein, L. Li, S. Wang, T. Reindl y I. M. Peters, «Techno-economic performance modelling of bifacial and tracking PV systems worldwide,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [5] C. D. Rodríguez-Gallegos, H. Liu, O. Gandhi, L. Li, T. Reindl y I. M. Peters, «Global techno-economic performance of bifacial and tracking PV systems,» *Joule*, 2020.
- [6] A. Abass, «Light absorption enhancement and electronic properties of thin-film solar cells,» 2014.
- [7] G. Gaikwad, S. K. D. Barki y D. B. Prasad, «Investigation of Bypassdiode Failures to Demonstrate Manufacturing Defects to Enable Warranty Claims,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.

- [8] I. Wu, T. Shinozuka, S. Ishigami y Y. Matsumoto, «Evaluation of Electromagnetic Radiation from the DC Side of a Photovoltaic Power Generation System,» *IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine*, pp. 73-81, Abril 2015.
- [9] A. Sayyah, M. N. Horenstein y M. K. Mazumder, «Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels,» *Solar Energy*, vol. 107, pp. 576-604, 2014.
- [10] K. K. Ilse, B. W. Figgis, V. Naumann, C. Hagendorf y J. Bagdahn, «Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 98, pp. 239-254, 2018.
- [11] K. K. Ilse, B. W. Figgis, M. Werner, V. Naumann, C. Hagendorf, H. Pöllmann y J. Bagdahn, «Comprehensive analysis of soiling and cementation processes on PV modules in Qatar,» *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 186, pp. 309-323, 2018.
- [12] N. Sakarapunthip, «Effects of dust accumulation and module cleaning on performance ratio of solar rooftop system and solar power plants,» *Japanese Journal of Applied Physics*, vol. 56, p. 08ME02, 2017.
- [13] J. Tanesab, «Energy and economic losses caused by dust on residential photovoltaic (PV) systems deployed in different climate areas,» *Renewable Energy*, vol. 120, pp. 401-412, 2018.
- [14] B. Guo, W. Javed, B. W. Figgis y T. Mirza, «Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar,» *First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, pp. 1-6, 2015.
- [15] B. Figgis y B. Brophy, «PV coatings and particle adhesion forces,» de *PV-Days Conference Proceedings*, Halle, Germany, 2015.

- [16] A. Y. Al-Hasan, «A new correlation for direct beam solar radiation received by photovoltaic panel with sand dust accumulated on its surface,» *Solar Energy*, vol. 6, nº no. 5, pp. 323-333, 1998.
- [17] S. A. M. Said y H. M. Walwill, «Fundamental studies on dust fouling effects on PV module performance,» *Solar Energy*, vol. 107, pp. 328-337, 2014.
- [18] L. L. Kazmerski, A. S. A. C. Diniz, C. Brasil Maia, M. Viana, S. Costa, P. Brito, C. Dias Campos, L. Villhena, S. De Morales Hanriot y L. R. de Oliveira Cruz, «Fundamental studies of adhesion of dust to PV module surfaces: Chemical and physical relationships at the microscale,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6.3, pp. 719-729, 2016.
- [19] H. A. Kazem, T. Khatib, K. Sopian, F. Buttinger, W. Elmenreich y A. S. Albusaidi, «Effect of dust deposition on the performance of multi-crystalline photovoltaic modules based on experimental measurements,» *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 3(4), pp. 850-853, 2013.
- [20] A. A. Hegazy, «Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors,» vol. 22, pp. 525-540, 2001.
- [21] A. Singh, M. Perry y D. Jones, «Measurement of Soiling Loss on Bifacial PV Modules,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [22] V. Schlosser, M. Drapalik y G. Klinger, «About the usability of a photovoltaic module to monitor air pollution,» *3rd Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact*, nº ICCEP, pp. 434-438, 2011.
- [23] Y. Ota, K. Araki y K. Nishioka, «Impact of volcanic ash on CPV system in Miyazaki Japan,» *AIP Conference Proceedings*, vol. 1477, pp. 340-343, 2012.

