

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**REQUERIMIENTOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE UN  
SISTEMA FOTOVOLTAICO DISTRIBUIDO AL SISTEMA  
PÚBLICO DE ELECTRICIDAD  
Caso Norteamericano**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:  
LUIS HUGO OSORIO VERA**

**PROMOCIÓN  
1997 – I**

**LIMA – PERÚ  
2014**

**REQUERIMIENTOS PARA LA INTERCONEXION DE UN  
SISTEMA FOTOVOLTAICO DISTRIBUIDO AL SISTEMA  
PÚBLICO DE ELECTRICIDAD  
Caso Norteamericano**

## SUMARIO

El presente informe de Suficiencia describe las pautas que se deben tomar en cuenta así mismo las normas eléctricas que se requieren para que un sistema de generación distribuido especialmente fotovoltaico sea conectado a la red eléctrica de distribución.

Después de identificar cada componente de un sistema fotovoltaico que se dispone a conectar se describe el procedimiento y las regulaciones que pueden regir en la instalación. Interconexión es el proceso técnico y procedural de conectar y operar un sistema fotovoltaico y otro sistema de generación distribuido con la compañía de generación de electricidad. Sin embargo desde que un sistema fotovoltaico o en general interconectado puede afectar la red eléctrica y la seguridad de los trabajadores electricistas, el sistema se debe adherir a ciertos requerimientos y las compañías de electricidad están en su derecho de verificar y aprobar equipos e instalaciones. Estas interconexiones están gobernadas por acuerdos contra actuales entre la compañía de servicio eléctrico y el cliente dueño del sistema fotovoltaico.

Se explica también los requerimientos técnicos que se necesitan para interconectarse, modos de interacción con la red y con la edificación, especificaciones del inversor, puntos de conexión, y acuerdos de conexión que escapan a la norma, de acuerdo a la localidad donde será conectada, modos de medida de la energía y sistemas de cobros.

Al final se incluye el código eléctrico nacional norteamericano de interconexión de fuentes de energía eléctrica (US NEC 705). Adelantándose a la posible interconexión de algunos sistemas fotovoltaicos aislados en nuestro país a la red pública principal.

## INDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DE INGENIERIA DEL PROBLEMA</b>	
1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Objetivo.....	3
1.3 Alcances .....	4
1.4 Metodología .....	5
<b>CAPITULO II</b>	
<b>MARCO TEORICO CONCEPTUAL</b>	
2.1 Características del Sistema fotovoltaico interconectdo .....	6
2.2 Sistemas de Generacion fotovoltaica distribuidos.....	7
2.3 Configuración típica de un sistema conectado a la red o distribuido.....	10
2.5 Islanding (Modo de Aislamiento de sistemas interconectados).....	12
2.6 Sistemas solamente Interactivos .....	12
2.7 Sistemas Duales. ....	14
<b>CAPITULO III</b>	
<b>IDENTIFICACION, EVALUACION Y DESCRIPCION DE LA NORMA APLICABLE</b>	
3.1 Norma IEEE 929. ANSI/IEEE 929-2000Practica recomendada para la interface de servicio público eléctrico de un sistema fotovoltaico (PV). ....	15
3.2 Norma IEEE 1547. ANSI/IEEE1547-2003Norma para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica, .....	16
3.3 UL1741. UL 1741-2005., Inversores, convertidores, controladores, y equipos de interconexión de sistemas para uso con recursos de distribución de energía, .....	18
3.4 El Artículo 690 del NFPA70- NEC. ....	18
3.5 Pautas a tomar en cuenta en la interconexión .....	19
3.5.1 Islanding (Modo Isla), Calidad de Energia y Fases desbalanceadas.....	19
3.6 Punto de Conexión (Normatividad).....	21
3.6.1 Interconexiones en el lado de la carga (Normatividad).....	22
3.6.2 Interconexiones en el lado del Suministro (Normatividad).....	24

**CAPITULO IV****MEDICION DE ENERGIA**

4.1	Mediciones Netas .....	27
4.2	Mediciones Duales .....	29
4.3	Políticas de interconexión a la Red Eléctrica .....	28
4.4	Decreto Político de Regulación de Redes Eléctricas públicas (PURPA – Public Utilities Regulatory Policy Act) .....	30
4.5.	Productor de energía Calificado (Qualifying Facility - QF).....	30
4.6	Acuerdos de un Productor de Energía Calificado. ....	31
4.7	Acuerdos de Interconexión .....	31
4.7.1	Restricciones del tamaño.....	32
4.7.2	Seguro de Responsabilidad Civil.....	33
4.7.3	Inspección y Monitoreo. ....	33
4.7.4	Mantenimiento del sistema. ....	33
4.7.5	Desconexiones.....	34
4.7.6	Cargos de Interconexión.....	34
4.7.7	Mediciones y facturación. ....	34
	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>36</b>
	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>39</b>
	<b>ANEXO A .....</b>	<b>41</b>
	<b>ANEXO B .....</b>	<b>54</b>

## INTRODUCCIÓN

Aunque Los sistemas fotovoltaicos en nuestro país han demostrado ser una excelente alternativa en áreas rurales sin servicio de energía eléctrica, los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red constituyen una alternativa probada y desarrollada con éxito en China, Japón, España, Alemania y Estados Unidos, representan una opción que puede masificarse, si se demuestran los beneficios de su implementación en el país y se efectúan los cambios necesarios en la legislación, lo que contribuiría a una solución más integral para un posible problema energético.

Un dato que puede servir como referencia para dimensionar el nivel de penetración de esta tecnología en estos últimos años son los más de 1200 MW de potencia pico instalada a nivel mundial, con un crecimiento anual del orden de 16%. En países industrializados, gracias a la maduración alcanzada en las tecnologías de dispositivos fotovoltaicos y convertidores estáticos de potencia, así como a la reducción en sus costos de fabricación, la generación fotovoltaica ligada a la red se ha venido convirtiendo gradualmente en una alternativa viable en el esquema de generación distribuida.

El presente informe trata de introducir los principios que se requieren inicialmente para la elaboración de esta interconexión, específicamente de sistemas fotovoltaicos, explicando en primer lugar los componentes que lo conforman, y las diferentes configuraciones que este pudiera tener, comparamos la importante tarea que cumple un Inversor como la salida de interface hacia la red y a la vez las pautas que debemos tener en cuenta cuando el servicio eléctrico público se desactiva.

Cabe destacar que las limitaciones que en nuestro país pudiéramos tener para el desarrollo de estos sistemas seria netamente en la parte legislativa, ya que se trataría en base a convenios y/o acuerdos con empresas privadas en el sector eléctrico de distribución, aunque en Nueva York, la compañía equivalente seria Lipa, (Long Island Power Authority), perteneciente a capital privado Ingles y no necesariamente Norte Americano tal como National Grid USA, y KeySpan Electric Generation LLC [1].

## CAPITULO I

### PLANTEAMIENTO DE INGENIERIA DEL PROBLEMA

#### 1.1 Antecedentes

Es Posible la inter-conexión de sistemas fotovoltaicos, Estos sistemas pueden enviar el exceso de energía fotovoltaica a la red o usar la red como un sistema de respaldo en caso de insuficiente generación fotovoltaica, estos sistemas interconectados a la red necesitan la incorporación apropiada de circuitos de interface para que el sistema fotovoltaico sea desconectado de la red en caso que haya una falla en la misma [1].

En diferentes Países recientemente se han desarrollado diferentes políticas, leyes, reglamentos y normativa para fomentar el uso racional de recursos no renovables e incrementar la implementación de fuentes de energía que causan menos impacto al medio ambiente, como las energías renovables. En el Contexto de estas últimas, el uso de la energía solar podría jugar un papel muy importante [2]

En él, una combinación de plantas centrales y un gran número de pequeños generadores dispersos en la red eléctrica satisfacen la demanda de electricidad; esto es hoy en día una realidad en algunos países como Dinamarca, Holanda, Alemania y Japón. En términos generales, los generadores fotovoltaicos distribuidos conectados a la red pueden aportar importantes beneficios a los sistemas de distribución, dependiendo de las características y condiciones operativas de red de distribución, así como de la localización de éstos dentro de la misma. Los beneficios potenciales más importantes son:

- Suavización de picos de demanda cuando existe cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil de consumo del inmueble o alimentador.
- Alivio térmico a equipos de distribución, lo que implica también la posibilidad de postergar inversiones de capital para incrementar su capacidad o reemplazo.
- Disminución de pérdidas por transmisión y distribución.
- Soporte de voltaje en alimentadores de distribución.
- Compensación de potencia reactiva en el alimentador.[2]

Debido al desarrollo del uso de los sistemas fotovoltaicos domésticos, pensamos que se debería dar inicio a la investigación que permita el uso de sistemas distribuidos donde la interconexión a la red pública sea una meta viable y dinámica sobre todo en lugares aislados, por ende se trata de identificar los pasos y acuerdos que se deben cumplir entre las partes para alcanzar tal objetivo. En relación con los aspectos de seguridad y de calidad de la energía producida, las compañías suministradoras del servicio eléctrico requieren de los fabricantes y usuarios de estos equipos el cumplimiento de normas y disposiciones aplicables que garanticen que la instalación y operación del inversor, y del sistema fotovoltaico en su conjunto, sea segura y no afecte adversamente la calidad de la energía. Cabe destacar que en nuestro país, la Irradiación promedio diaria anualmente se calculó por encima de los 5KWh/m<sup>2</sup> lo que permite una óptima captación de energía Solar [1]. Tal como se muestra en la tabla 1.1

**Tabla 1.1 Irradiación Solar Anual en el Perú.**

DEPARTAMENTO	LONGITUD	LATITUD	ALTITUD (metros)	IRRADIACIÓN SOLAR Promedio Anual (kWh/m <sup>2</sup> )
LORETO	73° 15 27	03° 44 47	125	3.73
AMAZONAS	78° 09 36	04° 27 45	240	2.89
LORETO	73° 50 51	05° 03 14	180	3.66
AMAZONAS	78° 38 36	05° 39 33	421	4.49
LORETO	76° 06 17	05° 53 26	185	4.14
SAN MARTIN	76° 19 44	06° 34 46	330	3.95
CAJAMARCA	78° 30 58	07° 09 06	2640	4.47
UCAYALI	75° 30 27	09° 01 58	270	4.02
HUANUCO	75° 59 41	09° 17 30	640	4.02
HUANUCO	76° 14 25	09° 55 27	1895	4.52
LIMA	77° 00 00	11° 06 00	750	4.65
JUNIN	75° 21 04	11° 07 05	800	3.98
MADRE DE DIOS	69° 32 24	11° 23 17	350	3.68
JUNIN	75° 20 29	12° 00 60	3350	4.97
CUSCO	72° 41 30	12° 51 37	920	4.01
AYACUCHO	74° 13 25	13° 09 26	2760	4.89
CUSCO	71° 52 59	13° 32 24	3220	4.69
APURIMAC	72° 52 30	13° 38 02	2376	4.75
ICA	76° 01 52	13° 41 18	200	4.52
ICA	75° 42 04	14° 02 29	389	5.04

## 1.2 Objetivo

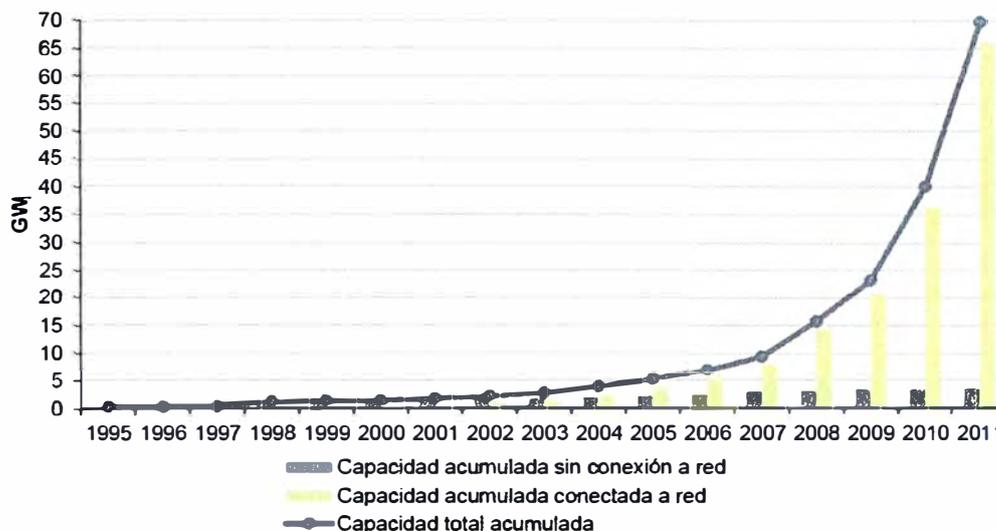
El objetivo del presente informe de suficiencia es identificar el código aplicable y los estándares para la interconexión de sistemas de generación eléctrica fotovoltaica con la red de la empresa de servicio eléctrico público. A la vez describir como un sistema fotovoltaico puede afectar la red eléctrica diferenciando entre interconexiones en el lado

de la carga y lado de suministro e identificando el código y requerimientos de instalación para cada tipo.

También comparar los temas técnicos y políticos (Que veremos más adelante) entre la lectura neta de medida y lectura dual Identificando temas comunes tomados en cuenta en los acuerdos de interconexión para los sistemas fotovoltaicos a la vez se compara las diferencias en la interconexión de generadores rotativos y los inversores electrónicos.

### **1.3 Alcances**

El Alcance del presente informe incluye todo lo relacionado al interconectar el sistema fotovoltaico particular a un sistema publico de energía eléctrica, por ende comprende desde la propia interconexión que puede ser en el lado de la carga ( Panel de distribución ) o en el lado del suministro (Acometida), donde se debe contar con medidores bidireccionales o medidores dobles que censaran la energía en diferentes direcciones. Se describe a la vez las consideraciones que se deben tomar en los dos tipos de conexión, Se sabe que en el lado de la carga irá conectado en el panel principal de distribución del edificio, con una llave de cortacircuitos que será retro-alimentado desde nuestra matriz de paneles fotovoltaicos, donde inyectara energía a nuestro sistema aun así se haya desconectado nuestro suministro principal proveniente desde el servicio eléctrico público, de la misma manera si se conectara en el lado del suministro, se debe contar con una desconexión dedicada para nuestro sistema fotovoltaico en la acometida, En ambos Casos se debe instalar una desconexión automática de energía proveniente de la matriz en caso que la red eléctrica pública entre en mantenimiento o haya corte de servicio del cual se podría aislar el sistema manualmente y alimentar solo la residencia particular. En tanto el costo de los sistemas FV continúe decreciendo, sistemas interactivos están transformándose en sistemas más fáciles de adquirir; además, el aumento en la conciencia de los consumidores corresponde a una disposición de pagar un precio superior por energía eléctrica limpia. Este ciclo de retroalimentación, junto con la creciente demanda de sistemas independientes, se ha traducido en una fuerte demanda de componentes de sistemas fotovoltaicos. Y este aumento de la demanda ha permitido que los fabricantes de módulos PV y componentes del equilibrio del sistema (BOS) amplien las instalaciones de producción para aprovechar la escala económica para reducir aún más los costos del sistema [3].



Fuente: Elaboración GIZ con datos de REN 21, 2012

**Fig1.1** Capacidad Instalada con Sistemas FV. A nivel mundial

#### 1.4 Metodología

Este es un Informe el cual trata de introducir la tecnología de Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red en el Perú, los que particularmente en Long Island Nueva York, está ya definido y los proyectos obvian su proceso de interconexión debido a que la parte de regulación, legislación y mantenimiento técnico ya están comprometidos con acuerdos de las partes. Se tratara de explicar cuáles son los requisitos o normas que se deben cumplir o seguir para que esto sea viable en nuestro país; así mismo como también los diferentes tipos de instalaciones técnicas y los acuerdos que se deben tomar en cuenta sobre todo cuando el propietario del inmueble domestico desea incluir su matriz fotovoltaica particular de modo que también inyecte energía a la red cuando esta no sea necesitada por su propiedad; sin embargo al tratar de proponer este proyecto debemos reconocer las consecuencias que tiene y las pautas que debemos prever antes de la instalación, los medidores que tenemos ahora no son bidireccionales, por ende no podemos insertar energía sin tomar las precauciones técnicas necesarias. Antes de hacerlo tratamos de explicar las Normas y la forma en que se toman los acuerdos a seguir, ya sea con las plantas de distribución y generación eléctrica pertinente, así como el análisis de lo que puede perturbar el sistema en general (Calidad y energía).

## CAPITULO II

### MARCO TEORICO CONCEPTUAL

#### 2.1 Características del sistema fotovoltaico Interconectado

Una de las características de los generadores fotovoltaicos que los diferencia de otras fuentes de energía renovable es que únicamente producen electricidad cuando reciben la luz del Sol (irradiación solar) y además la cantidad de energía que generan es directamente proporcional a la irradiación solar que incide sobre su superficie. Resulta evidente que en multitud de aplicaciones el consumo energético se produce independientemente de la radiación solar. En este tipo de aplicaciones es necesario incluir un sistema de almacenamiento energético de acumulación, en los sistemas FV. La energía producida por los Módulos FV se almacena en baterías. En otras aplicaciones, como los sistemas conectados a la Red no se necesitan baterías porque la energía se acumula en la red eléctrica [3].

Un arreglo fotovoltaico está constituido por un determinado número de módulos o unidades fotovoltaicas individuales. El número de unidades depende de la potencia nominal requerida en el arreglo y de la potencia pico de los módulos seleccionados.

