

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía
Energías Renovables

FIABILIDAD DE INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS A TRAVES DEL
ANALISIS DE INCIDENCIAS

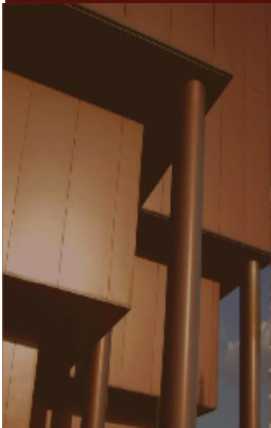
Autor: José Zambrano Romero

Tutor: Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

Dpto. de Ingeniería Energética
Grupo de Termodinámica y Energías Renovables

Escuela Técnica Superior de Ingenieros
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Fiabilidad de instalaciones fotovoltaicas a través del análisis de incidencias

Autor:

José Zambrano Romero

Tutor:

Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

Dpto. de Ingeniería Energética
Grupo de Termodinámica y Energías Renovables

Escuela Técnica Superior de Ingenieros

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo Fin de Grado: Fiabilidad de instalaciones fotovoltaicas a través del análisis de incidencias

Autor: José Zambrano Romero

Tutor: Dr. D. Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

A mis amigos

Agradecimientos

Es en este momento cuando puedo agradecer a mis amigos, compañeros de clase y a mi familia el apoyo incondicional que me han dado en todo momento para poder sacar esta carrera adelante, asignatura tras asignatura, año tras año, haciéndome ver que todo esfuerzo tarde o temprano acaba teniendo su recompensa. Quiero hacer una mención especial a mis padres, quienes siempre han querido lo mejor para mí y me han apoyado y aconsejado en todo lo que he necesitado.

José Zambrano Romero

Sevilla, 2016

Resumen

El presente proyecto desarrolla un análisis de las incidencias ocurridas en un periodo de 7 años durante la operación y el mantenimiento de las diferentes plantas fotovoltaicas analizadas. De esta forma podremos analizar los puntos críticos, en cuanto a incidencias se refiere, en la tecnología fotovoltaica.

Al mismo tiempo permitiría servir como base para establecer procedimientos y metodologías con el objetivo de conseguir una mayor fiabilidad, un mejor rendimiento, y por tanto una mayor rentabilidad de las plantas.

Este proyecto lo he podido desarrollar gracias a que tuve la oportunidad de realizar las prácticas curriculares en una empresa dedicada a la operación y el mantenimiento de plantas fotovoltaicas, y de las cuales me permitieron obtener los datos con los que se ha realizado el estudio.

Índice

Agradecimientos

Resumen

Índice

Índice de Tablas

Índice de Ilustraciones

Notación

1	Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica	1
2	Objeto del Proyecto	3
3	Instalaciones Fotovoltaicas	4
3.1	<i>Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas</i>	4
3.2	<i>Instalaciones Fotovoltaicas de Conexión a Red</i>	7
3.2.1	Centrales Fotovoltaicas	7
3.2.2	Instalaciones Fotovoltaicas de Autoconsumo	8
4	Centrales Fotovoltaicas. Componentes	13
4.1	<i>Componentes de las Centrales Fotovoltaicas</i>	14
4.1.1	Generador Fotovoltaico: Campo Solar	14
4.1.1.1	Célula Solar	14
4.1.1.2	Módulo o Panel Fotovoltaico	17
4.1.1.3	Sistema Mecánico de Seguimiento Solar	20
4.1.1.4	Strings y Cajas de Conexión	20
4.1.2	Sistema de conversión de Potencia: Inversor	21
4.1.3	Centro de Transformación	21
4.1.4	Otros Elementos	23
4.1.4.1	Sistema de Monitorización	25
4.1.4.2	Estación Meteorológica	26
5	Clasificación de Fallos e Incidencias	27
5.1	<i>Incidencias en el Campo Solar</i>	29
5.2	<i>Incidencias en el Inversor</i>	30
5.3	<i>Incidencias cableado AC</i>	31
5.4	<i>Incidencias en la Red Eléctrica</i>	31
5.5	<i>Incidencias en el Sistema de Monitorización</i>	31
5.6	<i>Descripción del contenido de cada subgrupo</i>	33
6	Descripción de las Plantas Fotovoltaicas Objeto de Estudio	35
7	Registro de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas	39
7.1	<i>Análisis y Distribución del Total de Incidencias</i>	40