- [24] A. Roslizar, J. Taddeucci, U. W. Paetzold, H. Holscher y B. S. Richards, «Influence of Wind Speed on Volcano Ash Removal from PV Modules possessing a Self-Cleaning Cover Film,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [25] P. Sinha, W. Hayes, B. Littmann, L. Ngan y R. Znaidi, «Environmental variables affecting solar photovoltaic energy generation in Morocco,» *International Renewable & Sustainable Energy Conference*, pp. 327-345, 2014.
- [26] X. Li, D. L. Mauzerall y M. H. Bergin, «Global reduction of solar power generation efficiency due to aerosols and panel soiling,» *Nature Sustainability*, 2020.
- [27] M. Fraga, «Evaluation of the impact of dirt on the performance of photovoltaic modules in Minas Gerais,» de *Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química*, Belo Horizonte, Universidade Federal de Minas Gerais, 2018, pp. 1-62.
- [28] K. Ilse, L. Micheli, B. W. Figgis, K. Lange, D. Daßler, F. Wolfertstetter, V. Naumann, C. Hagendorf, R. Gottschlag y J. Bagdahn, «Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation,» *Joule*, vol. 3, pp. 1-19, 2019.
- [29] D. C. Miller, A. Alnuaimi, J. John, L. Simpson, C. Engtrakul, A. Einhorn, C. L. Lanaghan, J. M. Newkirk, B. To, D. Holsapple, J. Morse, P. Ndione y H. Moutinho, «The Abrasion of Photovoltaic Glass: A Comparison of the Effects of Natural and Artificial Aging,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, pp. 173-180, 2020.
- [30] J. A. P. Rodrigues, A. S. A. C. Diniz y L. Kazmerski, «Evaluation of the Impacts of Various Cleaning Techniques on Photovoltaic Module Glass,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.

- [31] A. Cardoso, «Cleaning Solar Systems,» *Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa*, 2020.
- [32] G. C. Oehler, F. Lisco, F. Bukhari, S. Ulicná, B. Strauss, K. L. Barth y J. M. Walls, «Testing the Durability of Anti-Soiling Coatings for Solar Cover Glass by Outdoor Exposure in Denmark,» *Energies*, vol. 13, nº 299, 2020.
- [33] K. Isbilir, F. Lisco, G. Womack, A. Abbas y J. M. Walls, «Testing of an Anti-Soiling Coating for PV Module Cover Glass,» *IEEE 7th WCPEC (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, pp. 3426-3431, 2018.
- [34] K. Isbilir, B. Maniscalco, R. Gottschalg y J. M. Walls, «Test Methods for Hydrophobic Coatings on Solar Cover Glass,» *44th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Washington DC, USA*, pp. 2827-2832, 2017.
- [35] A. M. Law, F. Bukhari, L. O. Jones, P. J. M. Isherwood y J. M. Walls, «Combined Anti-soiling and Anti-reflection Coatings for Solar Modules,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [36] L. O. Jones, F. Bukhari, G. Critchlow y J. M. Walls, «Degradation of Hydrophobic Anti-soiling Coatings: Correlating Indoor and Outdoor Testing,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [37] K. Ilse, M. Z. Kahn, N. Voicu, V. Naumann, C. Hagendorf y J. Bagdahn, «Advanced performance testing of anti-soiling coatings – Part I: Sequential laboratory test methodology covering the physics of natural soiling processes,» *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 202, 2019.
- [38] H. R. Moutinho, C. S. Jiang, B. To, C. Perkins, M. Muller, M. M. Al-Jassim y L. Simpson, «Adhesion mechanisms on solar glass: Effects of relative humidity, surface roughness, and particle shape and size,» *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 172, pp. 145-153, 2017.

- [39] D. Goossens, Z. Y. Offer y A. Zangvil, «Wind tunnel experiments and field investigations of eolian dust deposition on photovoltaic solar collectors,» *Solar Energy*, vol. 50, pp. 75-84, 1993.
- [40] K. Ilse, B. Figgis, M. Z. Kahn, V. Naumann y C. Hagendorf, «Dew as a detrimental influencing factor for soiling of PV,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9(1), pp. 287-290, 2019.
- [41] B. Figgis, A. Nouviaire, Y. Wubulikasimu, W. Javed, B. Guo, A. Ait-Mokhtar, R. Belarbi, S. Ahzi, Y. Rémond y A. Ennaoui, «Investigation of factors affecting condensation on soiled PV modules,» *Solar Energy*, vol. 159, pp. 488-500, 2018.
- [42] M. Z. Khan, V. Naumann, C. Hagendorf, R. Gottschalg y K. Ilse, «Mitigation of soiling losses by smart heating and night tilting for ASC and standard PV module glass,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [43] RTS Corporation, «Summary in December 2021,» *PV Activities in Japan and Global PV highlights*, vol. 28, January 2022.
- [44] N. Pilot, R. Bedilion, D. Fregosi, S. Hackett, M. Bolen y J. Stekli, «Techno-economic Analysis of Novel PV Plant Designs for Extreme Cost Reductions,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [45] Verband Deutscher Maschinen und Anlagenbau (VDMA), International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) Resultados 2020, itrpv.vdma.org/, 12° ed, abril 2021.
- [46] Y. Z. Alharthi, N. Najjar, A. Mechraoui, M. Moalla y S. Mohammed, «Design and simulation of PV grid-connected system considering sensitivity analysis,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.