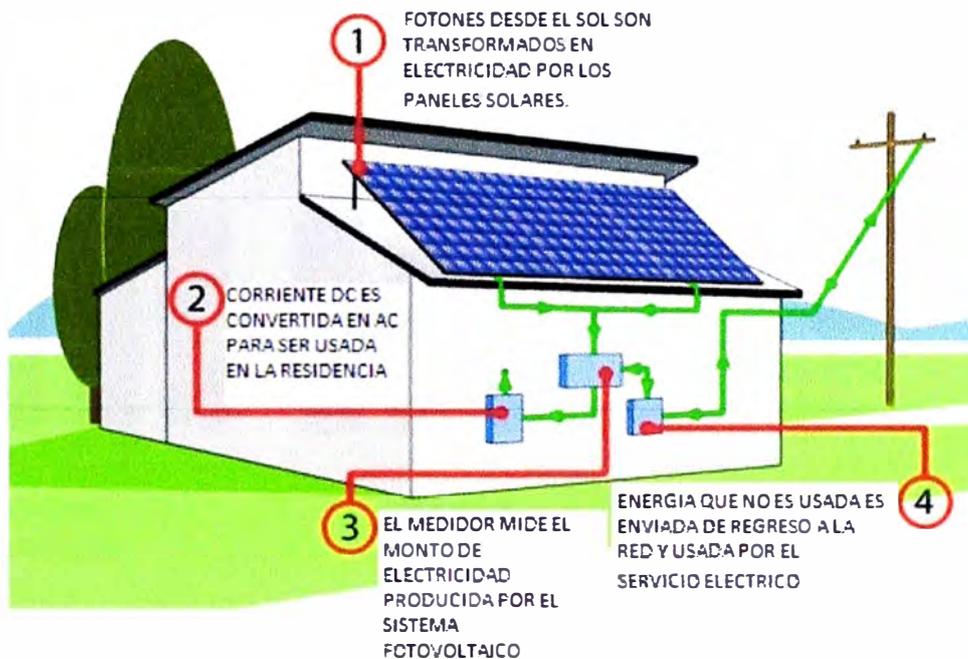
El voltaje de salida del arreglo, que corresponde al voltaje de operación del inversor se obtiene mediante la conexión serie de un número determinado de módulos y la potencia, a través de la conexión paralela de dichas series. La potencia nominal de los módulos normalmente está entre 50 y 200 Wp, aunque hoy en día algunos fabricantes ofrecen módulos arriba de 200 Wp. El material comúnmente usado en la fabricación de los módulos fotovoltaicos es el silicio; la eficiencia típica de estos módulos en condiciones estándar de irradiación y temperatura (i.e., 1,000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM1.5) se encuentra entre 12 y 15% para silicio mono cristalino, entre 11 y 14 %, para silicio poli-cristalino; y entre 5 y 7 % para los de silicio amorfo [2].

El acondicionamiento de la potencia eléctrica generada por el arreglo fotovoltaico (c.d.) indispensable para la conexión de éste a la red eléctrica convencional se realiza mediante un inversor (cd/ca) que convierte la corriente directa producida por el generador fotovoltaico a corriente alterna, en fase y a la frecuencia de la red para una conexión segura y confiable del sistema a ésta. La eficiencia de los inversores es generalmente mayor a 90% cuando éstos operan arriba del 10% de su potencia nominal.

Para extraer siempre la máxima potencia disponible en el arreglo fotovoltaico, el inversor incorpora entre sus funciones un elemento de control que sigue permanentemente el punto de máxima potencia del arreglo (MPPT, por sus siglas en inglés) mediante un ajuste continuo de la Impedancia de la carga.

## 2.2. Sistemas de Generación fotovoltaica distribuidos

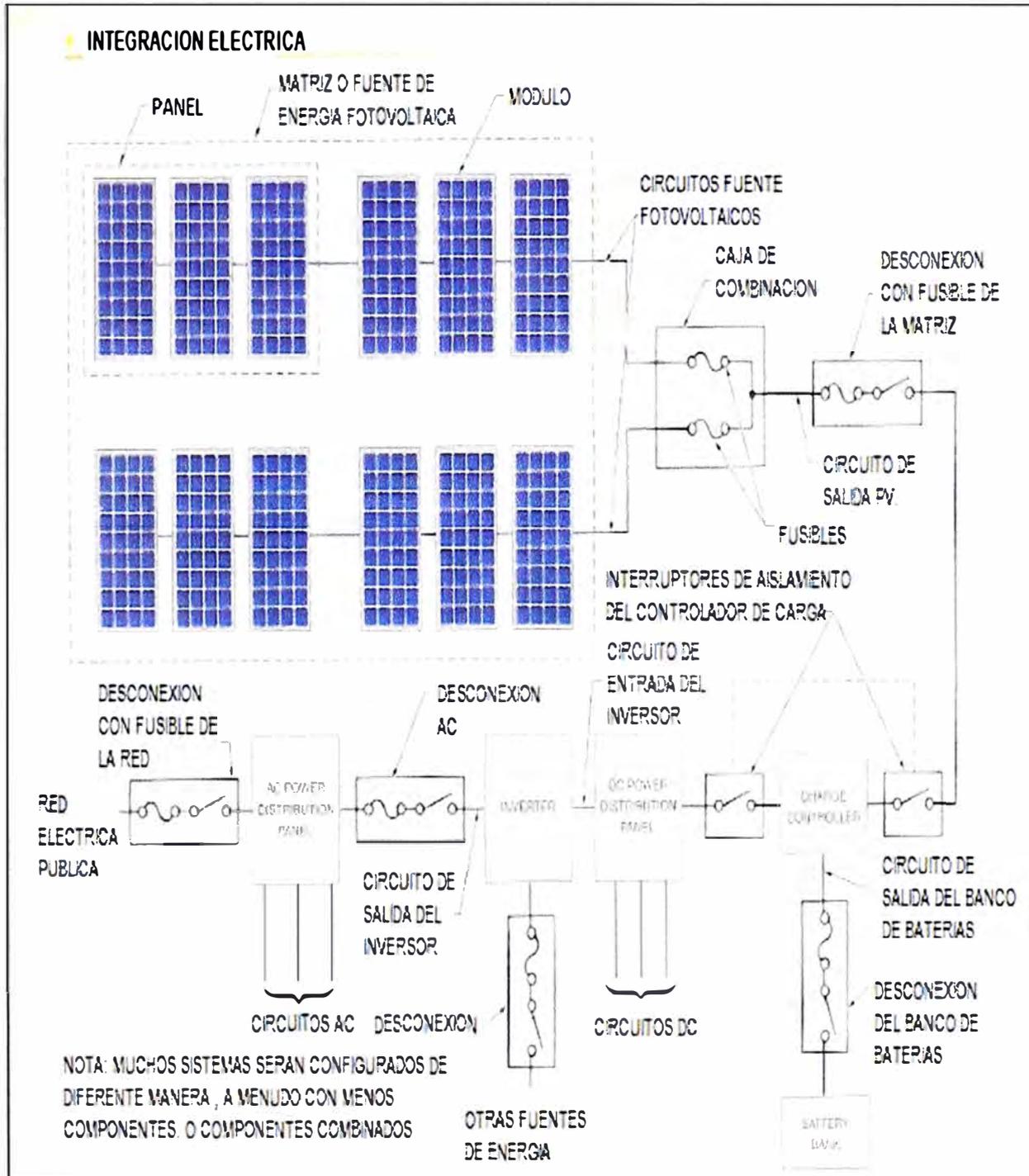
La generación distribuida es un sistema en el cual muchos sistemas pequeños de generación crean energía eléctrica cerca del punto de consumo. Operar estos sistemas en paralelo con la red de distribución eléctrica hace este sistema interactivo. La generación distribuida es un suplemento común a la generación de energía central tradicional. Esta disposición incrementa la diversidad y seguridad del suministro eléctrico, y beneficia a ambos el cliente y sistema público tal como se muestra en la Fig. 2.1. Para los clientes, estos sistemas proveen energía en el lugar en donde tiene las cargas, y algunos prevén un respaldo en el evento de un corte de energía [3].



**Fig. 2.1** “En el Perú, al igual que en muchos otros países en desarrollo, el uso de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red tiene una penetración y desarrollo aún incipiente

Para los sistemas públicos, la adicional fuente de energía suministrando el exceso de la misma a la red incrementa la capacidad del sistema público para servir clientes sin tener que construir más centrales de energía. En consecuencia, una gran atención está concentrada en interconectar estos recursos de energía; sin embargo, hay procedimientos técnicos y requerimientos contractuales para hacer interconexiones que son seguras y confiables y que no afectan negativamente el resto del sistema de distribución eléctrica.

Mucha tecnología de generación distribuida puede ser interconectada con el servicio público, incluyendo generadores rotativos, células de combustible (Fuel Cell), turbinas eólicas, turbinas micro-hidráulicas y por supuesto sistemas fotovoltaicos (PV). Tecnologías de generación distribuida están también clasificadas por la forma que la energía alterna (AC) es generada, o con generadores rotativos, o con inversores electrónicos. Esta es una muy importante implicación para conectar estos sistemas al servicio público eléctrico.



**Fig. 2.2 El Código US-NEC define los diferentes circuitos y componentes en sistemas PV y especifica sus requerimientos**

### 2.3 Configuración típica de un sistema conectado a la red o distribuido

En el caso particular de los sistemas fotovoltaicos ligados a la red, cuya principal aplicación se da en viviendas o edificaciones dentro de las zonas urbanas, los elementos conversores (módulos fotovoltaicos) encargados de transformar la luz del sol en electricidad se instalan sobre el techo de las construcciones para proveerá éstos una mayor y mejor exposición a los rayos solares. En cuanto a la conexión eléctrica del sistema a la red, ésta se lleva a cabo a través de un inversor. La Figura 2.2 muestra la configuración y conexión típica de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Como cualquier otra instalación eléctrica, estas instalaciones se habilitan con los medios apropiados para realizar, adecuadamente y en forma segura, la conexión y la desconexión eléctrica del sistema fotovoltaico de la red; y para proporcionar la adecuada protección al equipo y a las personas contra condiciones de operación no deseadas.[1] Para tales efectos, se siguen las normas y recomendaciones de carácter general; y las establecidas en particular en para este tipo de aplicaciones, como es la norma IEEE Std1547 (IEEE, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems).

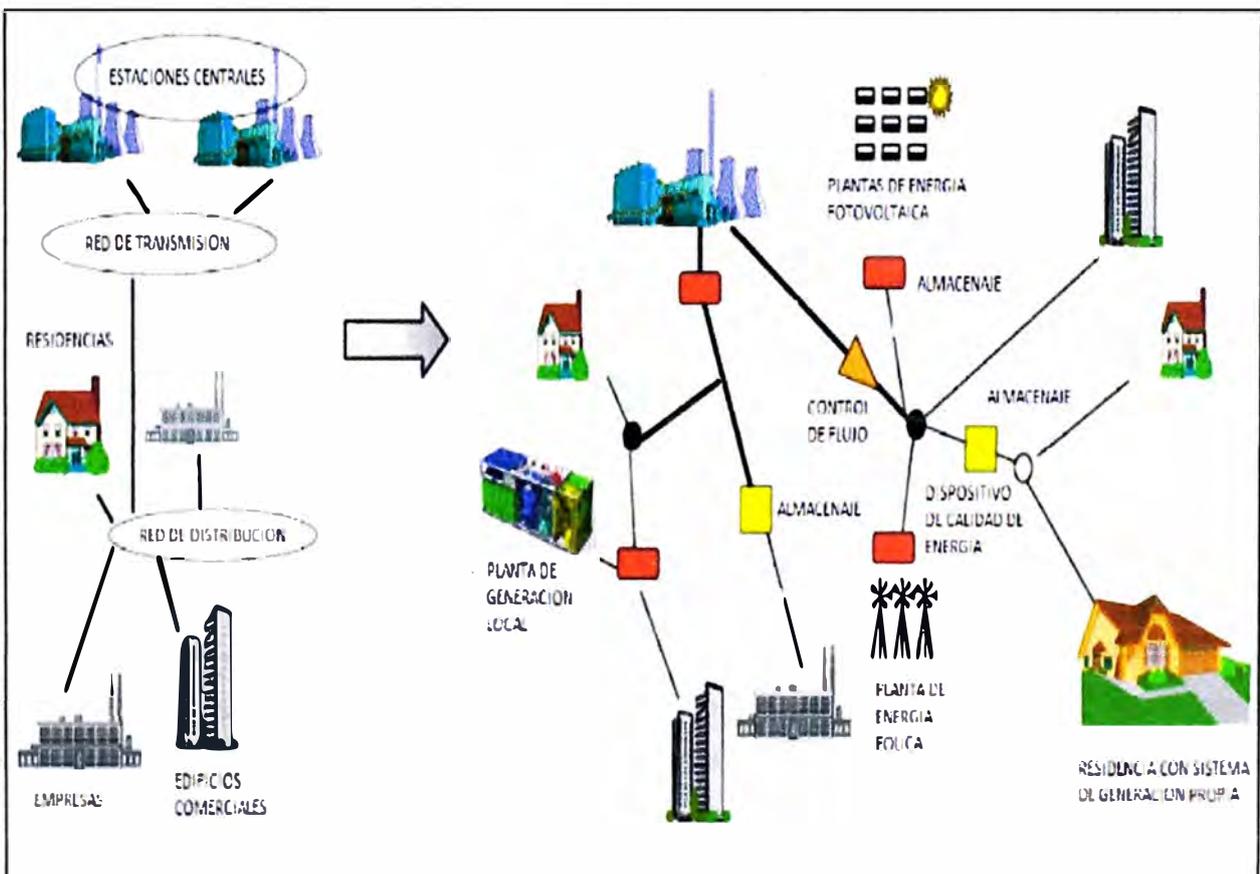


Fig. 2.3 Sistema de generación Distribuida frente a Sistema central de distribución.

En una instalación como la mostrada, la electricidad para alimentar las cargas en el inmueble puede venir (total o parcialmente) del sistema fotovoltaico o de la red eléctrica convencional indistintamente. En este esquema la fuente de energía que provee la electricidad a las cargas es transparente en todo momento para el usuario, dado que la calidad de la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico es similar a la de la red eléctrica convencional. La Fig. 2.3 muestra sistema Central y Distribuido

Cuando existe un déficit entre la demanda de electricidad en el inmueble respecto a la generación fotovoltaica, este diferencial es cubierto con electricidad proveniente de la red eléctrica convencional. En caso contrario, cuando se presenta un excedente entre la demanda respecto a la generación fotovoltaica, éste es directamente inyectado a la línea de distribución del proveedor del servicio eléctrico.

## **2.4 Generadores Rotativos frente a los Inversores**

La mayoría de la energía eléctrica es producida por generadores rotativos que son movidas mecánicamente. La energía mecánica es producida por maquinas o por turbinas que son movidas por vapor, viento o agua.

La corriente es inducida en un conductor cuando este es movido a través de un campo magnético, si el movimiento es rotativo la corriente varia sinusoidalmente, produciendo energía alterna, si varios cables son movidos se conocen como generadores, y a la vez si tres grupos de ellos lo hacen entonces estamos hablando de un sistema trifásico, el voltaje será proporcional a la magnitud del campo magnético, y la frecuencia a la velocidad de rotación.

El sistema eléctrico consiste de cientos de miles de generadores interconectados en paralelo, estos deben ser sincronizados entre ellos para prevenir daños en las interfaces de interconexión. Sincronización es el proceso de conectar un generador a un sistema de energía eléctrica, es extremadamente crítico y envuelve precisamente el apareo de la secuencia de fases, la frecuencia el voltaje del generador al resto del sistema, antes que sean conectados.

El sistema de la compañía eléctrica debe también mantener un óptimo balance entre carga y generación, si la generación excede la carga la frecuencia de la generación se incrementa, y si la carga se excede de la misma forma, la frecuencia disminuye. La frecuencia es un importante parámetro para los sistemas de generación de energía eléctrica porque establece la velocidad de los dispositivos utilizando motores, incluidos algunos relojes. En Norte América esto se debe mantener a 60Hz. La frecuencia es establecida variando la generación de energía para emparejar la carga.

Otros parámetros son constantemente monitoreados por variaciones, que requieren sensores y controles externos, si los parámetros van por límites aceptables los controles automáticamente desconectan los generadores del sistema de energía [1].

En Cambio, Inversores electrónicos de estado sólido son sustancialmente diferentes de los generadores en la manera en que ellos operan, porque tienen muy importantes implicaciones para conectarlos hacia el sistema público eléctrico. Inversores de estado sólido utilizan elementos conmutadores electrónicos para producir energía AC, entonces ellos no tienen partes móviles. Generadores actúan como fuentes de voltaje, mientras inversores interactivos actúan como fuentes de corriente. Generadores pueden operar independientemente de la red y producir altas corrientes de falla, Inversores alimentan mucho menos corriente en una falla y son menos capaces de soportar un sistema de energía eléctrica del tipo **Islanding**. Sin embargo, a diferencia de los generadores, inversores no pueden actuar como cargas, y consumir energía de otros generadores o inversores.

Inversores son también cargados diferentemente que los generadores, Debido a que el sol es una fuente de constante energía el cual no puede ser desconectado, la mayoría de inversores interactivos de sistemas fotovoltaicos inicialmente cargan la matriz en su voltaje de circuito abierto, donde esta no produce energía. Una vez cargado, el inversor decrece el voltaje de operación de la matriz al voltaje de máxima energía. El dispositivo electrónico de punto de máxima potencia de seguimiento (**MPPT**), entonces continúa haciendo ajustes al voltaje de operación de la matriz para maximizar la potencia de salida. La potencia de salida es limitada por la capacidad de la matriz, la potencia de salida del inversor, y la temperatura. Para los inversores interactivos las funciones sincronizantes son realizadas automáticamente e internamente, desde que los inversores tienen la habilidad de monitorear y regular la potencia de salida directamente a través de controles de microprocesadores, sincronización puede ser hecho de forma muy rentable y directamente. Los Datos de la etiqueta de un inversor se muestran en la Fig. 2.4

Inversores pueden también incorporar adicionales características protectoras y de seguridad que pueden ser requeridas como equipos externos en generadores. Desde que el inversor interactivo es el dispositivo primario de interface con la red pública, este debe conocer todos los requerimientos para la interconexión con la red y tiene que ser aprobados para el uso de un sistema interactivo fotovoltaico.