7.2	<i>Análisis y Distribución de Incidencias Internas</i>	48
	7.2.1 <i>Campo Solar</i>	48
	7.2.2 <i>Inversor</i>	51
	7.2.3 <i>Cableado AC</i>	52
8	Comparación de resultados con el proyecto de Antonio Palomo	54
9	Conclusiones	56
10	Líneas de Futuro Trabajo	57
11	Referencias	59

ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 6.1. Características de las plantas FV analizadas. 37
- Tabla 7.1. Distribución de frecuencias de las incidencias registradas. 41
- Tabla 7.2. Distribución del total de incidencias registradas en cada parque FV analizado. 44
- Tabla 7.3. Tabla de contingencia entre el carácter de las incidencias registradas y su repercusión en la producción. 45
- Tabla 7.4. Distribución y promedios mensuales de cada tipo de incidencias en cada parque FV. 47
- Tabla 7.5. Incidencias del campo solar en las plantas FV analizadas. 49
- Tabla 7.6. Incidencias en Inversores en las plantas FV analizadas. 51
- Tabla 7.7. Incidencias en cableado AC. 53

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

- Ilustración 3.1. Esquema básico de una instalación FV para una vivienda aislada. 5
- Ilustración 3.2. Esquema Instalación FV Mixta (Grupo eólico y electrógeno). 6
- Ilustración 3.3. Esquema general Instalación FV conectada a la red para generación de energía (Central Fotovoltaica). 7
- Ilustración 3.4. Fotografía de una planta fotovoltaica: Amanecer Solar CAP, 100 MW (Chile). 8
- Ilustración 3.5. Esquema Instalación FV conectada a la red (Usuario particular). 8
- Ilustración 3.6. Esquema Instalación FV conectada a la red con autoconsumo en forma de Balance Neto. 9
- Ilustración 4.1. Esquema de una central fotovoltaica. 13
- Ilustración 4.2. Curva Característica (I-V) de una célula solar. 14
- Ilustración 4.3. Influencia de la Irradiancia en la curva I-V (T cte). 16
- Ilustración 4.4. Influencia de la Temperatura en la curva I-V (I cte). 16
- Ilustración 4.5. Módulo fotovoltaico comercial. 18
- Ilustración 4.6. Componentes constructivos de un módulo FV. 19
- Ilustración 4.7. Esquema básico del conexionado de un string a una caja de conexión (String box). 21
- Ilustración 4.8. Centro de Transformación (Transformador y celdas de protección). 25
- Ilustración 5.1. Visión telescópica de las incidencias. 27
- Ilustración 5.2. Zonificación interna y externa de una instalación FV. 29
- Ilustración 5.3. Esquema del sistema de monitorización de una planta FV. 32
- Ilustración 5.4. Esquema de clasificación de los fallos e incidencias. 33
- Ilustración 6.1. Localización de los parques FV objeto de estudio. 35
- Ilustración 7.1. Distribución de incidencias registradas asociadas a los diferentes elementos de una instalación FV. 40
- Ilustración 7.2. Distribución de los diferentes tipos de incidencias registradas. 42
- Ilustración 7.3. Índice o probabilidad de fallo de los diferentes elementos de una planta FV en función de la tecnología. 40
- Ilustración 7.4. Representación gráfica de las proporciones de cada tipo de incidencias. 46
- Ilustración 7.5. Porcentajes de incidencias internas registradas en cada uno de los elementos analizados. 48
- Ilustración 7.6. Incidencias Campo Solar. 48
- Ilustración 7.7. Incidencias en Inversores. 51
- Ilustración 7.8. Incidencias en cableado AC. 52

Ilustración 8.1 Distribución de incidencias registradas asociadas a los diferentes elementos de una instalación FV por Antonio Palomo. 56

Ilustración 8.2 Distribución de incidencias registradas asociadas a los diferentes elementos de una instalación FV por José Zambrano. 55

Notación

Unidades físicas

KW	Kilovatio
MW	Megavatio
Wp	Vatio pico
W/m ²	Vatios por metro cuadrado
W/cm ²	Vatios por centímetro cuadrado
°C	Grado Celsius
nm	Nanómetro
KWh	Kilovatio hora
MWh	Megavatio hora
KVA	Kilo Volt-Amperio

Símbolos

%	Tanto por ciento
‰	Tanto por mil
<	Menor que
>	Mayor que
=	Igual
⇔	Si y sólo si