- [47] L. D. Danny Harvey, «Clarifications of and improvements to the equations used to calculate the levelized cost of electricity (LCOE), and comments on the weighted average cost of capital (WACC),» *Energy*, vol. 207, 2020.
- [48] C. S. Lai y M. D. McCulloch, «Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage,» *Applied Energy*, vol. 190, pp. 191-203, 2017.
- [49] Lazard, «Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0,» Oct 2020. [En línea]. Available: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>. [Último acceso: May 2021].
- [50] US Energy Information Administration, «Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends,» U.S. Department of Energy, Washington DC, 2020.
- [51] Lazard, «Levelized Cost of Storage Analysis - Version 6.0,» [En línea]. Available: <https://www.lazard.com/media/451566/lazards-levelized-cost-of-storage-version-60-vf2.pdf>. [Último acceso: May 2021].
- [52] A. Cortez, N. Nguyen y R. K. Jones, «Trends and Opportunities in Electrochemical Storage,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [53] P. Alotto, M. Guarnieri y F. Moro, «Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 325-335, 2014.
- [54] A. Z. Weber, M. M. Mench, J. P. Meyers, P. N. Ross, J. T. Gostick y Q. Liu, «Redox flow batteries: a review,» *Journal of Applied Electrochemistry*, nº 41, p. 1137, 2011.
- [55] J. A. Urbano, Y. Matsumoto, O. I. Gómez, R. Asomoza, E. Galván, R. Dorantes, T. Itoh, S. Nonomura, C. López, G. López y R. Peña, «One-year 60 kWp

photovoltaic system energy performance at CINVESTAV, Mexico City,» *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 217-225, 2014.

- [56] «Google Earth,» [En línea]. Available: <https://earth.google.com/web/@19.50913859,-99.13118142,2236.71144009a,303.04453892d,35y,0h,0t,0r>.
- [57] B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, H. Hayden, B. Hammond, T. Fletcher, CanadaB, Narang D, A. Kimber, L. Mitchell, G. Rich y T. Townsend, «Performance Parameters for Grid-Connected PV systems,» de *31-IEEE PVSC NREL/CP-520-37358*, Lake Buena Vista, Florida, 2005.
- [58] J. S. Stein, «PV Performance Modeling Methods and Practices Results from the 4th PV Performance Modeling Collaborative Workshop,» *IEA PVPS Task 13, Subtask 2 Report IEA-PVPS T13-06*, n° ISBN 978-3-906042-50-3, pp. 50-53, 2017.
- [59] N. Sakarapunthip, D. Chenvidhya, S. Chuangchote y T. Chenvidhya, «Dust Accumulation and Its Effect on PV Performance in Tropical Climate and Rice Farm Environment,» de *IEEE PVSC 48*, Fort Lauderdale, Florida, 2021.
- [60] «Diario Oficial de la Federación,» [En línea]. Available: <http://dof.gob.mx/indicadores.php>. [Último acceso: Enero 2021].
- [61] G. M. Wilson, M. Al-Jassim, W. Metzger, S. W. Glunz, P. Glunz, G. Xiong, L. M. Mansfield, B. J. Stanbery, K. Zhu, Y. Yan, J. J. Berry, A. J. Ptak, F. Dimroth, B. M. Kayes, A. C. Tamboli, R. Peibst, K. Catchpole, M. O. Reese, C. S. Klinga, P. Denholm, M. Morjaria, M. G. Deceglie, J. M. Freeman, M. A. Mikofski, D. C. Jordan, G. TamizhMani y D. B. Sulas-Kern, «The 2020 photovoltaic technologies roadmap,» *Journal of Physics D: Applied Physics*, n° 493001, p. 53, 2020.