Los Inversores pueden ser de tipo aislados, interactivos o de los dos modos, no hay tipo especial para el uso de sistemas híbridos, porque esto no es posible para la mayoría de los inversores interconectar múltiples fuentes. En lugar de eso, múltiples inversores separados son usados cuando es necesario [4].

### ETIQUETA DE UN INVERSOR INTERACTIVO



TYPE 3R			
 <b>xantrex</b> Smart choice for power Mfg-A1			
LISTED UTILITY INTERACTIVE 3 PHASE INVERTER			
DC	Max. system DC voltage 600V	AC	Max. Input current 5 A
DC	Max. operating current 710 A	AC	Oper. Volt range 187-229L-L
DC	Range of oper. volts 330-550V	AC	Oper. freq range 59.5 - 60.5
DC	Max. array short circuit current 1100A	AC	Normal output freq 60Hz
AC	Nominal output voltage 208V	AC	Max. output overcurrent protection 650 A
AC	Maximum utility feedback current 825 A	AC	Maximum output fault current 800 A
AC	Max. continuous output current 625 A	AC	Max. continuous output power 225 kVA
Maximum operating ambient 50° C			
MANUFACTURED			
MODEL NUMBER PV-225208	● JAN ● MAY ● SEP ● 04		
SERIAL NUMBER 3051	● FEB ● JUN ● OCT ● 05		
	● MAR ● JUL ● NOV ● 06		
	● APR ● AUG ● DEC ● 07		

Fig. 2.4 Etiquetas de un inversor interactivo de un Sistema Fotovoltaico

## 2.5 “Islanding” (Modo de Aislamiento de sistemas interconectados)

Se refiere a la condición en la que un generador distribuido continúa alimentando una ubicación a pesar de que la red de energía eléctrica de la compañía eléctrica ya no está presente. **Islanding** pueden ser peligroso para los trabajadores de servicios públicos, que tal vez no se dan cuenta de que un circuito esté todavía encendido. Por esa razón, los generadores distribuidos deben detectar un modo islanding y detener de inmediato la producción de energía, lo que se conoce como anti-islanding, que puede evitar la reconexión automática de dispositivos [4].

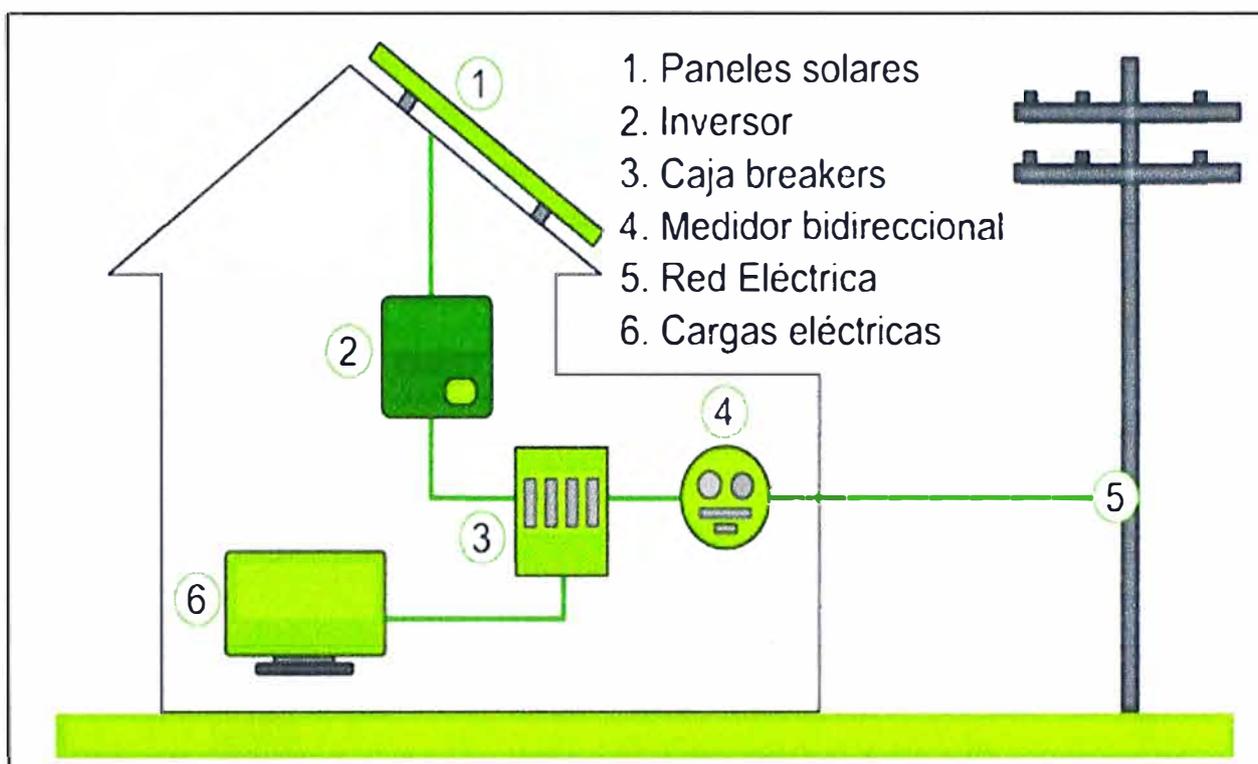
## 2.6 Sistemas solo Interactivos

El más común tipo de sistema interactivo fotovoltaico es el que no usa almacenamiento de energía, la matriz es conectada hacia la entrada DC de un inversor solo interactivo. La salida de potencia del inversor se comunica con la red pública, típicamente en un panel de distribución al lado, o entrada de servicio eléctrico. En la Fig. 2.5 se muestra un sistema fotovoltaico clásico interactivo en el cual se detalla los componentes mayormente usados.

La energía puede fluir en ambas direcciones en el punto de servicio, haciendo el sistema fotovoltaico una fuente de generación suplementaria operando en la red pública

eléctrica. Cuando la carga en el lugar demanda más energía de lo que la matriz fotovoltaica le provee, la energía suplementaria es provista desde la red pública eléctrica. Si la matriz fotovoltaica produce más que lo necesario en el lugar, el exceso de energía es provisto a la red [5].

Sistemas conectados a la Red varían en tamaño desde uno residencial (2 -10 kW) a estaciones de generación de potencia (hasta 10s de MW) [4].



**Fig. 2.5 Sistema solo Interactivo**

## 2.7 Sistemas Duales o Bimodal

Los Sistemas Duales Son sistemas interactivos que incluyen almacenamiento en baterías, entonces ellos pueden operar en modo interactivo, o del modo aislado, proveyendo el suministro de la energía almacenada para cargas críticas como computadores, refrigeración, bombas de agua, o iluminación, tal como se describe en la Fig. 2.6, Diferente a Inversores solo interactivos, la entrada DC del inversor está conectada al banco de baterías, no a la matriz. La matriz carga las baterías, a través del controlador de carga. Bajo circunstancias normales, sistemas bimodal operan en modo interactivo, los inversores sirven las cargas del lugar o envían el exceso de energía de regreso a la red, mientras la matriz mantiene el banco de baterías cargadas completamente, Si la red se desactiva, el circuito de control abre las conexiones con la red y obtiene energía desde las baterías para suministrarlas un sub-panel aislado, típicamente para cargas críticas [5].

Para el mantenimiento del sistema sin interrumpir la operación de la carga, un interruptor de transferencia manual y un circuito de derivación pueden aislar la matriz fotovoltaica, batería e inversor del sistema y directamente conectar las cargas del sub-panel al suministro de la red pública.

Los sistemas bimodal con el almacenamiento de batería pueden también ser empleados para manejar y optimizar la energía de la red para clientes que son facturados con energía que depende del momento o tiempo de uso, o para los que son facturados por periodo pico de demanda, Inversores Bimodal son programados para suministrar cargas eléctricas con energía desde las baterías, y generación fotovoltaica durante horas pico, minimizando el uso de facturaciones altas por el uso de energía eléctrica. Durante las horas fuera de pico, energía más barata de la red puede suministrar las cargas del sistema, y carga el sistema de banco de baterías.

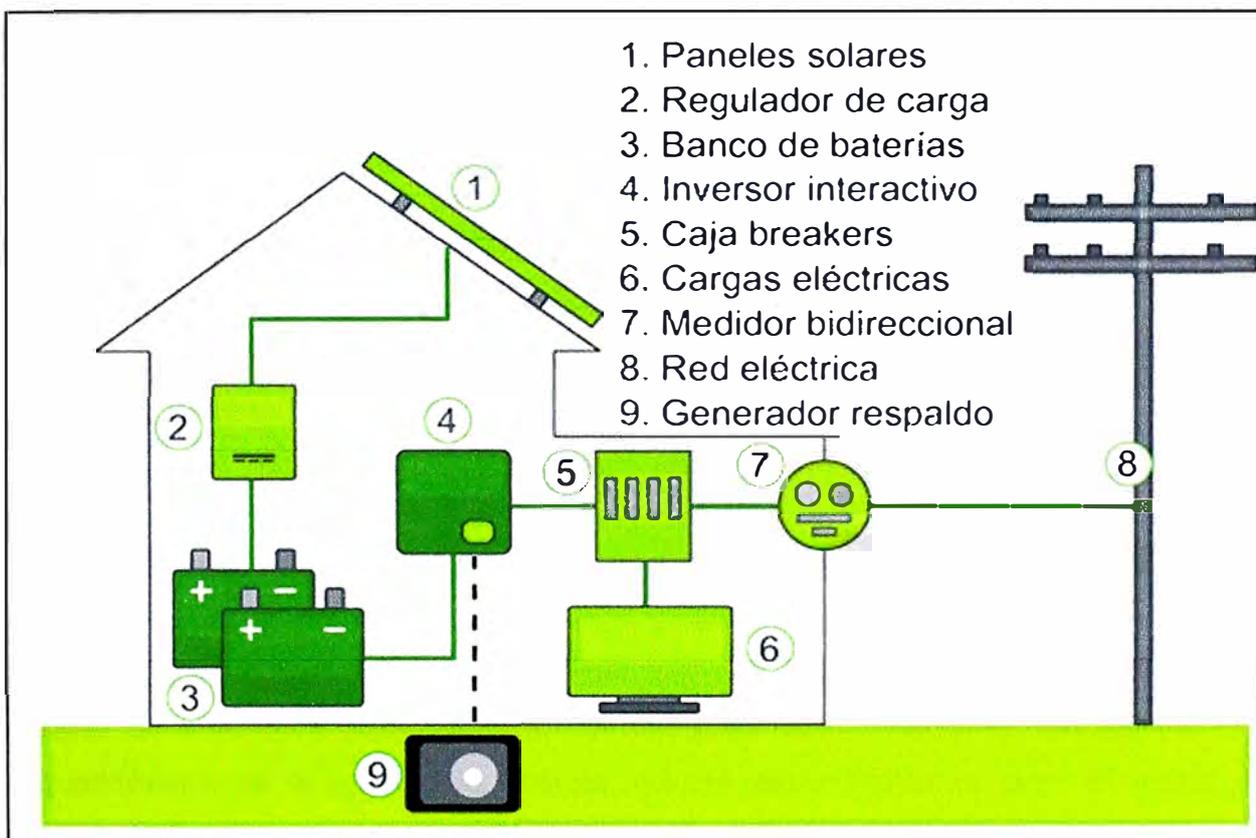


Fig. 2.6 Sistema Duales (Bi-Modal)

### CAPITULO III

#### IDENTIFICACION, EVALUACION Y DESCRIPCION DE LA NORMA APLICABLE

En los Estados Unidos de Norteamérica, los requerimientos técnicos para sistemas fotovoltaicos están establecidos a través del código nacional y Normas publicadas por el instituto de ingenieros eléctrico y electrónicos (IEEE), Suscriptores de laboratorios ,Underwriters laboratory (UL) y la asociación nacional de protección contra incendios (NFPA), estas organizaciones trabajan colectivamente para asegurarse que los equipos eléctricos y las instalaciones son seguras, a través de una combinación de Normas, pruebas y certificaciones de equipos, y códigos forzados. Como un sistema fotovoltaico es un sistema eléctrico, cualquier código eléctrico en general y normas se aplican, tales como el NEC (National Electrical Code). Normas adicionales que tenga que ver específicamente con sistemas fotovoltaicos también aplican [5].

#### **3.1 Norma IEEE 929. ANSI/IEEE 929-2000 Práctica recomendada para la interface de servicio público eléctrico de un sistema fotovoltaico (PV).**

Proveen requerimientos de interconexión uniforme que son aceptados a lo largo y ancho por muchas empresas de servicios públicos de electricidad y jurisdicciones, y recomienda no requerimientos adicionales para pequeños sistemas fotovoltaicos de 10KW y menor [6].

IEEE929 no es más una norma activa, pero sus requerimientos están siendo incorporados en una Norma Actual ANSI/IEEE 1547. IEEE929 fue muy importante para la historia más temprana de los sistemas fotovoltaicos, porque estableció requerimientos de calidad de energía y características de seguridad para inversores interactivos. Los requerimientos de la calidad de energía incluían especificaciones para el voltaje de servicio, frecuencia, armónicos, distorsión y factores de potencia.

Características de seguridad incluían anti-islanding, reconexión del servicio de la red después de una interrupción, y respuestas a condiciones anormales de la red, tales como perturbaciones de voltaje y frecuencia.

También proveía guía para aislamiento DC, aterramiento, y desconexiones manuales. Estos y otros requerimientos han sido incorporados en el IEEE1547.

Diferentes Códigos y Normas están hechos solo para específicos casos de interconexión con sistemas fotovoltaicos. Y se siguen improvisándose según sea el caso.

### 3.2 Norma IEEE 1547. ANSI/IEEE1547-2003 Norma para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica,

Es una Norma de interconexión más amplia señalando requisitos para todos los tipos de fuentes de energía distribuida, incluyendo sistemas fotovoltaicos, Células de combustible, turbinas de viento, generadores a motor, y muchas más grandes turbinas a combustión, esta establece los requisitos para aprobar, ejecutar, mantener, seguridad de interconexiones y respuestas para eventos anormales, islanding y calidad de energía. El enfoque de la IEEE1547 es en los recursos de sistemas distribuidos con capacidades de menos de 10MW, que son interconectados al sistema eléctrico público, en típicos primarios o secundarios voltajes de distribución. La Norma provee requisitos universales para ayudar a garantizar los requisitos sólidos técnicos y seguros en la interconexión, esto no señala limitaciones o impactos en el sistema de servicio público eléctrico en términos de suministro de energía, tampoco lo es con el procedimiento o casos contractuales asociados con la interconexión [7].

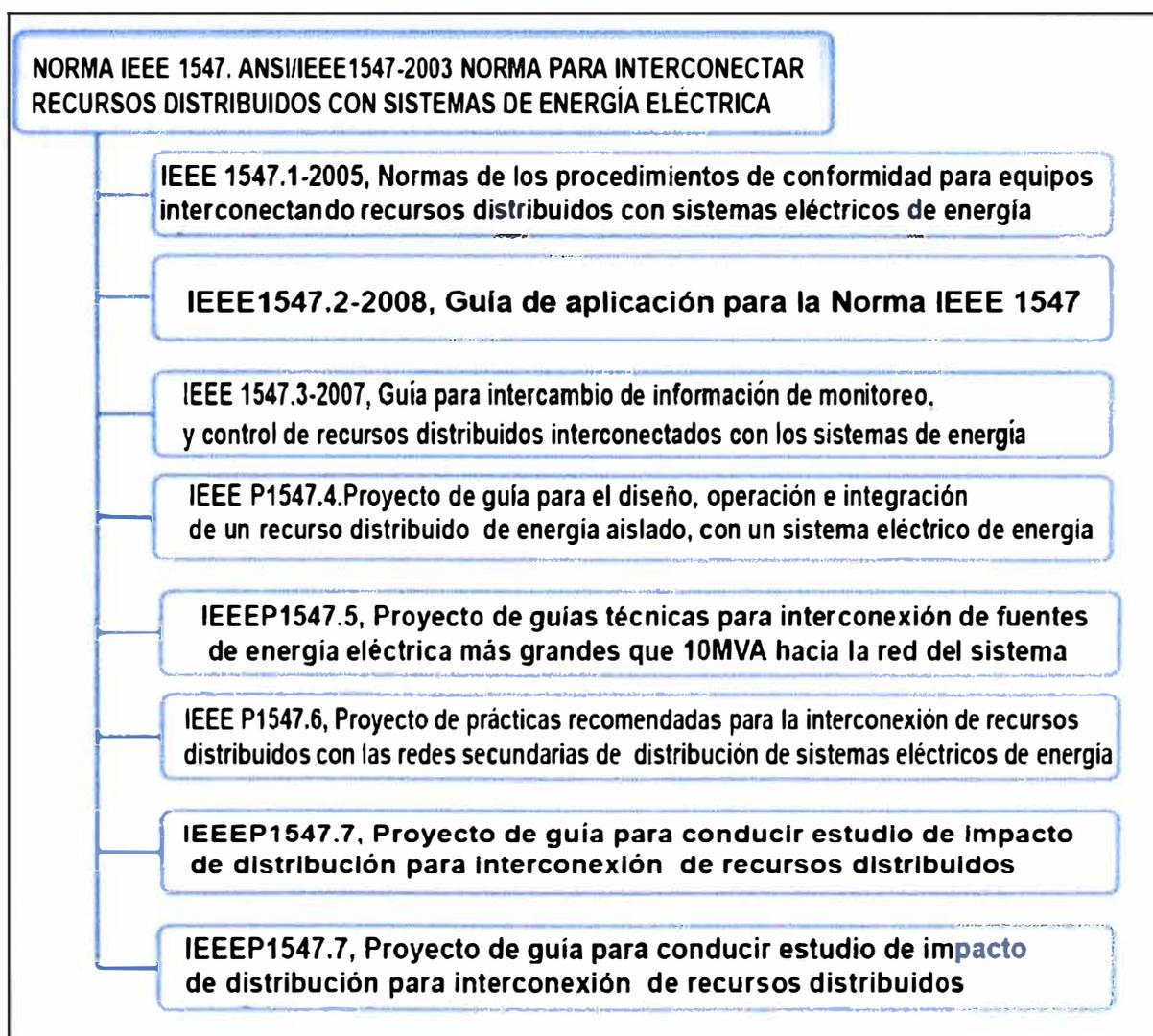


Fig. 3.1 Organización de la Norma IEEE 1547.

