

Ciudad de México, a 19 de septiembre de 2016

**ERNESTO PORRAS CAMPBELL**  
**REPRESENTANTE AUTORIZADO**  
**INFUTURE, S.A. DE C.V.**  
**TEL: (664) 684 2401**

**ASUNTO: INFORME DE VERIFICACIÓN**

**REFERENCIA: 2015FIR00045**

**NÚMERO DE VISITA: 2016FV0844-D y 2015FV0845-F**

**Estimado cliente:**

Con base en la verificación realizada el 28 y 29 de abril del presente año al proyecto fotovoltaico conectado a la red eléctrica, de 1.0 kW, instalado en Ensenada, Baja California, por su representada, me permito distraer su atención para hacer de su conocimiento que se analizó la información ingresada como correcciones a las desviaciones detectadas, sin embargo, no son del todo satisfactorias.

### **1)VI.5. DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD**

#### **VI.5.2: Protección contra descargas atmosféricas**

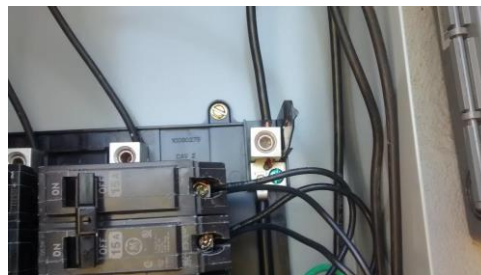
- El circuito de salida fotovoltaica debe tener instalado un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.
- La protección contra descargas atmosféricas debe estar ubicada físicamente en la caja que contiene al medio de desconexión del circuito de salida fotovoltaica, es decir, en la Caja de Desconexión.
- El dispositivo de protección contra descargas atmosféricas debe instalarse antes del medio de desconexión principal del circuito de salida fotovoltaico.
- Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema FV del circuito de salida está aterrizado, ambos conductores deben tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. Si uno de los conductores de electricidad está puesto a tierra en la terminal de puesta a tierra de la caja de desconexión, el otro conductor debe tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. En caso contrario, ambos deben tener el dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.
- El dispositivo contra descargas atmosféricas debe seleccionarse de tal forma que actúe a una tensión eléctrica mayor que 1,25 la tensión eléctrica a circuito abierto de la fuente fotovoltaica bajo condiciones de temperatura ambiente local mínima anual, con una capacidad mínima de 5 kA,
- Excepción: No se requiere de dicho dispositivo en el caso de microinversores que ya tengan integrado dicho dispositivo en el circuito de entrada fotovoltaica; pero se requiere en el circuito de salida del inversor (ver Figura No. 4).

#### **Desviación:**

-No se presenta protección contra descargas atmosféricas.

**MR**

**Correcciones:** Se ingresa evidencia de la instalación de protección VS descargas atmosféricas (baristor) en el centro de cargas de c.a.



**Cerrado**

## 2)VI.6. SISTEMA DE TIERRA

- El Sistema Solar fotovoltaico debe contar con un Sistema de Tierra con una resistencia no mayor a  $25 \Omega$  según se especifica en el Art. 250-84 de la NOM 001-SEDE 2005.
- El instalador tiene la responsabilidad de entregar un sistema de tierra con la resistencia solicitada la cual debe ser verificada con un instrumento de medida para resistencia del sistema de tierra física (telurómetro).
- El sistema de tierra debe componerse de uno o varios electrodos de puesta a tierra y conductores de puesta a tierra.
- Toda fuente de energía fotovoltaica de más de 50 V de dos conductores (positivo y negativo), debe tener un conductor sólidamente puesto a tierra; o en sistemas de tres conductores (positivo, negativo y neutro), el neutro debe estar puesto a tierra sólidamente, según lo indica en Art. 690-41 de la NOM 001-SEDE.

### **Desviación:**

-No se cuenta con evidencia de medición del sistema de tierras. Así también no se cuenta con telurómetro para realizar dicha medición.