ANEXOS

Anexo A: Especificaciones de los módulos FV en el sistema de Cinvestav Zacatenco



245 – 265 W SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

BENEFITS / BENEFICIOS

High Efficiency / Alta Eficiencia

High cell efficiency of up to 15%.

Líder en la industria con una eficiencia de las celdas superior.

More Power / Mayor Potencia

Delivers up to 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels.

Ofrece hasta un 50% más de potencia por unidad de área a comparación de los paneles solares convencionales y un 100% más que los paneles solares de película delgada.

Reduces Installation Cost / Reducción en Costos de Instalación.

More power per unit means fewer modules per installation. This saves booth time and money.

Más potencia por paneles representa menos módulos por instalación. Esto ahorra tanto tiempo como dinero.

Reliable and Robust Design / Diseño Robusto y Confiable

Certified materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allows the module to operate reliably in multiple mounting configurations.

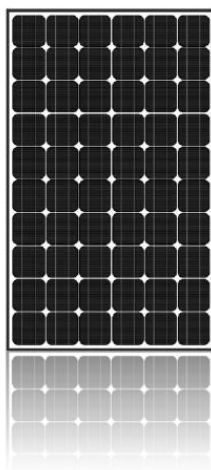
Materiales certificados, cristal templado y un robusto marco anodizado el cual permite al módulo operar sin problema alguno y en múltiples configuraciones de montaje.



S60MC

60 Cell Modules

S60MC-245, S60MC-250, S60MC-250,
S60MC-255, S60MC-260, S60MC-265



Solartec 245 – 265W solar modules provide industry leading efficiency and performance.

Utilizing 60 next generation solar cells and an optimized module design, Solartec S60MC solar modules deliver and unprecedented conversion efficiency. Solartec 245 – 265W modules reduced voltage – temperature coefficient, and exceptional low – light performance attributes, provide far higher energy delivery at peak power than conventional modules.

Los módulos solares Solartec de 245 – 265 W proveen un liderazgo incomparable en la industria gracias a su eficiencia y desempeño.

El modulo solar S60MC utiliza 60 celdas solares de última generación, aunado al optimo diseño del modulo, permitiéndole ofrecer una eficiencia superior. El reducido valor del coeficiente de voltaje-temperatura, y su desempeño excepcional en condiciones de baja iluminación permiten a los módulos de 245 – 265W entregar mucha mayor energía en condiciones de potencia máxima, en comparación con los módulos convencionales.

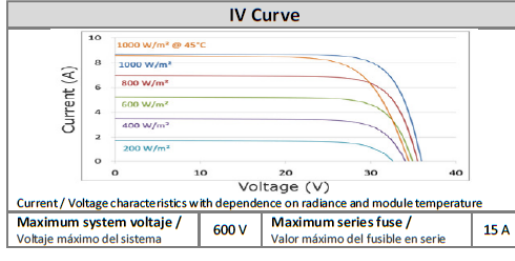
Tested Operating Conditions / Condiciones de Operación

Temperature / Temperatura	-40° C to +90°C (-40°F to + 194°F)
Max load / Carga Máxima	50 psf (2400 pascals) front and back
Impact Resistance / Resistencia al Impacto	Hail Ø- 25mm (1 in.) at 23 m/s (52mph)
Complies with / Normado con	IEC 61215 / IEC 61730 / NMX-J 618

S60MC

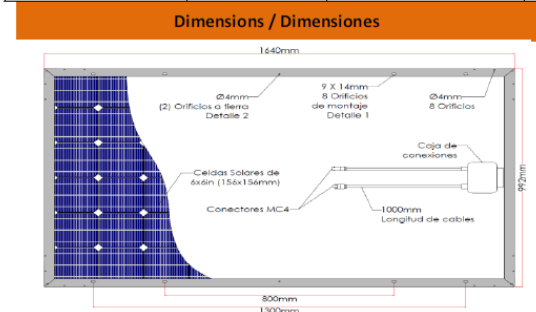
www.solartec.mx

Specifications / Especificaciones	
Number of cells / Número de celdas	60 (6 x 10)
Module dimensions / Dimensiones del módulo	1640mm x 992mm
Weight / Peso	18.5 kg.
Cable / Cable	1000mm long double XLPE layer, TÜV Certified, 4.00mm ²
Connection / Conexión	IP65 Type IV Junction box with 6 bypass diodes, MC4 type Plug, TÜV Certified
Back Sheet / Hoja Trasera	White/Black/Blue TPT or Glass
Frame / Marco	Aluminium (40 mm) or Without frame
Fire Rating / Clasificación de Flama	Class C