**IEEE1547.** Es en realidad una familia de normas, guías y prácticas recomendadas, mientras señala temas centrales con respecto a la interconexión, temas técnicos específicos son señalados en las series IEEE1547.X. Como se detalla en la Fig. 3.1 como una familia de Normas.

**IEEE 1547.1-2005.** Normas de los procedimientos de conformidad para equipos interconectando recursos distribuidos con sistemas eléctricos de energía, especifica las pruebas de puesta en marcha que deben ser realizadas para demostrar que el equipo y operación de las fuentes de energía distribuida es conforme con la IEEE1547. En particular se pone el énfasis en protección anti-islanding, o en contra del modo “Isla”.

**IEEE1547.2-2008.** Guía de aplicación para la Norma IEEE 1547, provee conocimientos técnicos y detalles de aplicación para apoyar el entendimiento de la norma IEEE1547. Esto caracteriza las diferentes tecnologías de generación distribuida y sus asociados temas de interconexión, y discute los conocimientos y la razón fundamental de los requisitos técnicos.

**IEEE 1547.3-2007.** Guía para intercambio de información de monitoreo, y control de recursos distribuidos interconectados con los sistemas de energía, facilita la interoperabilidad de uno o más recursos de generación distribuida interconectadas con los sistemas de energía eléctrica.

**IEEE P1547.4.** Proyecto de guía para el diseño, operación e integración de un recurso distribuido de energía aislado, con un sistema eléctrico de energía, provee alternativos enfoques y prácticas para la interconexión de sistemas de generación distribuida que también proveen respaldo para cargas críticas (sistemas bi-modal). Esto incluye provisiones para separar y reconectar a un sistema eléctrico de energía, mientras provee energía hacia el lugar aislado de la red.

**IEEE P1547.5.** Proyecto de guías técnicas para interconexión de fuentes de energía eléctrica más grandes que 10MVA hacia la red del sistema, provee las pautas para la interconexión de fuentes de sistemas eléctricos de tamaño de plantas de generación hacia una red principal de servicio público eléctrico.

**IEEE P1547.6.** Proyecto de prácticas recomendadas para la interconexión de recursos distribuidos con las redes secundarias de distribución de sistemas eléctricos de energía, provee guías para casos técnicos asociados con la interconexión de sistemas de generación distribuida, incluyendo recomendaciones para el rendimiento, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de interconexión. Las consideraciones están dadas para la necesidad del servicio local público para poder proveer un servicio mejorado hacia las cargas del lugar tan bien como las otras cargas alimentadas por la red.

**IEEEP1547.7.** Proyecto de guía para conducir estudio de impacto de distribución para interconexión de recursos distribuidos, provee criterio y alcances para estudios de ingeniería, que tiene que ver con el impacto de la interconexión de fuentes de energía distribuida hacia un sistema de distribución de energía eléctrica en un área, esta guía nos facilita una metodología para cuando dichos estudios del impacto son apropiados, datos que son requeridos, como los estudios que son hechos, y como los resultados que son evaluadas.

**La IEEE 1547.** Es la norma base, y las relacionadas 1547.1, 1547.2, y la 1547.3 están aprobadas y publicadas, las normas desde 1547.4 hasta la 1547.7 están aún en desarrollo, designadas por la letra "P" antes de su número y la palabra "Draft" en sus nombres.

### **3.3 UL1741. UL 1741-2005., Inversores, convertidores, controladores, y equipos de interconexión de sistemas para uso con recursos de distribución de energía,**

Señala los requisitos para los equipos de generación distribuida, incluyendo inversores y controladores de carga, y para la interfaz de conexión a la red. La Norma esta intencionada para remplazar a la IEEE 1547 y la IEEE 1547.1, El producto cubierto por estos requisitos están intencionados para ser instalados según el código eléctrico nacional NEC, y el NFPA 70E.

### **3.4 El Artículo 690 del NFPA70- NEC.**

El artículo 690 del código nacional americano (NEC) "Sistema Fotovoltaico Solar", cubre los requisitos de la instalación del sistema para todos los tipos de sistemas fotovoltaicos, en particular, la parte VII del artículo 690 señala los requerimientos para conectar sistemas fotovoltaicos interactivos a otras fuentes de energía, tales como la red pública eléctrica. Muchos de estos requisitos son basados en normas del equipo y requisitos provistos para inversores interactivos bajo la Norma UL 1741 [8].

El Artículo 690 del código eléctrico Norteamericano incluye varios requisitos fundamentales para los inversores interactivos, primero los inversores deben ser aprobados e identificados para la operación interactiva. Esta información debe ser incluida en la placa del inversor, y debe ser del tipo anti-islamamiento o capaz de desconectarse del servicio público cuando el voltaje del mismo es perdido. El sistema fotovoltaico debe permanecer desconectado hasta que el voltaje de la red sea restaurado.

Además, Grandes Escalas de sistemas que pertenecen y son operados por el sistema público eléctrico, y conectados a la misma sub-estación de distribución de la red pública eléctrica a menudo no son siempre sujetos a los mismos requisitos de instalación e interconexión como los sistemas residencial y comercial interactivos.

### **3.5 Pautas a tomar en cuenta en la interconexión**

El sistema público eléctrico tiene preocupaciones legítimas acerca de la interconexión de equipos de generación distribuida hacia su propia red, en primera instancia el sistema eléctrico de distribución no fue diseñado para soportar muchas fuentes de energía distribuida. Por ejemplo muchos medidores de energía no están diseñados para monitorear flujo de energía en los dos sentidos, porque el sistema no opera, controla o mantiene equipos de generación distribuida de clientes conectados hacia su red. Hay preocupaciones acerca del impacto que este puede tener en seguridad y confiabilidad que el servicio público tendrá para otros clientes. Sobre todo en nuestro país [1].

#### **3.5.1 Islanding (Modo Isla), Calidad de Energía y Fases desbalanceadas.**

Islanding (Modo Isla) es la condición que no se desea donde una fuente de energía distribuida, tal como un sistema fotovoltaico, tal como se detalla en la Fig.3.2 continua transfiriendo energía hacia la red pública durante un corte de energía de la red. islanding es un peligro serio de seguridad para los trabajadores en la red pública trabajando para restaurar el corte de energía, Como ellos esperan que la red este desconectada, pueden ser electrocutados por la energía proveniente desde un inversor aislado, También, islanding puede dañar el equipo del servicio público interfiriendo con los procedimientos normales para restaurar el servicio en la red, primariamente porque el sistema eléctrico en modo isla no está más en fase con el sistema público eléctrico [4].

Todos los inversores interactivos con la red debe ser capaces de detectar cortes de energía y discontinuar transferencia de energía hasta que la red retorne a su operación normal. Esta precaución es evaluada bajo la norma UL 1741 como parte de un equipo enlistado. Inversores que cumplen con esta norma son referidos como inversores interactivos "non islanding" o "anti -islanding". Como una precaución adicional en contra de "islanding" (Modo isla). La red pública puede también requerir facilidad de acceso a interruptores exteriores para desconectar físicamente sistemas interactivos fotovoltaicos. Los Sistemas Bi-modal pueden continuar operando en el modo aislado, si está completamente desconectado de la red pública.

La calidad de Energía abarca el voltaje, frecuencia, distorsión armónica, factores de potencia, inyección de corriente continua, voltaje flicker (parpadeo de voltaje), y ruido en el sistema público eléctrico, la calidad de energía es influenciada por el rendimiento de la generación eléctrica, y el equipo de distribución, como también las cargas eléctricas operando en el sistema.

La calidad de Energía es lo que más concierne a un jefe de un sistema público de energía, por equipos de generación distribuida eléctrica interconectados. Porque cargas

eléctricas son diseñadas para operar en condiciones pre-escritas. El sistema eléctrico público debe ser mantenido con rigurosos límites de calidad de energía. De otra forma, puede resultar en un rendimiento pobre o más aun daños hacia las cargas eléctricas y equipos de la red eléctrica.

El servicio público eléctrico, rutinariamente prueba y monitorea sus equipos de generación, transmisión y distribución eléctrica para rendimiento y calidad de energía. Correspondientemente, la red pública también requiere garantías que sistemas de generación distribuida interactiva estén operando con estos límites y que no afecten negativamente la calidad del servicio de la red eléctrica hacia otros clientes.

La sección 690.63 del código nacional norteamericano no permite la conexión de sistemas con inversores fotovoltaicos interactivos de una sola fase, hacia los de tres fases a menos que la conexión pueda ser diseñada para minimizar desbalances de voltajes entre las fases <sup>[8]</sup>. Una opción sería el uso de tres pequeños inversores y conectados cada uno a diferentes fases, una mejor solución sería el uso de un inversor simplemente trifásico. Con un inversor trifásico, todas las fases deben automáticamente des-energizarse cuando los voltajes llegan a desbalancearse o una de ellas es perdida completamente.

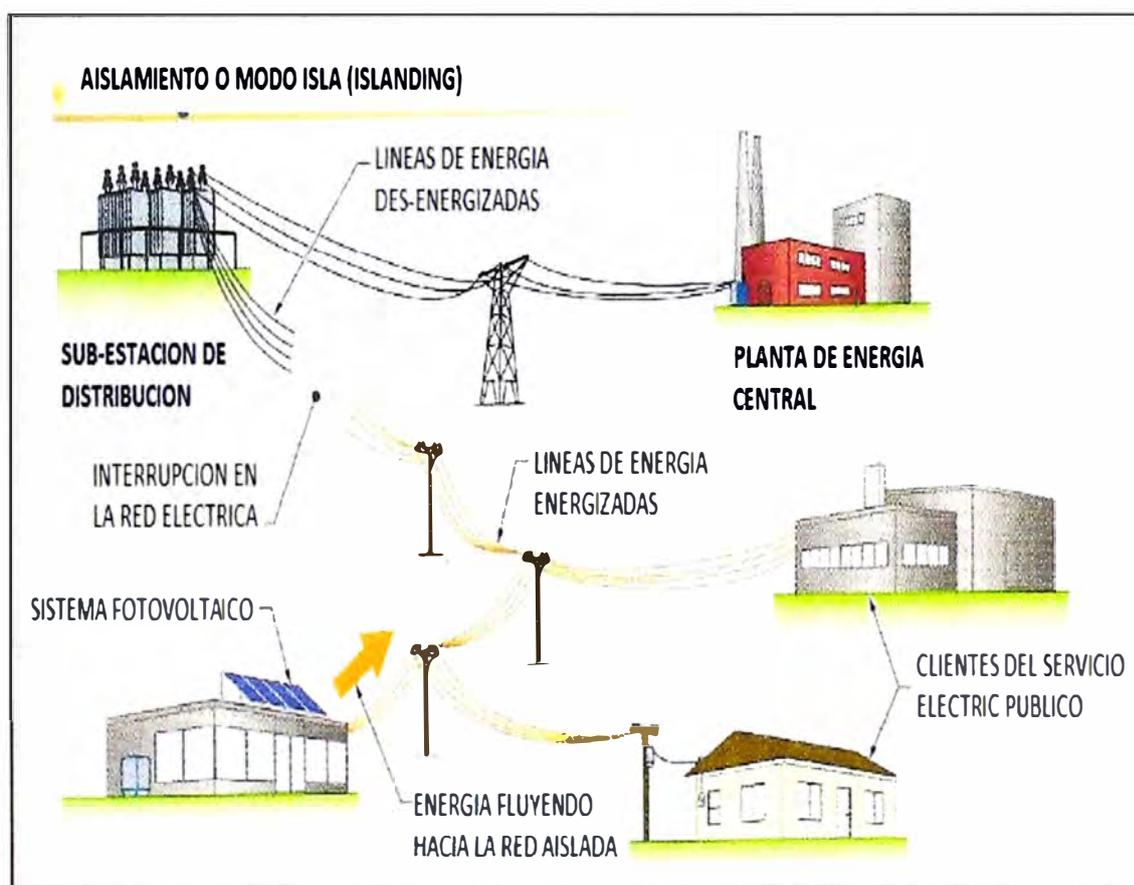


Fig. 3.2 Islanding o Aislamiento de un sistema interconectado

### 3.6 Punto de Conexión. (Normatividad)

El punto de conexión es la ubicación en donde un sistema de generación distribuida, hace su interconexión con el sistema eléctrico público, la energía fluye entre el servicio público de electrificación y el de distribución, y puede fluir en ambas direcciones en el punto de conexión de servicio. Entonces todo el equipo de servicio debe ser dimensionado para soportar esto.

Sección (NEC-690.64) permite la salida de inversores interactivos para ser conectados bien el lado de carga (lado del cliente), o el lado del suministro (lado del servicio eléctrico) de la desconexión del servicio [8]. Ver Fig.3.3.

Para muchos sistemas pequeños, el punto de conexión es usualmente hecho en el lado de la carga, usualmente en una llave de cortacircuitos en el panel de distribución. Cuando los requisitos para la conexión en el lado de la carga no son posibles (por ejemplo debido al tamaño del sistema fotovoltaico), los sistemas interactivos pueden conectarse en el lado del suministro, en el caso de instalaciones de sistemas fotovoltaicos muy grandes, la ampacidad de los conductores de servicio que ya existen pueden no ser suficientes y servicios separados pueden ser instalados.

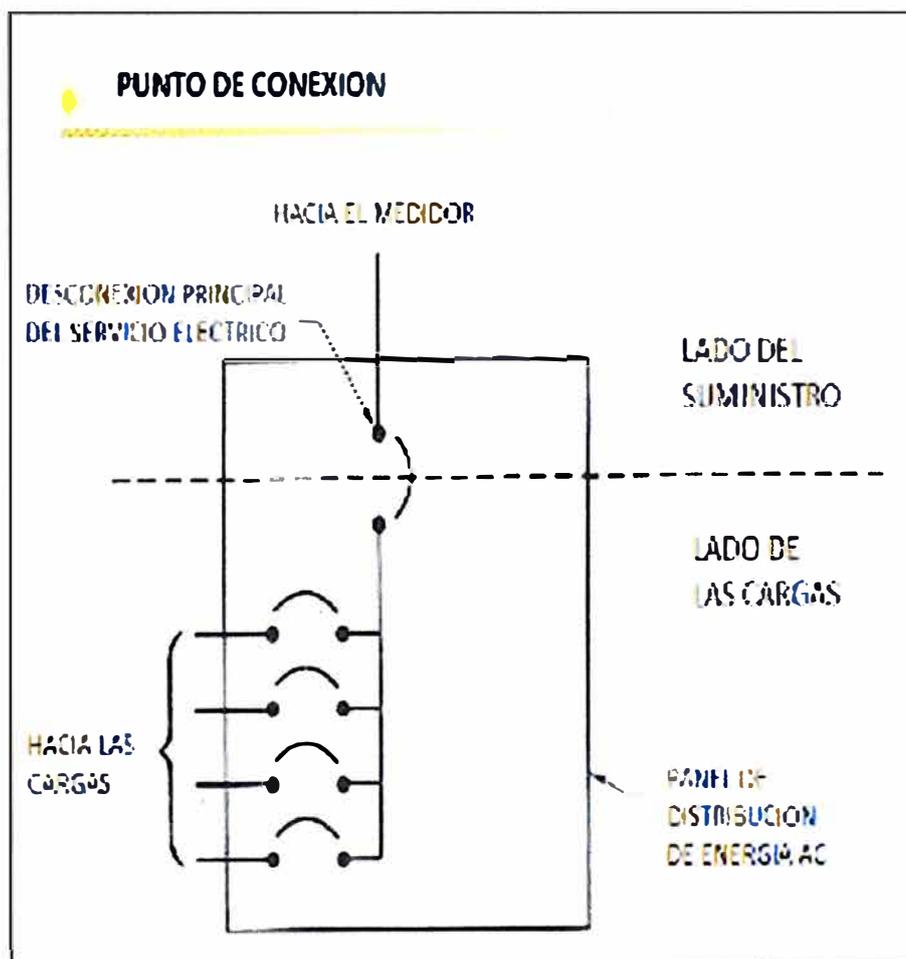


Fig. 3.3. Puntos de Conexión

### 3.6.1 Interconexiones en el lado de la carga. (normatividad)

Muchos sistemas interactivos fotovoltaicos pequeños son interconectados en el lado de la carga de la llave principal de desconexión de servicio en la instalación del cliente, ver Fig. 3.4.

El código NEC690, permite conexiones en el lado de la carga de cualquier equipo de distribución si se prevén la siguiente siete condiciones [8].

1. Cada interconexión de una fuente debe ser hecha con una llave de cortocircuito dedicada, o fusible de desconexión, Inversores múltiples son considerados fuentes múltiples, cada uno requiere un dispositivo de interconexión, a menos que sus salidas sea primero combinadas en un sub-panel.