Abreviaturas

BOE	Boletín Oficial del Estado
RD	Radiación
FV	Relativo a fotovoltaico/a
MPP	Punto de Máxima Potencia
Isc	Intensidad de cortocircuito
Voc	Tensión de circuito abierto
P _p – P _{MPP}	Potencia pico
I _M	Intensidad en el punto de máxima potencia
V _M	Tensión en el punto de máxima potencia
AM	Masa de aire
TFSC	<i>Thin film solar cell</i>
DSC	Celdas solares sensibilizadas por colorante
UV	Ultra Violeta
EVA	Etilen Vinil Acetato

CSI	Inversores en Fuente de Corriente
VSI	Inversores en Fuente de Tensión
CT	Centro de Transformación
BT	Baja Tensión
AT	Alta Tensión
CA	Corriente Alterna
CC / DC	Corriente Continua
O&M	Operación y Mantenimiento
PR	Performance Ratio
RE	Rendimiento Energético
a-Si	Silicio amorfo
TF-Si	Película fina de Silicio
CdTe	Teluro de Cadmio
GHI	Radiación Global Horizontal
GSM	Global System for Mobile

1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La *energía solar fotovoltaica* es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable (1), obtenida directamente a partir de la radiación solar, la cual es aprovechada mediante un conjunto de componentes (eléctricos, electrónicos y mecánicos fundamentalmente), que constituyen en su conjunto a los sistemas o instalaciones fotovoltaicas.



En términos generales, el elemento principal de un sistema fotovoltaico es el **generador fotovoltaico**, compuesto por agrupaciones de módulos fotovoltaicos y cuyo tamaño dependerá de una aplicación (potencia) determinada. Los módulos fotovoltaicos (también conocidos como paneles solares) están formados a su vez por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas), compuestas de materiales semiconductores capaces de generar corrientes eléctricas a partir de la radiación solar (luz) que incide sobre las mismas y cuyo fundamento teórico se basa en el efecto fotovoltaico, un fenómeno físico conocido como una variante del famoso efecto fotoeléctrico.

Las corrientes eléctricas generadas en una célula fotovoltaica son de intensidad constante (corriente continua), por lo que si en una determinada aplicación se requiriese corriente alterna, se necesitaría la incorporación de otro elemento de gran importancia en los sistemas fotovoltaicos: el **inversor**, cuya función es precisamente la de convertir la corriente continua en corriente alterna haciendo uso de la electrónica de potencia.

Entre las principales ventajas de la energía solar fotovoltaica, además de provenir de una fuente de energía inagotable como es el Sol y no generar contaminación alguna durante su operación ya que no produce emisiones de CO₂ u otros gases nocivos para el medio ambiente, hay que citar la simplicidad que presentan los sistemas fotovoltaicos debido a la sencilla conversión energética que tiene lugar frente a otros procesos. En particular, si se realiza una comparación con la energía termosolar, la cual se basa en la concentración de la energía solar para obtener energía térmica y que a su vez, ésta es convertida en energía mecánica y eléctrica mediante un ciclo de potencia, resulta un proceso con mayor número de conversiones energéticas y por tanto más complejo, ya que en los sistemas fotovoltaicos se obtiene la energía eléctrica directamente a partir de la energía solar.

Esto hace que la tecnología fotovoltaica, al ser más simple, no requiera importantes esfuerzos económicos y humanos para su operación y mantenimiento, ya que además pueden ser perfectamente automatizables e independientes. Por otro lado, hay que reconocer que en la práctica, los sistemas termosolares presentan rendimientos energéticos mayores que los sistemas

fotovoltaicos, debido fundamentalmente al mejor aprovechamiento de la energía solar mediante los sistemas de concentración y a la existencia del ciclo de potencia, sin embargo, la tecnología utilizada para dicho aprovechamiento de la energía solar es más costosa debido a como se dijo anteriormente, la complejidad del proceso.

Todo lo comentado anteriormente y junto con el hecho de que en los últimos años se haya reducido considerablemente el coste asociado a la tecnología de los componentes fotovoltaicos, hace que actualmente la energía fotovoltaica sea más rentable desde el punto de vista económico y operativo.

Los motivos argumentados anteriormente demuestran el hecho de porqué en España, que posee unas condiciones climatológicas idóneas para el aprovechamiento de la energía solar ya que es uno de los países europeos con índices de irradiación más elevados, ha aumentado considerablemente la potencia instalada de este tipo de instalaciones en los últimos años.