156mm Monocrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Monocristalino										
Model / Modelo	S60MC-245		S60MC-250		S60MC-255		S60MC-260		S60MC-265	
Test Conditions / Condiciones de Medición	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Open circuit voltage (Voc) / Voltaje de circuito abierto	36.80 V	29.44 V	37.30 V	28.84 V	37.40 V	29.92 V	38.00 V	30.40 V	38.30 V	30.64 V
Optimum operating voltage (Vmpp) / Voltaje en el punto de máxima potencia	30.10 V	24.08 V	30.50 V	24.40 V	30.60 V	24.48 V	31.10 V	24.88 V	31.30 V	25.04 V
Short circuit current (Isc) / Corriente de cortocircuito	8.65 A	6.92 A	8.74 A	6.99 A	8.85 A	7.08 A	8.89 A	7.11 A	9.02 A	7.21 A
Optimum operating current (Impp) / Corriente en el punto de máxima potencia	8.13 A	6.50 A	8.21 A	6.56 A	8.32 A	6.65 A	8.35 A	6.68 A	8.48 A	6.78 A
Maximum power (Pmax) / Potencia máxima	245 W	196 W	250 W	200 W	255 W	204 W	260 W	208 W	265 W	212 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	15.05%		15.36%		15.67%		15.98%		16.28%	

Temperature Coefficients / Coeficientes de Temperatura					
Of Isc / de Isc (α)	+0.036% / °C	Of Voc / de Voc (β)	-0.346% / °C	Of Pmax / de Pmax (γ)	-0.47% / °C



Garantías / Garantías

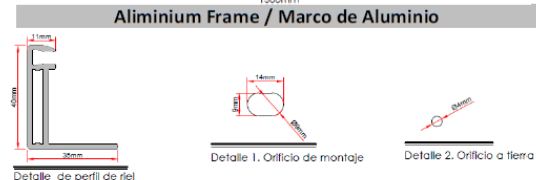
Materials comprising photovoltaic modules and any possible defects due to the manufacturing process for 10 years.
 Los materiales que componen los paneles fotovoltaicos y los posibles defectos que se deban al proceso de la fabricación por un periodo de 10 años.

At least 90% output power provided by the photovoltaic module over 10 years.
 Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.

At least 80% output power provided by the photovoltaic module over 25 years.
 Generación mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 25 años.

Measured under standar test conditions and normal operating cell temperature (STC: 1000W/m², 20°, AM 1.6. NOCT: 800W/m², 45 ± 2°C, AM 1.5.)
 Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (CPS: 1000W/m², 20°, AM 1.6. TONC: 800W/m², 45 ± 2°C, AM 1.5.)

The electric characteristics of each photovoltaic module are individually monitored leaving the results available to the customer. Warranted Tolerance +3%
 Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada +3%.



Applications / Aplicaciones	Distributed by / Distribuido por
Building Integration Integración estructural	
Solar Power kits and Plants Plantas de energía solar	
Solar Pumping Systems Sistemas de bombeo solar	
Energy Bill Savings Reducción de costos en energía	