2. La suma de los valores nominales de las protecciones de sobre corrientes en todos los circuitos suministrando energía hacia la barra o conductor no debe exceder el 120% de la dimensión de la barra o conductor.

Esto previene condiciones potenciales de sobrecarga en el punto de conexión. Este límite se aplica solo en las llaves cortacircuitos de las fuentes de energía, que son los principales cortacircuitos de alimentación desde la red y cualquier cortocircuito que alimenta en reversa desde los sistemas de paneles fotovoltaicos que alimentan de energía la barra principal, esto no incluye cortacircuitos de cargas.

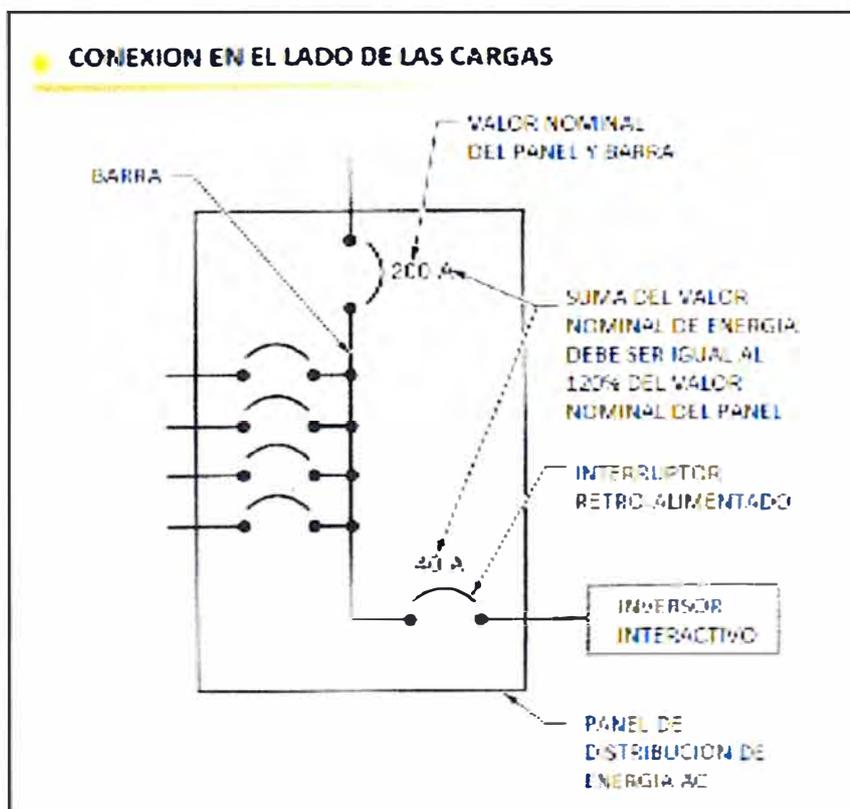


Fig. 3.4 Interconexión en el lado de la carga de la desconexión del Servicio se hace a través de los cortacircuitos retroalimentados

Por ejemplo, considerando un panel de distribución de 200 A. con una llave cortocircuito y una barra de 200 A., la suma de los valores de los equipos que suministran energía está permitida de ser 120% (200 A.) = 240 A., desde que la barra del panel ya está alimentada con un interruptor de 200 A., Los interruptores adicionales con valores de amperaje en total de 40 A. son permitidos para suministrar energía desde el sistema fotovoltaico. Alternadamente, si la barra fuera diseñada para un valor de 225 A. y la principal llave cortacircuitos fuera de 200 A. entonces el interruptor de cortacircuitos que alimentan en reversa desde el sistema fotovoltaico podría tener un total de 70 A.

3. El punto de interconexión debe ser en el lado de suministro en todos los equipos de protección de falla a tierra, este requisito previene potencial daño a, o inapropiada operación de equipo de protección de falla a tierra. Una excepción es permitida para la conexión en el lado de la carga de un equipo de protección contra fallas a tierra que está protegido de todas las fuentes de corriente de falla a tierra.

4. Todos los paneles con más de una fuente de energía deben ser marcados mostrando todas las fuentes de energía, esta etiqueta es requerida para alertar al personal de mantenimiento y servicio a la presencia de múltiples fuentes de corriente hacia los equipos de distribución. No es requerido para un equipo que está siendo alimentado desde una sola fuente. Estos requisitos pueden ser encontrados por la instalación de carteles en todos los paneles que están siendo retro-alimentados, y las desconexiones de fusibles indicando el valor nominal de corriente y voltaje para todos los inversores conectados y el servicio público.

5. Cualquier cortacircuitos retro-alimentado usado para una interconexión debe ser identificado para tal operación, cualquier cortacircuitos que no está marcado con designaciones como "line" (línea), o "load" (carga) son considerados aptos para re-alimentación.

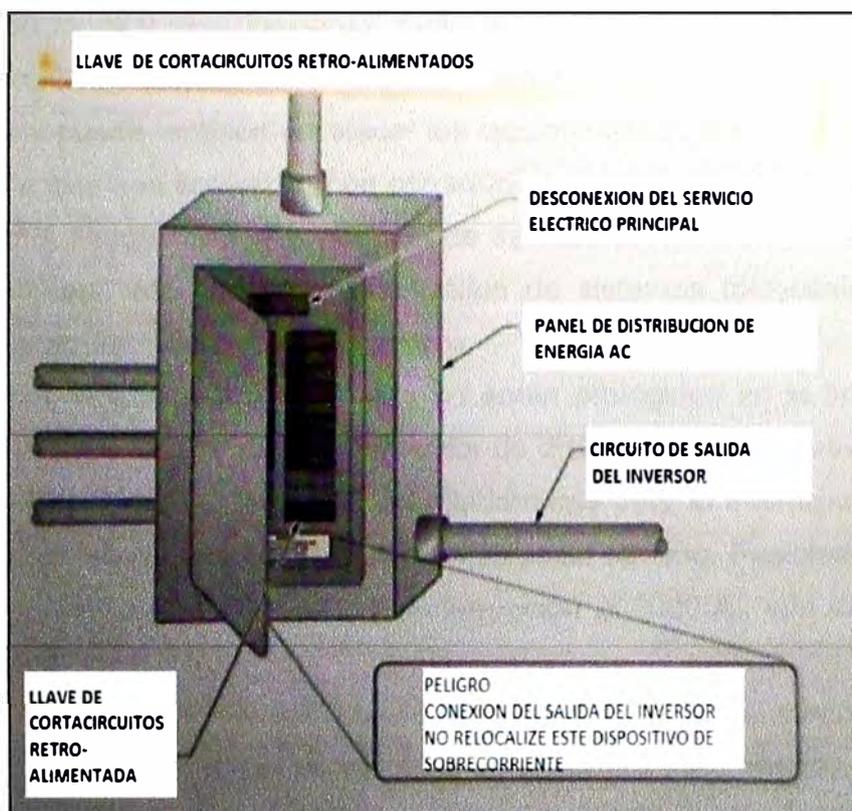
6. Cortacircuitos dedicados retro-alimentados desde un inversor que está enlistado como interactivo con el servicio público no están requeridos a ser sujetados en la barra del panel con adicionales sujetadores.

7. Un cortocircuito retro-alimentado en un panel eléctrico debe ser posicionado en la posición final opuesta a la llave principal de cortacircuitos. Un etiqueta permanente de peligro y advertencia, con el siguiente mensaje. "Peligro: Conexión de la salida de un inversor, no mover esta llave de cortacircuitos". Tal como se muestra en la Fig. 3.5.

Los Sistemas Bi-modal presentan especiales casos en alcanzar estos requisitos porque muchos de estos inversores son capaces de deliberar 60A. Continuamente, Aunque el inversor puede estar diseñado para 60A. Continuamente, los conductores externos y los cortacircuitos deben ser capaces de soportar 125% de esta corriente

continuamente. Esto requiere un corta circuitos de 80A. y conductores diseñados de 75A. (Reduciendo la salida de corriente del inversor a 48A. puede permitir el uso de equipos diseñados a 60A., pero esto también reduciría la capacidad de salida pico del inversor)

También, un cortocircuito de retro-alimentación de 60 A. requiere un panel al menos de 300A. Para alcanzar el segundo requisito, paneles residenciales diseñados encima de 300A. Están disponibles pero no son comunes, por estas razones una conexión en el lado de la carga debe ser una alternativa más práctica.



**Fig.3.5 Cortacircuitos retroalimentados están en el lado de la carga de la principal desconexión del servicio, que alimenta energía PV a la barra.**

### 3.6.2 Interconexiones en el lado del suministro Público.

Cuando un sistema fotovoltaico es muy grande para interconectarlo en el lado de la carga, debido a su capacidad del equipo de distribución, una interconexión en el lado de alimentación o suministro debe ser utilizada, la conexión en el lado del suministro de un sistema interactivo fotovoltaico requiere adicionar otro sistema de servicio en paralelo con una existente desconexión de servicio, Ver Fig. 3.6.

En consecuencia, las reglas para servir los equipos de entrada aplican para esta conexión. El equipo debe estar diseñado como un equipo de servicio y los existentes conductores de servicio deben estar diseñados para la salida adicional del sistema fotovoltaico.

La interconexión requiere empalmes a los conductores de servicio en la entrada, que usualmente es hecha entre la desconexión principal de servicio y el medidor. El equipo de servicio de entrada está disponible para dividir el servicio de entrada en servicios individuales, que pueden ser utilizados para este propósito. Alternadamente, la conexión puede ser hecha en un nuevo medidor que podría constituir un nuevo servicio [8].

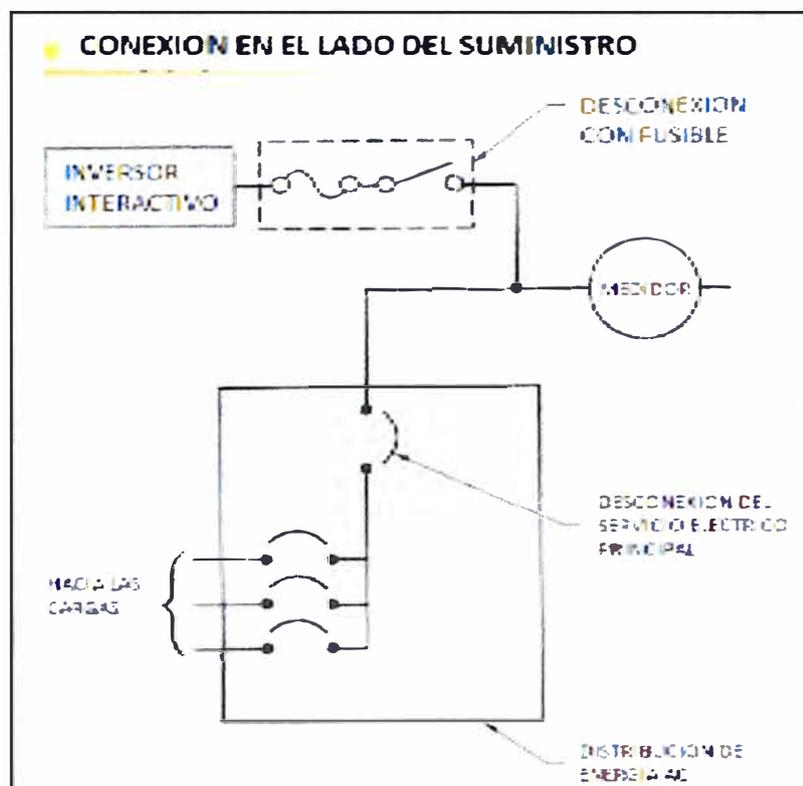
El NEC (Codigo Electrico Nacional Americano) requiere que este nuevo servicio tenga sus protecciones y desconexiones, descritas en los artículos 230. (Servicios), una llave de cortocircuitos diseñada para servicios o alguna desconexión con fusible alcanza estos requisitos y puede también satisfacer los requerimientos del servicio eléctrico para una desconexión que sea accesible, con cerradura de seguridad que claramente indique un estado abierto. Porque una desconexión de servicio con al menos de 60A. de valor debe ser usado, aun así por pequeñas salidas de sistemas fotovoltaicos, pequeños fusibles y/o adaptadores pueden ser requeridos.

Porque los servicios y derivaciones no están protegidos en la línea alta de los fusibles en el lado primario de un transformador de distribución, esta nueva desconexión de servicio debe también ser diseñada apropiadamente para la interrupción consistente con las potenciales fallas de corriente y otros equipos de servicio. Fusibles de desconexión con fusibles con un valor de interrupción 200000 A., son disponibles para este requerimiento.

Los conductores de servicio deben ser diseñados por al menos 125% de la corriente a carga continua, como se requiere en el código 230, basado en el corriente nominal máxima del inversor del sistema fotovoltaico, Sin embargo, los conductores entre la derivación del servicio y la desconexión deben ser diseñados a no menos de la desconexión, que al menos es 60 A. [8].

Consecuentemente sistemas pequeños pueden requerir conductores más grandes en las derivaciones que en la salida del sistema fotovoltaico pueda de otra manera dictaminar. Las mejores prácticas sugieren usar conductores en las derivaciones lo más grande que el equipo de servicio permita. La mejor posición para la derivación variara dependiendo en la aplicación y equipo. Esta conexión puede ser hecha en el panel de distribución principal antes de la llave de desconexión principal de servicio, o puede ser hecha en el lado de la carga del socket del medidor. Sin tener en cuenta el punto de conexión el articulo US NEC 705, "Interconexión de Fuentes de producción de energía", requiere que un permanente directorio sea colocado en cada lugar de servicio mostrando todas las fuentes de energía para un edificio. Si el sistema fotovoltaico es conectado en el lado de la carga, esta etiqueta debe ser en adición a la etiqueta en el

panel de distribución, y esta conexión es en el lado del suministro esta etiqueta debe servir de propósito de señalar el lado del suministro cerca de la desconexión del servicio



**Fig. 3.6 Inter-conexión en el lado del suministro debe incluir una desconexión apropiada separadamente**

## CAPITULO IV

### MEDICION DE ENERGIA

Electricidad es medida para determinar el monto de energía deliberada hacia o desde el predio de un cliente para propósitos de facturación, La medición usada para la facturación es responsabilidad del servicio público eléctrico (utilities) y a menudo es llamado "medición de ingresos". Estos medidores de ingresos son instalados a la entrada del servicio y establece la transición entre el servicio público eléctrico (utility) y equipo de propiedad del cliente. El tipo de medidas instaladas en un edificio (facility) con sistemas interactivos está determinado por el tipo y tamaño del edificio, el equipo de generación distribuida y las reglas y políticas de interconexión aplicables [4].

#### 4.1 Mediciones netas

Mediciones netas usan un medidor que pueden operar en ambas direcciones, efectivamente substrayendo electricidad exportada frente a la importada, Estos les asigna, el mismo precio que es más ventajoso para el cliente, Algunas veces los medidores del cliente están listos para trabajar en reversa sin ninguna modificación. Si Un medidor diferente debe ser instalado es responsabilidad del servicio público eléctrico de hacerlo, aunque puede facturar al cliente por esto..

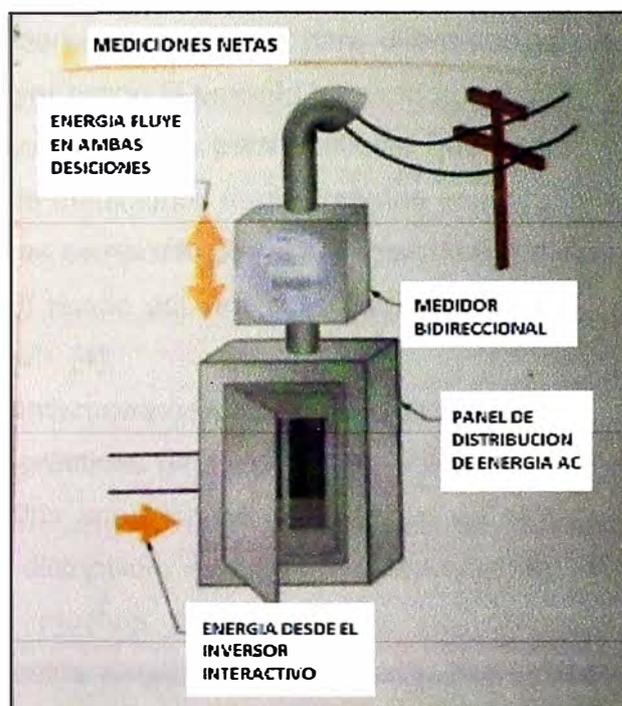


Fig.4.1 Mediciones netas

Bajas la mayoría de las reglas de los estados Americanos, clientes residenciales, comerciales e industriales con pequeños a medianos sistemas fotovoltaicos son elegibles para medidores netos, en otras áreas la elegibilidad puede variar por la localidad, tipo de cliente, tipo de generación pública, y tecnología (tal como matriz fotovoltaica, turbinas de viento, o motor generador).

Medición neta es también un muy bajo costo y fácil vía de administración para promover directas inversiones de los clientes en energía renovable, a través de lo gastado por el servicio público eléctrico [4].

En la Fig. 4.1 vemos que en el medidor que está instalado en la acometida del servicio eléctrico público la energía fluye en ambos sentidos y varía de acuerdo a la utilización de energía que el usuario hace de electricidad, por ende el medidor debe ser del tipo especial bidireccional, para que permita leer tanto la energía que el cliente utiliza desde la red pública, como la energía que el mismo está retroalimentando debido a su sistema fotovoltaico propia hacia la red.

#### **4.2 Mediciones Duales.**

Dos arreglos de medidores son los más comunes para las grandes e independientes productores de energía, Aunque ellos son también usados por una variedad de sistemas fotovoltaicos en lugares en donde no se usan estos medidores netos, Dos medidores unidireccionales, o uno simple que grabe la energía que se exporta y se importa.