**Correcciones:** Se ingresa evidencia fotográfica de la medición del sistema de tierra del sistema instalado, sin embargo, se observa que se instaló conector mecánico y de acuerdo a la especificación esto se debe realizar con soldadura exotérmica



**MR**

**Cerrado**

## 3)VII.3 Instalación del cableado.

### Cableado entre módulos

- El cableado entre módulos debe sujetarse a la estructura metálica usando cinchos de amarre especiales para intemperie.
- Los conductores de salida del módulo, panel o arreglo fotovoltaico, positivo y negativo, deben estar marcados e identificados, y satisfacer el requerimiento de la sección VI.3. Estos, deben llegar a una caja de conexión desde donde se conecte hasta el TAB.
- Si los cables de salida del módulo, panel o arreglo fotovoltaico no son para intemperie, estos deben seleccionarse de acuerdo a la Sección VI. 3 y canalizarse en una tubería de aluminio con recubrimiento de PVC para intemperie (del tipo Liquid Tight para intemperie) con un diámetro adecuado al número de cables que contendrá.

- Las canalizaciones deben sujetarse a la estructura con abrazaderas metálicas del tipo “tornillo sin fin” especiales para intemperie.
- En ningún caso se aceptan empalmes de cables ni en el circuito de salida fotovoltaica o salida del inversor. Los cables que se utilizan deben tener la longitud necesaria para llevar a cabo la conexión y no realizar empalmes dentro de canalizaciones cerradas, por lo que todos los cables deben ser continuos y sin empalmes intermedios.
- El proveedor deberá proporcionar una terminal con conector opresor en cada módulo para el cable de puesta a tierra.
- El cable de puesta a tierra para los módulos deberá ser continuo hasta el punto general de conexión a tierra del sistema y este punto debe ser lo más cercano posible al arreglo fotovoltaico.

**Desviación:**

-El cable de puesta a tierra no se encuentra debidamente sujeto a cada módulo con conector opresor. Se observa conexión con tornillería.



**Correcciones:** Se ingresa evidencia de la instalación de terminal para la instalación del conductor de puesta a tierra, sin embargo,



**Cerrado**

**4)VII.4 Cajas de conexión o desconexión**

- Las cajas de conexión y envolventes utilizados deben estar certificados para su uso específico por la NOM-003-SCFI vigente. **Todas las cajas de conexión deben sellarse de manera que se evite la entrada de humedad, agua, polvo, insectos o agentes extraños.**
- Las entradas de cables o tubería conduit a las cajas de conexión deben quedar selladas usando los conectores apropiados para ellos.
- En la caja de desconexión se debe instalar: el interruptor que aísla el arreglo fotovoltaico del acondicionador de energía (Controlador y/o Acondicionador de energía), las barras o bus de paralelismo positiva y negativa, el dispositivo protector contra corrientes de retorno, el dispositivo supresor contra descargas atmosféricas y la barra metálica o bus para un punto de puesta a tierra local o general, según sea el caso.
- Los cables de entrada y salida en la caja de desconexión deben llegar o salir en canalizaciones según se indica en la Sección VI.3 usando conectores apropiados para dicha tubería que impidan la entrada de polvo, agua y animales.

**Desviación:**

-Algunas cajas de conexión y desconexión no están correctamente selladas en sus entradas.



**Correcciones:** Se ingresa evidencia de la intalacion de conector glandula en la entrada del conductor al registro.



**Cerrado**

## **5)VII.5 PUESTA A TIERRA**

### **VII.5.1 Partes Metálicas**

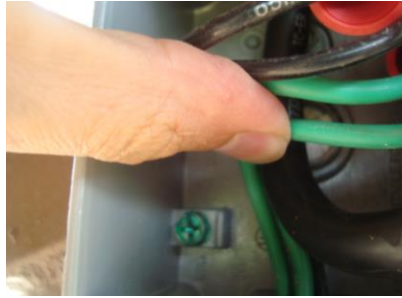
Todas las partes metálicas del sistema fotovoltaico como son el marco de cada MFV, la estructura, las envolventes de los equipos (controlador y/o inversor), cajas de conexión o de paso, deben colocarse a tierra mediante un conductor de puesta a tierra sin importar la tensión eléctrica.