Anexo B: Especificaciones de los inversores Fronius modelo IG Plus V11-4-3 DELTA

INPUT DATA	Fronius IG Plus V	3.0-1 _{UNI}	3.8-1 _{UNI}	5.0-1 _{UNI}	6.0-1 _{UNI}	7.5-1 _{UNI}	10.0-1 _{UNI}	11.4-1 _{UNI}	10.0-3 _{Delta}	11.4-3 _{Delta}	12.0-3 _{WYE277}	
Recommended PV-Power (kWp)		2.50 - 3.45	3.20 - 4.40	4.25 - 5.75	5.10 - 6.90	6.35 - 8.60	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	10.20 - 13.80	
MPPT-voltage range		230 ... 500 V										
DC startup voltage		245 V										
Max. input voltage (at 1000 W/m ² 14 °F (-10 °C) in open circuit operation)		600 V										
Nominal input current		8.3 A	10.5 A	13.8 A	16.5 A	20.7 A	27.6 A	31.4 A	27.6 A	31.4 A	33.1 A	
Max. usable input current		14.0 A	17.8 A	23.4 A	28.1 A	35.1 A	46.7 A	53.3 A	46.7 A	53.3 A	56.1 A	
Admissible conductor size (DC)		No. 14 - 6 AWG										
Number of DC input terminals		6										
Max. current per DC input terminal		20 A; Bus bar available for higher input currents										
OUTPUT DATA	Fronius IG Plus V	3.0-1 _{UNI}	3.8-1 _{UNI}	5.0-1 _{UNI}	6.0-1 _{UNI}	7.5-1 _{UNI}	10.0-1 _{UNI}	11.4-1 _{UNI}	10.0-3 _{Delta}	11.4-3 _{Delta}	12.0-3 _{WYE277}	
Nominal output power (P _{AC,nom})		3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9995 W	11400 W	9995 W	11400 W	12000 W	
Max. continuous output power 104 °F (40 °C) 208 V / 240 V / 277 V		3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W	9995 W	11400 W	9995 W	11400 W	12000 W	
Nominal AC output voltage		208 V / 240 V / 277 V						208 V / 240 V		277 V		
Operating AC voltage range (default)	208 V 240 V 277 V	183 - 229 V (-12 / +10 %) 211 - 264 V (-12 / +10 %) 244 - 305 V (-12 / +10 %)										
Max. continuous output current	208 V 240 V 277 V	14.4 A 12.5 A 10.8 A	18.3 A 15.8 A 13.7 A	24.0 A 20.8 A 18.1 A	28.8 A 25.0 A 21.7 A	36.1 A 31.3 A 27.1 A	48.1 A 41.6 A 36.1 A	54.8 A 47.5 A 41.2 A	27.7 A* 24.0 A* n.a.	31.6 A* 27.4 A* n.a.	n.a. n.a. 14.4 A*	
Number of phases		1						3				
Admissible conductor size (AC)		No. 14 - 4 AWG										
Max. continuous utility back feed current		0 A										
Nominal output frequency		60 Hz										
Operating frequency range		59.3 - 60.5 Hz										
Total harmonic distortion		< 3 %										
Power factor		1 (at nominal output power)										
GENERAL DATA	Fronius IG Plus V	3.0-1 _{UNI}	3.8-1 _{UNI}	5.0-1 _{UNI}	6.0-1 _{UNI}	7.5-1 _{UNI}	10.0-1 _{UNI}	11.4-1 _{UNI}	10.0-3 _{Delta}	11.4-3 _{Delta}	12.0-3 _{WYE277}	
Max. efficiency		96.2 %										
CEC efficiency	208 V 240 V 277 V	95.0 % 95.5 % 96.0 %	95.0 % 95.5 % 96.0 %	95.5 % 95.5 % 96.0 %	95.5 % 96.0 % 96.0 %	95.0 % 95.5 % 96.0 %	95.0 % 95.5 % 96.0 %	95.0 % 95.5 % 96.0 %	95.0 %** 96.0 %** n.a.	95.0 % 96.0 % n.a.	n.a. n.a. 96.0 %	
Consumption in standby (night)		< 1.5 W										
Consumption during operation		8 W		14 W			20 W					
Cooling		Controlled forced ventilation, variable speed fan										
Enclosure type		NEMA 3R										
Unit dimensions (W x H x D)		17.1 x 26.5 x 9.9 in.		17.1 x 38.1 x 9.9 in.			17.1 x 49.7 x 9.9 in.					
Power stack weight		31 lbs. (14 kg)		57 lbs. (26 kg)			84 lbs. (38 kg)					
Wiring compartment weight		24 lbs. (11 kg)		24 lbs. (11 kg)			26 lbs. (12 kg)					
Admissible ambient operating temperature		-13 °F ... +131 °F (-25 °C ... +55 °C)										
Compliance		UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 107.1-01 (Sept. 2001), California Solar Initiative - Program Handbook - Appendix C. Inverter Integral 5 % Meter Performance Specification										
PROTECTION DEVICES	Fronius IG Plus V	3.0-1 _{UNI}	3.8-1 _{UNI}	5.0-1 _{UNI}	6.0-1 _{UNI}	7.5-1 _{UNI}	10.0-1 _{UNI}	11.4-1 _{UNI}	10.0-3 _{Delta}	11.4-3 _{Delta}	12.0-3 _{WYE277}	
Ground fault protection		Internal GFDI (Ground Fault Detector/Interrupter); in accordance with UL 1741-2010 and NEC Art. 690										
DC reverse polarity protection		Internal diode										
Islanding protection		Internal; in accordance with UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 and NEC										
Over temperature		Output power derating / active cooling										
* per Phase												
** preliminary												