Porque ellos son medidos separadamente, la energía enviada o recibida desde el servicio público pueden ser asignadas para diferentes valores, Usualmente el servicio público factura a mayor precio la energía que importamos que la que exportamos hacia la misma, esto es menos ventajoso para el cliente que el modo de medición neta. Bajo el más común arreglo de mediciones duales referido como "venta y compra neta". El exceso de energía eléctrica es comprado por el servicio público a diferente valor que lo que esta nos vende. Por ej. El precio del servicio eléctrico puede ser 9cents/KWh, y nos puede comprar a 3 cents/kWh. [4].

#### **4.3 Políticas de interconexión a la Red Eléctrica**

La política y prácticas de interconexión de un servicio eléctrico ha sido la mayor barrera para expandirla adopción de los sistemas de generación fotovoltaica y de otros tipos de generación distribuida, aunque los procedimientos están siendo más amigables para el cliente en muchas áreas. Algunas políticas que tiene que ver con las interconexiones de estos sistemas son legisladas por el gobierno, el departamento y la ciudad. Donde entidades gubernamentales son ausentes, entonces el servicio eléctrico público establece las políticas de interconexión [9].

#### 4.4 Decreto Político de Regulación de Redes Eléctricas públicas (PURPA – Public Utilities Regulatory Policy Act)

En los últimos 30 años, un número de políticas desarrolladas a nivel del lugar, y del gobierno han impactado la interconexión del servicio de sistemas de generación de energía de dueños privados. La primera significativa legislación fue la (PURPA) (Public utilities regulatory policy Act) de 1978, pasado al congreso americano durante la crisis de energía en los 70s, Esta ley fue intencionada para disminuir la dependencia de petróleo de los Estados Unidos de modo de incrementar la conservación de energía, la eficiencia y alentando el uso de energía renovable y recursos de cogeneración.

PURPA estableció las primeras oportunidades para los productores de energía que no son públicas eliminando barreras que previamente eran obstaculizados de entrar al mercado que era controlado por los servicios públicos. La más significativa parte de PURPA fue que esta requirió que los servicios públicos eléctricos puedan comprar energía de los productores de energía independientes (IPPs) y establecen los requisitos técnicos y procedurales para su interconexión con el servicio público, sujeto la aprobación del estado [9].

#### 4.5 Productor de energía Calificado (Qualifying Facility - QF).

PURPA define una clase de IPPs conocido como productor de energía calificado. Ver Fig. 4.2. Un productor de energía calificado (QF) es un productor de energía que no es del tamaño de un servicio de generación de gran escala que alcanza los requisitos técnicos y procedurales para la interconexión al servicio técnico. PURPA comanda que el servicio público compre energía del QF al precio de su costo de evitamiento [10].

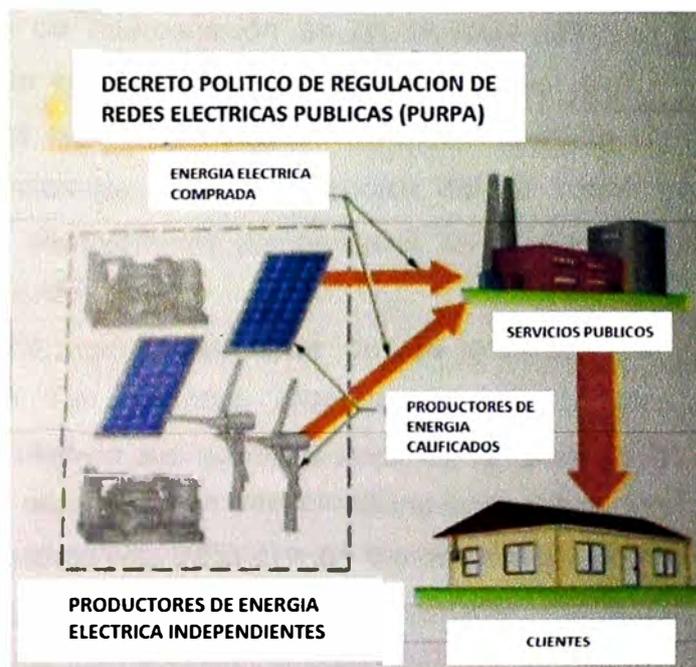


Fig.4.2 PURPA define las entidades que puedan contribuir al suplemento de energía colectivo.

*Costo de Evitamiento (Avoided Cost)* Es el costo que un empresa de servicio público eléctrico normalmente incurre para generar una cantidad dada de energía, a menudo sinónimo de valor al por mayor de mercado de electricidad. Cuando se compra esta energía, el servicio público "evita el costo" al generar esta energía por sí mismos.

Es importante notar que el costo de evitamiento son solo partes del precio de venta de electricidad suministrada al cliente, El precio de venta también incluye los gastos de administración pública y los costos del edificio, de operación, de mantenimiento, del sistema de transmisión y distribución y el traer los servicios al cliente. Estos son servicios que un QF a menudo usa pero no es dueño ni opera. Típicamente el costo de evitamiento es menos que la mitad del precio de venta de electricidad.

La Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC) es responsable de supervisar la industria de electricidad en USA incluyendo la implementación del PURPA. Las responsabilidades del FERC incluye la regulación del mercado de venta por mayor y servicios públicos inter estatales, transacciones de cambio de energía, y cualquiera de los precios, términos, y condiciones establecidos por las comisiones de los servicios eléctricos públicos del estado. Bajo PURPA los servicios públicos eléctricos están requeridos de presentar sus precios para QF (Qualifying Facilities), y las estructuras de facturación hacia el FERC para aprobación.

Los precios son una parte importante para los acuerdos de interconexión entre el servicio público eléctrico (SPE) y los QFs y una gran parte determina el valor económico de la generación distribuida de energía.

#### **4.6 Acuerdos de un Productor de Energía Calificado.**

Un acuerdo de interconexión es un contrato entre el servicio público y un productor de energía calificado (QF) que establece los términos y condiciones y los precios y tarifas que se aplican, tradicionalmente, los acuerdos de QFs son dirigidos hacia IPPs con niveles de generación acerca de los 10MW y más grandes. Estos acuerdos incluyen compromisos contractuales en referencia a los precios y niveles esperados de generación [10].

En el pasado, con la ausencia de los acuerdos de interconexión escritos especialmente para los pequeños sistemas fotovoltaicos, las empresas eléctricas públicas a menudo usaban sus acuerdos para los QF para pedidos de interconexiones fotovoltaicas. Estos acuerdos son intencionados para productores de energía de gran escala e incluyen muchos requisitos que no son necesarios para los pequeños sistemas productores de propiedad del cliente. Adicionalmente, requisitos de seguros bajo los acuerdos de QF, a menudo exceden la cobertura que la mayoría de los propietarios de vivienda y pequeños negocios conllevan. Estos complejos documentos legales por lo

tanto se tornan en financiera, técnica y regulatoriamente barreras para interconectar pequeños sistemas fotovoltaicos. Esto ha apresurado en la mayoría de los estados a aprobar la legislación y adoptar reglas para aerodinamizar los procesos y acuerdos contractuales para las interconexiones entre servicios eléctricos para sistemas fotovoltaicos y otros sistemas pequeños de generación distribuida.

#### **4.7 Acuerdos de Interconexión**

Un acuerdo de interconexión es un contrato entre un productor de energía distribuida y una compañía eléctrica pública que establece los términos y condiciones para la interconexión. Muchas compañías tienen simples acuerdos de interconexión para la instalación de pequeños sistemas fotovoltaicos en centros residenciales y comerciales. Un permiso del proveedor local de servicios públicos eléctricos es requerido para interconectar sistemas fotovoltaicos con la red eléctrica, vistos buenos para las interconexiones del sistema fotovoltaico son concedidos por las compañías eléctricas públicas en cooperación con la autoridad local de la Jurisdicción [10].

El proceso de interconexión, empieza completando el diseño del sistema y el plan de interconexión y presentando aplicaciones para las revisiones de plan y permisos con la autoridad. Concurrentemente las aplicaciones son hechas hacia la compañía de servicio eléctrico para la interconexión. Una vez los permisos son recibidos la instalación se completa y un pedido para la inspección es hecha con la autoridad. Después de completada la inspección, el servicio público es notificado, inspecciona el sistema (si es necesario), aprueba el acuerdo de interconexión y concede la aprobación para interconectar el sistema. Usualmente, las empresas eléctricas publicas permiten instaladores que aprueben el sistema fotovoltaico con una pre-aprobación, finalmente, el sistema puede ser interconectado, encargado y operado. Cabe destacar que en Estados Unidos los sistemas son regulados por cada estado en particular.

Los acuerdos de interconexión de sistemas eléctricos son gobernados por comisiones del servicio público eléctrico del estado y local, así ellos varían de alguna manera de territorio en territorio. Sin embargo, la mayoría tiene requisitos comunes basados en códigos y Normas nacionales.

##### **4.7.1 Restricciones del tamaño.**

Los acuerdos de interconexión típicamente limita el tamaño del sistema de generación distribuida cubiertos bajo el acuerdo, aunque el máximo tamaño es a menudo mucho más grande que sean factibles para las instalaciones de sistemas residenciales y comerciales. Los limites varían por estado y su rango es desde 10kW pico hasta pocos MW pico, Un sistema más grande puede aún ser conectado pero caerá en la categoría de un QF, que envuelve más rigurosas requisitos técnicos y temas legales [9].

La limitación del tamaño permite un contrato simplificado. Haciendo interconexiones más accesibles para los propietarios y pequeños negocios.

#### **4.7.2 Seguro de Responsabilidad Civil.**

Por lo que concierne a la seguridad, este seguro siempre ha sido de consideración para la interconexión de fuentes de energías distribuidas, y es requerida por todos los servicios públicos eléctricos que tienen normas de interconexión, como una vía de protegerse a sí mismos y a sus empleados si hubiera algún accidente debido a la operación de un sistema de generación del cliente [9].

El Seguro en el monto de \$100,000 es considerado adecuado para pequeños sistemas fotovoltaicos, para la mayoría de los sistemas públicos eléctricos, y es generalmente cubierto en la mayoría de las pólizas de seguros de las propiedades. Si no, el cliente debería obtener una póliza separada o una adicional para cubrir el sistema. Los servicios públicos pueden requerir que el dueño del sistema fotovoltaico indemnice a la compañía de servicio público por cualquier daño potencial, como resultado de la operación de un sistema fotovoltaico, que puede también ser cubierta bajo el seguro de responsabilidad.

#### **4.7.3 Inspección y Monitoreo.**

Cuando se interconecta un sistema fotovoltaico hacia el servicio eléctrico, la compañía de electricidad pública asume algunos de los riesgos y responsabilidades del sistema. Se debe asegurar que el sistema es seguro para el cliente, los vecinos y los obreros en las líneas que pueden estar trabajando cerca del sistema. La empresa también debe asegurarse que el sistema fotovoltaico no afectara negativamente la operación del sistema público eléctrico.

Por lo tanto, la mayoría de las empresas eléctricas requieren verificación, inspección, y a veces pruebas de sistemas del sistema fotovoltaico para asegurarse que estos están operando con los límites especificados de voltaje y frecuencia. Los derechos de inspecciones, permite a la empresa eléctrica a chequear por equipos aprobados y apropiadas instalaciones antes de la interconexión [9].

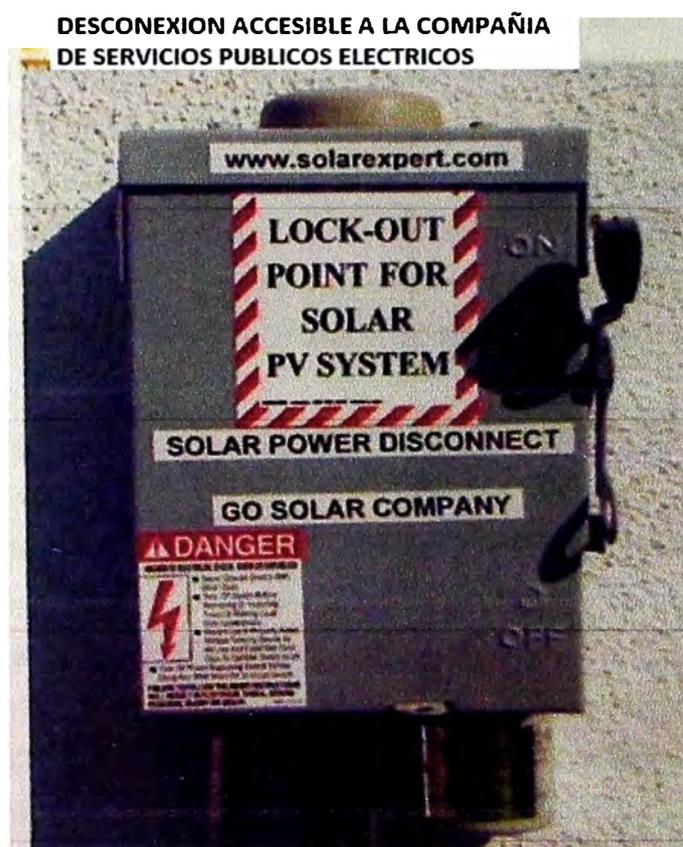
#### **4.7.4 Mantenimiento del sistema.**

Después que las inspecciones de la empresa eléctrica pública sean completas y el sistema fotovoltaico interconectado con el sistema público, es la responsabilidad del cliente para mantener apropiadamente su sistema fotovoltaico, como sus equipos, y contactar la compañía pública si hubiera algún problema con su interconexión. Existen instituciones públicas formadas por el gobierno las cuales también están destinadas para el apropiado mantenimiento. El cliente es también responsable por el sistema

fotovoltaico del sistema público, durante ambas normales y anormal operación, incluyendo la instalación y mantenimiento de todos los dispositivos de protección [9].

#### 4.7.5 Desconexiones.

Las compañías de electricidad pueden requerir que los sistemas fotovoltaicos tengan desconexiones fuera de la planta o edificio tal como se muestra en la fig. 4.3, y que sean accesibles para el personal de su compañía. La compañía puede reservar el derecho de desconectar el sistema, sin aviso adelantado al cliente, si es necesario el trabajo en la parte de la compañía en el sistema fotovoltaico, o si el cliente falla cumpliendo con el acuerdo de interconexión.



**Fig.4.3 Acuerdos de interconexión requieren usualmente desconexiones exteriores, así pueden separar el sistema fotovoltaico del servicio eléctrico**

Cuando un sistema PV incluye un inversor anti-islanding, las compañías públicas eléctricas no exigen demasiados requisitos para las desconexiones accesibles de los sistemas, tales como su ubicación, También de acuerdo al artículo 690. Los inversores ya deben tener un medio manual de aislamiento de la red, que debería satisfacer los requisitos de la compañía de energía pública si es instalado fuera.

Medidores adicionales pueden ser instalados por un cliente para registrar la energía entre porciones de un sistema fotovoltaico, tales como entre la salida de un inversor y un sub-panel de una carga crítica, esto es llamado sub-medición.

#### **4.7.6 Cargos de Interconexión.**

Para compensar el costo adicional de inspeccionar, monitorear, facturar, y completar la documentación para la interconexión de los sistemas fotovoltaicos, las empresas eléctricas pueden imponer cargos por aplicaciones de interconexión. Estos cargos, si son aplicables pueden ser tarifas planas, o pueden ser basadas en el tamaño del sistema, la estructura de los cargos varían por estado o empresa eléctrica, pero el rango es entre \$20 a \$800 para la mayoría de los sistemas fotovoltaicos, las reglas del estado para la Interconexión puede limitar el monto que las empresas eléctricas cargan para las aplicaciones de la interconexión [11].

Adicionalmente, el acuerdo de la interconexión puede incluir un horarios de cargos para otros servicios y equipos necesitados para el sistema de comunicación con el sistema fotovoltaico, especialmente para sistemas grandes, Por ejemplo un nuevo medidor puede ser necesitado de instalar o una adicional inspección puede ser necesitada para remediar algún problema con el código eléctrico, Sin embargo el acuerdo de interconexión debería incluir garantías al cliente que servicios pagados e instalación de equipos serán completados en un razonable tiempo.

#### **4.7.7 Mediciones y facturación.**

Los acuerdos de interconexión deben establecer algunos medios para dar crédito al cliente por el exceso de energía suministrada hacia el sistema, usualmente vía medidor neto, o medidor dual, El acuerdo de interconexión define las responsabilidades de cada parte con respecto a las mediciones, facturaciones y cargos, el acuerdo debería también especificar si la medición neta, dual o alguna de otro tipo debe ser utilizada, y también por las partes que serán responsables por la instalación y el pago de los dispositivos medidores que usualmente son las empresas eléctricas públicas [11].

Si hay créditos de exportación de electricidad, los clientes no son monetariamente compensados, son acreditados en energía de mes en mes, usualmente estos créditos serán usados rápidamente, cuando la demanda del cliente excede lo que el sistema fotovoltaico provee, pero si los créditos empiezan a acumularse mes a mes, le empresa eléctrica puede especificar una fecha de expiración. Los créditos normalmente expiran después de un año. En ese momento la empresa eléctrica las compra a un precio especial (usualmente al precio por mayor) o el crédito puede expirar sin compensación.

Por lo tanto no es ventajoso sobredimensionar un sistema fotovoltaico sin acuerdos especiales en lugar de comprar la energía en exceso.