- El marco metálico de cada uno de los módulos del arreglo fotovoltaico debe conectarse a tierra con un conductor continuo, es decir, sin empalmes.
- El conductor de puesta a tierra para los marcos de módulos debe ser conectado en cada uno de ellos con una zapata terminal tipo compresión de cobre estañado ó aluminio estañado. Dicha zapata debe sujetarse al marco metálico con un tornillo de acero inoxidable tipo pija o tornillo con tuerca mecánico con arandela de presión y de "estrella", todo el conjunto en acero inoxidable.
- La unión mecánica entre el marco del módulo y la zapata terminal, así como la conexión del conductor de puesta a tierra y la zapata terminal deben protegerse con un líquido retardador de corrosión galvánica.
- Las partes metálicas que compongan a la estructura de soporte deben tener un conductor de puesta a tierra.
- El conductor de puesta a tierra de las partes metálicas para la estructura debe atornillarse a ésta usando una zapata terminal idéntica a la que se use en los marcos de los módulos, usando la misma técnica y protección anticorrosiva recomendada.
- Los conductores de puesta a tierra para el marco de los módulos y de la estructura deben llegar a la caja de desconexión en donde se encuentre la barra o bus de tierra local o general, según sea el caso.

#### **Desviación:**

- La estructura y cajas de conexiones no se encuentran colocadas a tierra mediante un conductor de puesta a tierra.





**Correcciones:** Se ingresan imágenes donde se observa la conexión a tierra de los registros y estructura.



**Cerrado**


#### **6)VIII. PRUEBAS DE SEGURIDAD Y DESEMPEÑO.**

- Prueba de funcionamiento realizada por el Proveedor ante la presencia del usuario y del Técnico del FIRCO-SAGARPA que incluya la medición de:
- a) Tensión a circuito abierto y corto circuito de cada cadena o panel, bajo condiciones de "sistema apagado", y al mismo tiempo, medidas de irradiancia y temperatura del módulo para fines de normalización.
- b) Tensión y corriente a la entrada de cada inversor bajo condiciones de operación.
- c) Tensión y corriente a la salida de cada inversor; y al mismo tiempo, medidas de irradiancia y temperatura del módulo para fines de normalización.

**Desviación:** Se requiere de un protocolo de pruebas por escrito donde se describan las pruebas de: voltaje a circuito abierto, corriente de corto circuito, tensión y corriente a la entrada y salida del inversor y metodología que se utiliza para determinar el correcto funcionamiento del modo anti-isla del inversor. En las pruebas mencionadas se debe considerar irradiación, temperatura de módulos y ambiente en tiempo real. Se debe enviar los resultados obtenidos de dichas pruebas para el proyecto verificado.

**Correcciones:** Se ingresan formato de las pruebas realizadas, así como imágenes cuando se están realizando dichas pruebas, se ingresan los protocolos.

**PRUEBAS DE SEGURIDAD Y DESEMPEÑO.**



<b>Panel Solar</b>		Sin Operación	
Tensión a circuito abierto (V)		29 V	
Tensión a corto circuito (V)		12 V	
<b>Cadena Solar</b>		Sin Operación	
Tensión a circuito abierto (V)		No aplica	
Tensión a corto circuito (V)		No aplica	
<b>Inversor Entrada (DC)</b>		Operando	
Tensión (V)		29 V	
Corriente (A)		7.6 A	
<b>Inversor Salida (AC)</b>		Operando	
Tensión (V)		247 V	
Corriente (A)		0.24 A	
<b>Condiciones</b>			
Panel	Inv. Entra	Inv. Salida	
Irradiación	722	No aplica, No aplica	
Temperatura del Módulo	31	31	
Temperatura Ambiente	31	31	
<b>Condiciones Sistema de Tierra de Seguridad</b>			
Voltaje CD	Voltaje CA	Ohmos	
No aplica	50	247Ω	



**Cerrado**

### 7)VI.6.2: Conductores de puesta a tierra.

- En circuitos de corriente directa, el calibre del conductor de puesta a tierra no debe ser inferior al calibre del conductor que tiene la mayor capacidad de conducción (cable más grueso) según se establece en el Art. 250-93 de la NOM 001 SEDE vigente. En ningún caso menor que 8.37 mm<sup>2</sup> de sección transversal (calibre 8 AWG) para conductores de cobre.