<https://www.ecodirect.com/Fronius-IG-Plus-V-11-4-3-DELTA-11-4-kW-208-240V-p/fronius-ig-plus-v-11-4-3-delta.htm>

Anexo C: Especificaciones del piranómetro Kipp & Zonen modelo CMP3

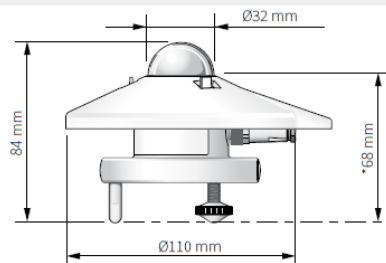
Technical Specifications

	CMP3	SMP3
Classification to ISO 9060:2018	Spectrally Flat Class C	Spectrally Flat Class C
Sensitivity	10 to 32 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	-
Impedance	20 to 200 Ω	-
Expected output range (0 to 1500 W/m^2)	0 to 55 mV	-
Maximum operational irradiance	2000 W/m^2	2000 W/m^2
Analogue output • V-version	-	0 to 1 V
Analogue output range*	-	-200 to 2000 W/m^2
Analogue output • A-version	-	4 to 20 mA
Analogue output range*	-	0 to 1600 W/m^2
Serial output	-	RS-485 Modbus® RTU
Serial output range	-	-400 to 2000 W/m^2
Response time (63 %)	< 6 s	< 1,5 s
Response time (95 %)	< 20 s	< 12 s
Spectral range (20 % points)	285 to 3000 nm	285 to 3000 nm
Spectral range (50 % points)	300 to 2800 nm	300 to 2800 nm
Zero offsets (unventilated)		
(a) thermal radiation (at 200 W/m^2)	< 15 W/m^2	< 15 W/m^2
(b) temperature change (5 K/h)	< 5 W/m^2	< 5 W/m^2
(c) total zero offset	< 20 W/m^2	< 20 W/m^2
Additional signal processing errors	n.a.	< 3 %
Non-stability (change/year)	< 1 %	< 1 %
Non-linearity (100 to 1000 W/m^2)	< 2 %	< 2 %
Directional response	< 20 W/m^2	< 20 W/m^2
(up to 80 ° with 1000 W/m^2 beam)		
Clear sky GHI spectral error	< 0.2 %	< 0.2 %
Spectral selectivity (350 to 1500 nm)	< 3 %	< 3 %
Tilt response (0 ° to 90 ° at 1000 W/m^2)	< 1.5 %	< 1.5 %
Temperature response	< 4 % (-10 °C to +40 °C)	< 3 % (-20 °C to +50 °C) < 4 % (-40 °C to +70 °C)
Field of view	180 °	180 °
Accuracy of bubble level	< 0.2 °	< 0.2 °
Power consumption (at 12 VDC)	-	V-version: 55 mW A-version: 100 mW
Supply voltage	-	5 to 30 VDC
Software, Windows™	-	SmartExplorer Software, for configuration, test and data logging
Detector type	Thermopile	Thermopile
Operating and storage temperature range	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C
Humidity range	0 to 100 %	0 to 100 %
MTBF (Mean Time Between Failures)	> 10 years	> 10 years**
Ingress Protection (IP) rating	67	67
Recommended applications	Economical solution for routine measurements in weather stations, field testing, agriculture, horticulture and hydrology	Economical solution for efficiency and maintenance monitoring of PV power installations, routine measurements in weather stations

* adjustable with SmartExplorer Software ** extrapolated after introduction in January 2012

Note: The performance specifications quoted are worst-case and/or maximum values

Dimensions



<https://www.kippzonen.es/Product/213/CMP3-Piranometro#.YQ24FY5KiUm>