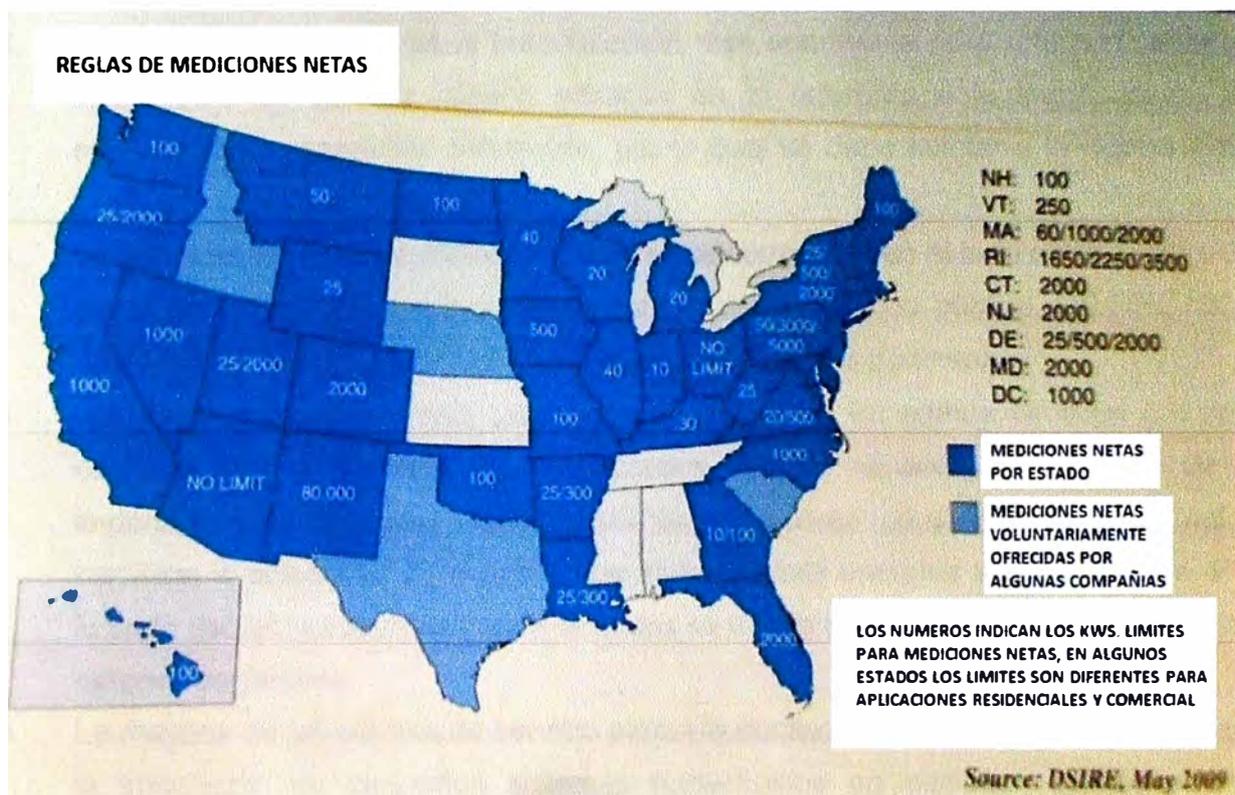
Si la compañía del servicio eléctrico está en un estado que comanda los requisitos de mediciones, la compañía debe atacar estas reglas, en el 2009, políticas en mediciones netas existían en la 44 estados, Sin embargo no todos los estados han establecido reglas

respecto a la interconexión y mediciones, En estados en donde no se han establecidos políticas, las compañías eléctricas pueden escoger el ofrecimiento de programas de medida aunque la implementación y los requisitos varían entre las compañías eléctricas.

Los estados que ordenan que las compañías eléctricas permitan mediciones netas, aún tienen reglas que varían en otros requisitos, tales como cuanta electricidad un cliente puede exportar tal como se muestra en la Fig. 4.4.

Los clientes también deberían tener cuidado de notar en los acuerdos de interconexión si es que la compañía de electricidad reclamara los certificados de energía renovable (RECs) producido por el sistema fotovoltaicos.

Desde que estos pueden ser un recurso de valor financiable para el cliente.



**Fig. 4.4 Políticas de mediciones varían de acuerdo al lugar y a veces de acuerdo al servicio eléctrico propio.**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En adición al código eléctrico, ciertas normas se aplican y tienen que ver específicamente con la interconexión de sistemas fotovoltaicos, IEEE 1547 Normas para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica, NEC 705 Código eléctrico nacional en relación a las fuentes interconectadas (regulaciones técnicas), NEC 690 Sistemas Fotovoltaicos (regulaciones técnicas), NFPA Código de la Asociación Nacional de protección contra incendios, UL Código del laboratorios de suscriptores eléctricos (dispositivos eléctricos).
2. La calidad de Energía es la preocupación más importante para una compañía de distribución de servicio público eléctrico en lo referente a la interconexión de equipos en la generación distribuida, por lo cual se debe sujetar a la Norma IEEE 1547.
3. La salida de un inversor interactivo puede ser conectado en el lado de la carga o en el del suministro de una desconexión de servicio eléctrico público. US-NEC705 y US-NEC690, teniendo en cuenta todas las regulaciones pertinentes
4. Las mediciones netas usan un medidor que operan en ambos sentidos (un solo cargo el cual le conviene al cliente) para sustraer la energía exportada de la importada y las mediciones duales usan dos medidores (cargos diferentes el cual le conviene al proveedor de energía) que miden ambas energías separadamente. Por lo tanto debido a acuerdos contra-actuales se define de qué manera se resuelve los cargos económicos.
5. La mayoría de las plantas de servicio eléctrico público tienen simples acuerdos para la instalación de pequeños sistemas fotovoltaicos en edificios residenciales y comerciales y el visto bueno de la interconexión de los sistemas fotovoltaicos es concedido por las compañías eléctricas públicas en cooperación con la autoridad que tiene jurisdicción local.
6. La comisión reguladora de energía federal define las políticas de mediciones que varían de acuerdo al lugar (Incluyendo PURPA) para incentivar el desarrollo del sistema económico fotovoltaico y garantiza el buen entendimiento entre las partes para llevarlo a cabo sin problemas.

## RECOMENDACIONES

1. Así como en los Estados Unidos de Norte América, se recomienda seguir los requerimientos técnicos para sistemas fotovoltaicos que están establecidos a través del Código Nacional (NEC), Normas publicadas por el instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE), la asociación nacional de protección contra incendios (NFPA), y el laboratorio de seguridad de dispositivos (UL) con algunas instituciones locales, estas organizaciones trabajan colectivamente para asegurarse que los equipos eléctricos y las instalaciones sean seguras, a través de una combinación de Normas, pruebas y certificaciones de equipos. En nuestro país los elementos claves y beneficios esperados de un programa se podría resumir como en siguiente tabla

Elementos del desarrollo de la tecnología solar

<b>Objetivos</b>	Impulsar la tecnología en corto y mediano plazo la tecnología Garantizar el crecimiento del mercado con Calidad Desarrollar el mercado Local
<b>Enfoque</b>	Preparar las condiciones para las áreas de regulación, capacitación, normalización y difusión de sistemas fotovoltaicos en el Perú
<b>Meta</b>	Sector publico Sector comercial Generación distribuida Sector residencial
<b>Líneas de acción</b>	Marco regulatorio y normativo Financiamiento Capacitación Información y difusión

2. Aislamiento (Islanding), resulta cuando desde un inversor interactivo se continúa transfiriendo energía hacia la red, cuando de una u otra manera debería estar des-energizado por un corte de energía; por lo tanto, es un peligro muy serio y puede dañar equipos de la compañía de servicio público eléctrico como al propio personal.
3. Los Sistemas interconectados deben ser claramente etiquetados en una ubicación central y en otras ubicaciones pertinentes, mostrando todas las fuentes de energía y sus desconexiones indicadas; evitando así, cualquier accidente que puede contraer un corte de energía público general.
4. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red están evolucionando rápidamente tanto por la consolidación de la tecnología involucrada como por la

aparición de legislación específica sobre producción de energía eléctrica por instalaciones establecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración. Al elaborar el diseño del Inversor y establecer las condiciones de funcionamiento y conexión a la red, se siguen las recomendaciones fijadas por estos decretos o regulaciones.

5. Para cubrir todos los aspectos no recogidos con suficiente detalle en la legislación, se emplea como guía el estándar norteamericano IEEE 1547, que recoge pautas recomendadas para la interconexión de sistemas fotovoltaicos con la red eléctrica. Este estándar establece recomendaciones sobre distorsiones de tensión y frecuencia, factor de potencia, protección anti-islanding, reconexión tras un corte y restauración de la red, inyección de corriente continua en un sistema de corriente alterna, tomas a tierra y protecciones del sistema frente a las caídas de la red o islanding. Puesto que la IEEE 1547 se centra en sistemas fotovoltaicos con conexión a la red, incorpora los requisitos generales de otros estándares norteamericanos, incluyendo el UL 1741 sobre ensayos en inversores conectados a la red, y el IEEE 519-1992 sobre distorsión armónica.
6. La proliferación de sistemas electrónicos de potencia ha tenido, a nivel de distorsión armónica un impacto sensiblemente negativo tanto en redes como en usuarios, como consecuencia diversas agencias internacionales han estado considerando establecer límites a la inyección de armónicos que permitan mantener una buena calidad en la potencia suministrada. Varios estándares y recomendaciones han surgido para establecer límites de distorsión armónica en corriente y tensión, y una de ellas es la IEEE 519-1992 En estados Unidos. Así como la IEC 61000 en Europa.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**MARCO NORMATIVO PROPUESTO PARA LAS FUENTES**  
**DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA**  
**INTERCONECTADAS**

## ANEXO A

### MARCO NORMATIVO PROPUESTO PARA LAS FUENTES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA INTERCONECTADAS

#### Generalidades

**A.1 Alcance.** Este artículo trata de la instalación de una o más fuentes de generación de energía eléctrica que operan en paralelo con una o varias fuentes primarias de electricidad.

NLM. Son ejemplos de tipos de fuentes primarias las de suministro de redes públicas o las de energía eléctrica en el sitio.

#### A.2 Definiciones.

- **Circuito de salida del inversor interactivo de la compañía de electricidad (Utility-Interactive Inverter Output Circuit).** Conductores entre el inversor interactivo auxiliar y el equipo de acometida u otra fuente de generación de energía eléctrica, como por ejemplo una compañía de servicios públicos, para la red de generación y distribución de energía eléctrica.
- **Punto de acople común (Point of Common Coupling).** Punto en el cual ocurre la interfaz de la red de generación y distribución de energía y el consumidor, en un sistema interactivo. Por lo general, éste es el lado de la carga del medidor de la red de energía.
- **Sistema híbrido (Hybrid System).** Sistema compuesto de fuentes múltiples de energía. Dichas fuentes pueden incluir generadores fotovoltaicos, eólicos, micro hidrogeneradores, generadores accionados por máquina y otros, pero no incluyen los sistemas de las redes de generación y distribución de energía eléctrica. Los sistemas de almacenamiento de energía, tales como las baterías, volantes o el equipo de almacenamiento magnético superconductor no constituyen fuente de energía para los propósitos de esta definición.

**A.3 Otros artículos.** Las fuentes de generación de energía eléctrica interconectadas deben cumplir las disposiciones de este artículo y también las disposiciones aplicables de los artículos apropiados al sistema de instalación.

**A.4 Aprobación del equipo.** Todo equipo debe estar aprobado para el uso proyectado. Los inversores interactivos auxiliares para los sistemas interconectados deben estar listados e identificados para el servicio de interconexión.

**A.10 Directorio.** En el lugar de instalación de cada equipo de acometida y de cada fuente de generación de energía eléctrica que se pueda interconectar, se debe instalar de forma permanente una placa o directorio, que indique todas las fuentes de energía eléctrica existentes sobre o dentro de los inmuebles.

Excepción: En las instalaciones con gran número de fuentes de generación de energía eléctrica, se permitirá designarlas por grupos.

**A.12 Punto de conexión.** La salida de una fuente de generación de energía eléctrica interconectada se debe conectar tal como se especifica en las secciones A.12(A), (B), (C) o (D).

(A) **Lado de la alimentación.** Se permitirá que una fuente de generación de energía eléctrica esté conectada al lado de alimentación del medio de desconexión de la acometida

(B) **Sistemas eléctricos integrados.** Se permitirá interconectar las salidas en un punto o puntos en cualquier parte de los inmuebles, siempre que el sistema se califique como un sistema eléctrico integrado e incorpore equipos de protección.

(C) **Más de 100 kW.** Se permitirá interconectar las salidas en un punto o puntos en cualquier parte de los inmuebles, siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes:

(1) El total de las fuentes de electricidad que no sean de la red pública tenga una capacidad de más de 100 kW o la acometida sea de más de 1000 volts.

(2) Las condiciones de mantenimiento y supervisión de las instalaciones aseguren que sólo personas calificadas atienden y operan el sistema.

(3) Se establezcan y mantengan salvaguardas, procedimientos documentados y equipos de protección.

(D) **Inversores interactivos de la compañía de electricidad.** Se permitirá que la salida de un inversor interactivo de la compañía de electricidad esté conectada al lado de la carga del medio de desconexión de la acometida de la otra fuente o fuentes en cualquier equipo de distribución en el inmueble. Cuando el equipo de distribución, incluyendo los tableros de distribución y los paneles de distribución, esté alimentado simultáneamente por una o varias fuentes primarias de electricidad y uno o más inversores interactivos de la compañía de electricidad, y cuando este equipo de distribución es capaz de alimentar múltiples circuitos ramales, alimentadores, o ambos, las disposiciones para la interconexión para el inversor o inversores interactivos

de la compañía de electricidad deben cumplir con lo indicado en (D)(1) a (D)(7).

- (1) Des conector y protección contra sobre corriente dedicados. Cada interconexión de una fuente se debe hacer en un medio de desconexión dedicado con fusibles o con un interruptor automático.
- (2) Valor nominal del conductor o de la barra conductora. La suma de las corrientes nominales de los dispositivos de protección contra sobre corriente de los circuitos que alimentan una barra colectora o un conductor no debe superar el 120 por ciento del valor nominal de la barra colectora o del conductor.
- (3) Protección contra fallas a tierra. El punto de interconexión debe estar en el lado de la línea de todos los equipos de protección contra fallas a tierra.

Excepción: Se permitirá hacer la conexión del lado de la carga de la protección contra fallas a tierra, siempre que haya protección contra fallas a tierra para los equipos, desde todas las fuentes de corriente de falla a tierra. Los dispositivos de protección contra fallas a tierra usados con alimentaciones conectadas a los terminales del lado de la carga deben estar identificados y listados como adecuados para retroalimentación.

- (4) Marcado. Los equipos que tengan dispositivos de protección contra sobre corriente en los circuitos que alimentan a una barra colectora o a un conductor, alimentados desde fuentes múltiples de energía deben estar marcados indicando la presencia de todas las fuentes.
- (5) Adecuado para retroalimentación. Los interruptores automáticos, si están retroalimentados, deben ser adecuados para funcionar de ese modo.

NLM: Los interruptores automáticos que están marcados con "Línea" y "Carga" han sido evaluados únicamente en la dirección marcada. Los interruptores automáticos sin marcas de "Línea" y "Carga" han sido evaluados en ambas direcciones.

- (6) Sujeción. Se permitirá que en los interruptores automáticos listados de tipo enchufable, con retroalimentación desde inversores interactivos de la compañía de electricidad listados e identificados como interactivos, se omita el sujetador adicional.

- (7) Conexión de salida del inversor. A menos que el panel de distribución tenga un valor nominal no inferior a la suma de las corriente nominales de todos los dispositivos de protección contra sobre corriente que lo alimentan, se debe ubicar una conexión en el panel de distribución, en el extremo opuesto (de carga) al lugar de entrada del alimentador o del circuito principal. El valor nominal de la barra conductora o del conductor se debe determinar para las cargas. En sistemas con paneles de distribución conectados en serie, el valor nominal del primer dispositivo de protección contra sobre corriente conectado directamente a la salida de uno o varios inversores de la compañía de electricidad se debe usar en los cálculos para todas las barras colectoras y los conductores. Debe haber una etiqueta permanente de advertencia en el equipo de distribución con la siguiente leyenda o equivalente:

**ADVERTENCIA  
CONEXIÓN DE SALIDA DEL INVERSOR  
NO REUBICAR ESTE DISPOSITIVO DE  
PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE**

- A.14 Características de la salida.** La salida de un generador u otra fuente de generación de energía eléctrica que funcione en paralelo con un sistema de suministro de energía eléctrica, deben tener tensión, forma de onda y frecuencia compatibles con el sistema al cual se conecta.  
NLM: El término compatible no quiere decir necesariamente que la forma de onda coincida exactamente con la de la fuente primaria.
- A.16 Valor nominal de corriente de corto circuito y de interrupción.** Para los valores nominales de interrupción y de corriente de cortocircuito del equipo en sistemas interactivos, se debe tener en cuenta la contribución de las corrientes de falla de todas las fuentes de alimentación interconectadas.
- A.20 Medios de desconexión de las fuentes.** Se deben instalar medios que permitan desconectar todos los conductores no puestos a tierra de una o varias fuentes de generación de energía eléctrica de todos los demás conductores.
- A.21 Medios de desconexión de los equipos.** Se deben instalar medios que permitan desconectar los equipos de generación de energía, tales como inversores interactivos de la compañía de electricidad o transformadores asociados con una fuente de generación de energía, de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de alimentación. No se exigirá que los equipos proyectados para

operarse y mantenerse como parte integral de una fuente de generación de más de 1000 volts tengan un medio de desconexión.