**Desviación:** Los conductores de puesta a tierra NO son del calibre indicado en el presente inciso.



**Correcciones:** Se ingresa evidencia de cambio de conductor por un calibre desnudo y de acuerdo a su indicación es calibre 8 AWG.



**Cerrado**

### 8)VIII.9: SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD

- La instalación fotovoltaica debe tener impresa, en algún sitio cercano a ella, el diagrama simple o de bloques del sistema instalado (ver figura 9) con la información de las características eléctricas que incluya,
  - a) Con respecto al GFV, las características eléctricas bajo Condiciones Estándares de Prueba (STC) tales como potencia pico, tensión a circuito abierto, la corriente de corto circuito, tensión y corriente para la máxima potencia;
  - b) Con respecto al inversor (o inversores): Potencia nominal, tensión y corriente nominal, el número de fases.
- Los SFV-IR instalados en el "piso" o terreno, al alcance del usuario, debe tener un cerco perimetral que no permita la intromisión o la accesibilidad de personas no especializadas a la instalación. Esto es un requerimiento exigido al usuario por el Proyecto PDRS.
- Cada conductor de corriente debe cumplir con la normatividad de colores y/o tener una etiqueta de señalización que permita identificar la polaridad ó conducción de electricidad en los sitios de conexión, empalme y/o combinación.
- Todas las instalaciones fotovoltaicas deben tener señalizaciones de SEGURIDAD Y ALERTA que indiquen el Riesgo de Choque Eléctrico que conlleva cada circuito eléctrico. Para esto, se debe colocar señalizaciones en:  
Cajas de Conexión, Desconexión, de Empalmes y/o Combinación. Cada una de ellas deben tener señales visuales y escritas que indiquen el riesgo de alto voltaje y choque eléctrico.

**Desviación:**

El sistema no cuenta con Señalización de seguridad acorde a lo mencionado en el presente inciso.

**Correcciones:** Se ingresa imagen donde se indica riesgo de alta tensión, sin embargo, no se muestra evidencia de lo siguiente:

La instalación fotovoltaica debe tener impresa, en algún sitio cercano a ella, el diagrama simple o de bloques del sistema instalado (ver figura 9) con la información de las características eléctricas que incluya,

- a) Con respecto al GFV, las características eléctricas bajo Condiciones Estándares de Prueba (STC) tales como potencia pico, tensión a circuito abierto, la corriente de corto circuito, tensión y corriente para la máxima potencia;
- b) Con respecto al inversor (o inversores): Potencia nominal, tensión y corriente nominal, el número de fases



**Cerrado**

## XI. DOCUMENTOS TÉCNICOS A ENTREGAR, INSTRUCCIONES Y GARANTÍAS.

El vendedor o proveedor está obligado a presentar al usuario final lo siguiente:

- a) Dimensionamiento del sistema indicando los criterios para determinar la potencia pico a instalar, así como el criterio de selección del inversor (memoria de cálculo).
- b) Memoria de cálculo del diseño eléctrico para la selección de cables, desconectores, dispositivos de protección contra sobre corrientes, dispositivos de protección contra alto voltaje, conductores de puesta a tierra y tierra del sistema, protección contra fallas a tierra, y equipo de medición eléctrica.
- c) Diagrama bifilar del sistema propuesto que incluya todas las características eléctricas de los cables, conduits, cajas, sistemas de protección, etc.
- d) Relación completa de partes y componentes del sistema fotovoltaico.
- e) Manual de operación del sistema y de recomendaciones de uso, incluyendo protocolo de inspección y mantenimiento, información técnica relevante del equipo y relación de posibles causas de falla
- f) Diagrama eléctrico simplificado de la instalación. Un ejemplo se muestra en la Figura No. 10
- g) Diagrama de ubicación de equipos o diagrama arquitectónico.
- h) Memoria de cálculo de la cimentación y estructura soporte.
- i) Lista de verificación de partes y componentes en sitio.
- j) Resultados de la prueba de aceptación.
- k) Capacitación al usuario final, dando una explicación clara sobre el funcionamiento, operación y mantenimiento preventivo del sistema, indicando las partes y componentes del mismo, así como las posibles falla y corrección inmediata.
- l) Convenio de Garantías Usuario-Proveedor por escrito del funcionamiento y ciclo de vida de todos los componentes del sistema, de acuerdo a la NOM 024-SCFI y a lo siguiente:  
Panel fotovoltaico: 10 años con al menos 90% de la potencia máxima de salida y 20 años con al menos 80% de la potencia máxima de salida. En dichos periodos, la degradación máxima permisible será del 10% ó 20% en la potencia-pico, según sea el caso, bajo condiciones estándares de prueba.  
Inversor, controlador y/o acondicionador de energía (vida útil): 5 años.  
Estructura para módulos fotovoltaicos (vida útil): 20 años  
Instalación eléctrica (vida útil): 20 años



La garantía otorgada será cuando menos por 18 meses para las partes y componentes del sistema, exceptuando los módulos fotovoltaicos e inversor que tendrán una garantía provista por el fabricante y respaldada por el "Proveedor".

El "Proveedor" dará cumplimiento de estas garantías en el sitio de instalación del sistema.

El "Proveedor" garantizará que el sistema y suministros a instalar sean aquellos que constituyan las partes y componentes incluidos en la cotización que sirvieron de base para formular el dictamen técnico aprobatorio.

En lo relativo a la instalación del sistema, el "Proveedor" dará una garantía de su buen funcionamiento por un periodo de 18 meses como mínimo. La garantía cubrirá las fallas o defectos en la operación del sistema producto de una mala instalación, o vicios ocultos, o el uso de materiales no adecuados para las condiciones climatológicas del sitio. En el caso de presentarse alguna falla o defecto, el "Proveedor" procederá a la reparación o reemplazo de las partes y componentes, sin costo alguno para el usuario.

El tiempo de respuesta para hacer válida la garantía no será mayor a 15 días naturales, contados a partir del conocimiento de la falla.

Se excluyen de éstas Garantías daños por: robo, vandalismo, terremotos, huracanes, inundaciones, incendios forestales y rayos.

**Desviación:**

Se debe mandar expediente del proyecto el cual contenga lo mencionado en el presente inciso. Adicional se debe mandar cotización y levantamiento que dio origen al dimensionamiento del sistema.

**Correcciones:** Se ingresa evidencia del expediente entregado al cliente cubriendo todos los requisitos solicitados.

**Cerrado**

**OBSERVACIONES DE VERIFICACIÓN DOCUMENTAL**

-Se debe actualizar organigrama indicando el nombre del personal involucrado en el diseño y dimensionamiento de los sistemas, así también se debe indicar al personal subcontratado para instalaciones fotovoltaicas.

-Presentar constancias de capacitación del personal involucrado en diseño y dimensionamiento y personal subcontratado.

-Se debe actualizar el listado de equipo de medición. Así también se debe contar con programa de calibración y verificación de dichos equipos. Se debe mostrar evidencia de adquisición de telurómetro para la medición de la resistencia del sistema de tierras.

**Correcciones:** se ingresa evidencia de la actualización del organigrama; también se ingresa evidencia de los cursos demostrando competencia técnica, así como la actualización de los equipos de medición declarados.

**Cerrado**

Sin más que agradecer su atención, quedo a sus órdenes para cualquier comentario al respecto.

Atentamente,

**Miguel Angel VEGA RAMIREZ  
SERVICIOS ESPECIALES, OCP  
ANCE, A.C.**