**A.22 Dispositivo de desconexión.** El medio de desconexión de los conductores no puestos a tierra debe ser uno o varios interruptores o interruptores automáticos, manuales o de operación eléctrica con las siguientes características:

- (1) Estar ubicados donde sean fácilmente accesibles.
- (2) Ser operables desde el exterior, sin que el operador se exponga a entrar en contacto con partes vivas y, si son de operación eléctrica, ser de un tipo que se pueda abrir manualmente si se produjera una falla en la alimentación.
- (3) Tener una indicación clara cuando están en posición de abierto (off) o cerrado (on).
- (4) Tener valores nominales no menores a la carga a ser conducida y a la corriente de falla a ser interrumpida. Para equipos de desconexión energizados desde ambos lados, se debe proporcionar una marca para indicar que todos los contactos del equipo de desconexión pueden estar energizados.

Nota N°. 1 para (4): En los sistemas de generación en paralelo puede haber equipos que probablemente sean energizados desde las dos direcciones, como los interruptores de cuchilla y los fusibles. La interconexión a una fuente primaria fuera del inmueble podría requerir de la instalación de un dispositivo de desconexión verificable visualmente.

- (5) Desconexión simultánea de todos los conductores no puestos a tierra del circuito.
- (6) Poderse bloquear en la posición de abierto (off).

**A.30 Protección contra sobre corriente.** Los conductores deben estar protegidos contra sobre corriente. Los equipos y conductores conectados a más de una fuente de energía eléctrica deben tener un número suficiente de dispositivos de protección contra sobre corriente, ubicados de modo que brinden protección desde todas las fuentes.

**A.32 Protección contra fallas a tierra.** Cuando se utilice protección contra fallas a tierra, la salida de un sistema interactivo debe conectarse del lado de la alimentación de esa protección. Excepción: Se permitirá que la conexión se haga del lado de la carga de la protección contra fallas a tierra, siempre que los equipos estén protegidos contra fallas a tierra desde todas las fuentes de corriente de falla a tierra.

**A.40 Pérdida de la fuente primaria.** Si se pierde la fuente primaria, la fuente de generación de energía eléctrica se debe desconectar automáticamente de todos los conductores no puestos a tierra de la fuente primaria y no se deben volver a conectar hasta que se restablezca el suministro de la fuente primaria.

Excepción: Se permitirá que un inversor interactivo de la compañía de electricidad listado automáticamente deje de exportar energía después de la pérdida de la fuente primaria y no se exigirá que desconecte automáticamente todos los conductores no puestos a tierra de la fuente primaria. Se permitirá que un inversor interactivo de la compañía de electricidad listado reinicie automática o manualmente la exportación de energía al servicio una vez se restablezca la fuente primaria.

Nota N°. 1: Si una fuente interactiva de la compañía de electricidad puede operar, de forma intencional, aisladamente, se podrían producir riesgos para las personas y para los equipos asociados a la fuente primaria. Es necesario instalar medios especiales de detección para determinar si se ha producido un corte en el sistema de alimentación de la fuente primaria y si debe haber una desconexión automática. Cuando se restablece el sistema de alimentación de la fuente primaria, también se pueden necesitar medios especiales de detección para limitar la exposición de las fuentes de generación de energía a una reconexión fuera de fase.

Nota No°. 2: Los equipos de generación por inducción en sistemas con capacitancia significativa, se pueden llegar a auto excitar con la pérdida de la fuente primaria y experimentar fuertes sobretensiones.

Se permitirá que un inversor interactivo de la compañía de electricidad funcione como sistema autónomo para alimentar cargas que han sido desconectadas de las fuentes de la red de generación y distribución eléctrica.

**A.42 Pérdida de la fuente trifásica primaria.** Una fuente trifásica de generación de energía eléctrica se debe desconectar automáticamente de todos los conductores no puestos a tierra de los sistemas interconectados cuando se abra una de las fases de esa fuente. Este requisito no será aplicable para fuentes de generación de energía eléctrica que alimenten sistemas de emergencia o de reserva legalmente exigidos.

Excepción. Se permitirá que un inversor interactivo de la compañía de electricidad listado automáticamente deje de exportar energía cuando una de las fases de la fuente se abra y no se exigirá que desconecte automáticamente todos los conductores no puestos a tierra de la fuente primaria. Se permitirá que un inversor

interactivo de la compañía de electricidad listado reinicie automática o manualmente la exportación de energía a la red pública una vez se restablezca todas las fases de la fuente primaria.

**A.50 Puesta a tierra.** Las fuentes de generación de energía eléctrica interconectadas se deben poner a tierra.

Excepción: Para los sistemas de corriente continua conectados por medio de un inversor directamente a una acometida puesta a tierra, se permitirán otros métodos alternativos que proporcionen al sistema una protección equivalente y que se utilicen equipos listados e identificados para ese uso.

## **II. Inversores interactivos de la compañía de electricidad**

### **A.60 Corriente y dimensionamiento del circuito.**

(A) Cálculo de la corriente máxima del circuito. La corriente máxima para el circuito específico se debe calcular de acuerdo con las secciones A.60(A)(1) y (A)(2).

(1) Corriente del circuito de alimentación del inversor. La corriente máxima debe ser la corriente nominal máxima de entrada del inversor.

(2) Corriente del circuito de salida del inversor. La máxima corriente debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor.

(B) Ampacidad y corriente nominal del dispositivo de protección contra sobre corriente. Las corrientes del sistema del inversor se deben considerar como permanentes. Los conductores del circuito y los dispositivos de protección contra sobre corriente se deben dimensionar para que conduzcan no menos del 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas según la sección A.60(A).

Excepción: Se permitirá utilizar al 100 por ciento de su valor nominal, los circuitos que tengan un ensamble con su dispositivo o dispositivos de protección contra sobre corriente que estén listados para su funcionamiento continuo al 100 por ciento de su valor nominal.

### **A.65 Protección contra sobre corriente.**

(A) Circuitos y equipo. Los circuitos de entrada del inversor, los circuitos de salida del inversor y los conductores y el equipo del circuito de la batería de acumuladores, deben estar protegidos. Los circuitos conectados a más de una fuente eléctrica deben tener dispositivos de protección contra sobre corriente ubicados de tal manera que brinden protección contra sobre corriente desde todas las fuentes.

Excepción, No se exigirá un dispositivo contra sobre corriente para los conductores dimensionados de acuerdo con la sección A.60(B) y ubicados donde se aplique una de las siguientes condiciones:

(1) No existen fuentes externas tales como circuitos de fuentes conectadas en paralelo, baterías o retroalimentación desde inversores.

(2) Las corrientes de cortocircuito provenientes de todas las fuentes no exceden la ampacidad de los conductores.

Nota: Para determinar si todos los conductores y módulos están debidamente protegidos contra sobre corriente desde todas las fuentes, hay que tener en cuenta la posible retroalimentación de corriente desde cualquier fuente de alimentación, incluida la alimentación a través de un inversor en el circuito de salida del inversor y los circuitos de la fuente del inversor.

- (B) Transformadores de potencia. Un transformador con una fuente o fuentes conectadas a cada lado se debe proteger contra sobre corriente, considerando primero uno de los lados del transformador y después el otro lado, como el primario.

Excepción: Se permitirá que un transformador de potencia, cuya corriente nominal del lado conectado a la fuente de energía del inversor no sea inferior a la corriente nominal de salida de cortocircuito del inversor, no esté protegido contra sobre corriente desde dicha fuente.

- (C) Circuitos fuente del inversor. Se permitirá que los dispositivos de protección contra sobre corriente de los circuitos ramales o los dispositivos complementarios, protejan contra sobre corriente a los circuitos fuente del inversor. Dichos dispositivos deben ser accesibles, pero no se exigirá que sean fácilmente accesibles. Los valores estándar de los dispositivos complementarios de protección contra sobre corriente permitidos por esta sección, se deben dar en incrementos de un ampere, empezando en un ampere y hasta 15 amperes inclusive. Los valores estándar superiores a 15 amperes para dispositivos complementarios de protección contra sobre corriente se deben basar en los valores estándar.
- (D) Valor nominal de corriente continua. Los dispositivos de protección contra sobre corriente, sean fusibles o interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte de c.c. de un sistema de energía del inversor interactivo de la compañía de electricidad, deben estar listados para su uso en

circuitos de c.c. y tener los valores nominales adecuados de tensión, corriente y valor nominal de interrupción.

- (E) Protección contra sobre corriente en serie. Se permitirá un solo dispositivo de protección contra sobre corriente en las cadenas de dos o más módulos conectados en serie.

**A.70 Inversores interactivos de la compañía de electricidad montados en lugares que no son fácilmente accesibles.** Se permitirá que los inversores interactivos de la compañía de electricidad estén montados sobre techos u otras áreas exteriores que no sean fácilmente accesibles. Estas instalaciones deben cumplir las condiciones de los numerales (1) hasta (4).

- (1) Se debe montar un medio de desconexión de corriente continua al alcance de la vista desde el inversor o en él.
- (2) Se debe montar un medio de desconexión de corriente alterna al alcance de la vista desde el inversor o en él.
- (3) Un medio adicional de desconexión de corriente alterna para el inversor deben cumplir con la sección A.22.
- (4) Se debe instalar una placa de acuerdo con la sección A.10.

**A.80 Sistemas de energía interactivos de la compañía de electricidad que utilizan almacenamiento de energía.** Los sistemas de energía interactivos de la compañía de electricidad que utilizan almacenamiento de energía también se deben marcar con la tensión máxima de funcionamiento, incluyendo cualquier tensión de ecualización y la polaridad del conductor del circuito puesto a tierra.

**A.82 Sistemas híbridos.** Se permitirá que los sistemas híbridos estén interconectados con los inversores interactivos de la compañía de electricidad.

**A.100 Interconexiones desequilibradas.**

- (A) **Monofásico.** Los inversores monofásicos para sistemas híbridos y módulos de c.a. en sistemas híbridos interactivos, no se deben conectar a un sistema trifásico, a menos que el sistema interconectado esté diseñado de modo que no se puedan causar tensiones significativamente desequilibradas.
- (B) **Trifásico.** Los inversores trifásicos y los módulos trifásicos de c.a. en los sistemas interactivos, deben desenergizarse automáticamente todas las fases cuando se presente una pérdida o desequilibrio de la tensión en una o más fases, a menos que el sistema interconectado esté diseñado de modo que no se pueda causar un desequilibrio significativo de las tensiones.

**ANEXO B**  
**CONEXIÓN A OTRAS FUENTES DE ENERGIA DE**  
**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

## ANEXO B

### CONEXIÓN A OTRAS FUENTES DE ENERGIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

- B.1 Desconectador de carga.** Un desconectador de carga que tenga múltiples fuentes de energía debe desconectar todas las fuentes cuando está en la posición de apagado.
- B.2 690.60 Equipo interactivo identificado.** En sistemas interactivos sólo se permitirán inversores y módulos de c.a. listados e identificados como interactivos.
- B.3 Pérdida de potencia en un sistema interactivo.** Un inversor o un módulo de c.a. de un sistema fotovoltaico solar interactivo debe desenergizar automáticamente su salida a la red de generación y distribución de energía eléctrica a la cual está conectada, cuando haya una pérdida de tensión en dicho sistema y debe permanecer en tal estado hasta que se restablezca la tensión de la red de generación y distribución de energía eléctrica. Se permitirá que un sistema solar fotovoltaico normalmente interactivo, opere como un sistema autónomo para alimentar cargas que han sido desconectadas de las fuentes de la red de generación y distribución energía eléctrica.
- B.4 Interconexiones desequilibradas**
- (A) Monofásico.** Los inversores monofásicos para sistemas fotovoltaicos y los módulos de c.a. en sistemas solares fotovoltaicos interactivos, no se debe conectar a un sistema trifásico a menos que el sistema interconectado esté diseñado de modo que no se puedan causar tensiones significativamente desequilibradas.
- (B) Trifásico.** Los inversores trifásicos y los módulos trifásicos de c.a. en los sistemas interactivos, deben desenergizar automáticamente todas las fases cuando se presente una pérdida o desequilibrio de la tensión en una o más fases, a menos que el sistema interconectado esté diseñado de modo que no se pueda causar un desequilibrio significativo de las tensiones.
- B.5 Punto de conexión.** La salida de un inversor interactivo de una compañía de electricidad se debe conectar tal como se indica en las secciones 690.64(A) o (B).

- (A) Lado de la alimentación.** Se permitirá que la salida de un inversor interactivo de una compañía de electricidad esté conectada al lado de la alimentación del medio de desconexión de la acometida, tal como lo permite la sección 230.82(6).
- (B) Lado de la carga.** Se permitirá que la salida de un inversor interactivo de una compañía de electricidad esté conectada al lado de la carga de los medios de desconexión de la acometida de la(s) otra(s) fuente(s) de alimentación en cualquier equipo de distribución de los inmuebles. Cuando el equipo de distribución, incluyendo los tableros de distribución y los paneles de distribución, esté alimentado simultáneamente por una fuente o fuentes primarias de electricidad y uno o más inversores interactivos de la compañía de electricidad, y cuando este equipo de distribución pueda alimentar a múltiples circuitos ramales o alimentadores, o ambos, los medios de interconexión para el inversor o inversores interactivos de la compañía de electricidad deben cumplir con (B)(1) hasta (B)(7).

**(1) Desconexión y protección contra sobrecorriente dedicada.**

Cada interconexión de una fuente se debe hacer en un medio de desconexión con fusibles o un interruptor automático dedicado.

**(2) Valor nominal del conductor o de la barra conductora.**

La suma de los valores nominales de corriente de los dispositivos contra sobrecorriente en los circuitos que alimentan una barra colectora o un conductor no debe superar el 120 por ciento de valor nominal de la barra colectora o del conductor. En sistemas con paneles de distribución conectados en serie, se debe usar el valor nominal del primer dispositivo contra sobrecorriente conectado directamente a la salida de un inversor o inversores interactivos de la compañía de electricidad, en los cálculos para todas las barras conductoras y los conductores.

**(3) Protección contra fallas a tierra.** El punto de interconexión debe estar en el lado de la línea de todos los equipos de protección contra fallas a tierra.

*Excepción: Se permitirá hacer la conexión al lado de la carga de la protección contra fallas a tierra, siempre que haya protección contra fallas a tierra para los equipos, desde todas las fuentes de corriente de fallas a tierra. Los dispositivos de protección contra fallas a tierra usados con alimentaciones conectadas a los terminales del lado de la carga deben estar identificados y listados como adecuados para retroalimentación.*

**(4) Marcado.** Los equipos que tengan dispositivos de protección contra sobrecorriente en los circuitos de alimentación a una barra colectora o conductor alimentados desde fuentes múltiples de energía deben estar marcados indicando la presencia de todas las fuentes.

**(5) Adecuado para retroalimentación.** Los interruptores automáticos, si están retroalimentados, deben ser adecuados para dicho funcionamiento. NLM: Los interruptores automáticos que están marcados con "Línea" y "Carga" han sido evaluados únicamente en la dirección marcada. Los interruptores automáticos sin marcas de "Línea" y "Carga" han sido evaluados en ambas direcciones.

**(6) Sujeción.** Se permitirá que para los interruptores automáticos listados del tipo enchufable, con retroalimentación desde inversores interactivos de una compañía de electricidad que cumplan con la sección 690.60 se omita el sujetador adicional exigido normalmente por la sección 408.36(D) para tales aplicaciones.

**(7) Conexión de salida del inversor.** A menos que el panel de distribución tenga un valor nominal no inferior a la suma de las corriente nominales de todos los dispositivos contra sobrecorriente que lo alimentan, se debe ubicar una conexión en el panel de distribución, en el extremo opuesto (de carga) desde la ubicación del alimentador de entrada o del circuito principal. El valor nominal de la barra conductora o del conductor se debe determinar para las cargas conectadas de acuerdo con el Artículo 220. Debe haber una etiqueta permanente de advertencia en el equipo de distribución con la siguiente marca o equivalente:

ADVERTENCIA

CONEXIÓN DE SALIDA DEL INVERSOR

NO REUBICAR ESTE DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN

CONTRA SOBRECORRIENTE

## BIBLIOGRAFIA

- [1] [www.lipower.org/pdfs/company/papers/LIPAGrid](http://www.lipower.org/pdfs/company/papers/LIPAGrid)
- [2] [www.solucionessolares.blogspot.com/2008/11](http://www.solucionessolares.blogspot.com/2008/11)
- [3] [renovables.gob.mx/res/Informe%20ProSolar\\_Color.pdf](http://renovables.gob.mx/res/Informe%20ProSolar_Color.pdf)
- [4] Roger A. Messenger. Photovoltaic Systems Engineering. 3° Edición– Florida. Estados Unidos. 2010
- [5] [www.iie.org.mx/boletin042003/art2.pdf](http://www.iie.org.mx/boletin042003/art2.pdf)
- [6] Heinrich Haberlin. System Design and Practice. 1° Edición Publicaciones Wiley. Alemania 2012
- [7] James P. Dunlop. Photovoltaic Systems. 2° Edición Publicadores Técnicos Americanos (ATP). Estados Unidos 2010
- [8] Muhammad Sulaman Design & Analysis of Grid Connected Photovoltaic System. 1° Edición – Publicaciones Academicas Lambert . Australia 2013
- [9] <http://wsrl.org/pdfs/ieee929.pdf>
- [10] <http://ecee.colorado.edu/~ecen4517/materials/refs/standards/BassoStandards.pdf>
- [11] U.S. National Electric Code U.S. (NFPA70 – USA. NEC) EUA edición- Estados Unidos 2011
- [12] [www.ucsusa.org/clean\\_energy/smart-energy-solutions/strengthen-policy/public-utility-regulatory.html](http://www.ucsusa.org/clean_energy/smart-energy-solutions/strengthen-policy/public-utility-regulatory.html)
- [13] [www.ferc.gov/industries/electric/gen-info/qual-fac/what-is.asp](http://www.ferc.gov/industries/electric/gen-info/qual-fac/what-is.asp)
- [14] [www.dsireusa.org](http://www.dsireusa.org)