Si se analizan los datos, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en un sólo año. Sin embargo, posteriores modificaciones en la legislación del sector (2) ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010, 420 MW, y en 2011 se instalaron 354 MW, correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea (3). A finales de 2014 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4672 MW (4), lo que supone un aumento de prácticamente un 73% de la potencia fotovoltaica instalada en un transcurso de seis años(5).

Aunque las instalaciones fotovoltaicas son bastante fiables, todavía su disponibilidad no es del 100%. Por ello, con objeto de aumentar la disponibilidad es de mucho interés aprender de la experiencia que sobre todo desde el año 2008, se ha adquirido en España y en otros países. Con esta experiencia se podrán mejorar los protocolos de diseño de instalaciones, selección de equipos y planificación del mantenimiento.

2 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es realizar un análisis en el que podremos ver en que partes de una instalación fotovoltaica se producen más incidencias así como la frecuencia de las mismas, y de esta forma, analizar la criticidad de los componentes. Para ello se ha realizado un análisis de un total de 120 plantas fotovoltaicas agrupadas en 11 parques fotovoltaicos. Se ha tomado un periodo de tiempo desde enero de 2009 hasta diciembre de 2015, haciendo un total de 7 años.

Todas las plantas analizadas son de tecnología fija de 100 kW.

El análisis de fallo se ha realizado con los datos de históricos que la empresa de operación y mantenimiento en la que estuve realizando mis prácticas tenía recogidos en su base de datos. En ella, los trabajadores de campo, bajo la supervisión del equipo de ingenieros, recogen todas las incidencias registradas en cada una de las plantas fotovoltaicas.

Tras el tratamiento de toda la información y datos disponibles, se realizará una clasificación de fallos e incidencias que permita llevar a cabo un análisis global y homogéneo de fallos. A partir del análisis estadístico se determinarán los índices y probabilidades de fallos de cada uno de los elementos que componen una instalación fotovoltaica así como su distribución en la muestra analizada. Además se determinará la probabilidad de fallo de una instalación FV en general, estableciendo en qué proporciones los posibles fallos o incidencias repercuten negativamente a la producción de electricidad, así como su naturaleza interna o externa a dicha instalación.

Por último, realizaremos una comparación de los resultados obtenidos, con los que Antonio Palomo Hijano en su proyecto de Fin de Carrera, titulado “*Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas*”.

3 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Una *instalación fotovoltaica* tiene como objeto producir electricidad directamente a partir de la radiación solar (6).

Como se comentó en el apartado anterior, los módulos fotovoltaicos están formados por células solares asociadas entre sí. Las células solares son los dispositivos encargados de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua, y es el principal componente de una instalación fotovoltaica.

En el módulo, mientras más radiación solar incida y menor sea su temperatura de operación, mayor es su eficiencia y en consecuencia, su producción. En su ubicación hay que procurar que no reciba sombras ya que en estos casos su rendimiento disminuye considerablemente.

Algunas instalaciones fotovoltaicas incluyen sistemas de seguimiento solar que permiten aumentar considerablemente la producción, ya que optimizan en todo momento el ángulo de incidencia (posición relativa módulos-Sol) dependiendo de la orientación. La orientación del módulo que más produce en posición fija es la Sur. En las instalaciones fotovoltaicas pueden existir otros componentes como por ejemplo, el inversor que sería el dispositivo que transforma la corriente continua en corriente alterna, la batería que se encargaría de almacenar la energía y el regulador de tensión que es un dispositivo básicamente para el control y protección de la batería.

Las instalaciones fotovoltaicas se agrupan en dos grandes grupos en función del objeto de la misma y por tanto de su configuración:

- Instalaciones FV aisladas.
- Instalaciones FV de conexión a la red eléctrica.

3.1 Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas

Las *instalaciones fotovoltaicas aisladas* de la red, tienen como objeto cubrir las necesidades de energía eléctrica en un lugar determinado normalmente aislado de la red eléctrica convencional. Entre las instalaciones fotovoltaicas aisladas las aplicaciones más frecuentes son:

- Suministro eléctrico para *bombeo de agua* para riego, ganado o abastecimiento humano.
- *Electrificación rural* para casas en el campo.
- Suministro eléctrico para instalaciones de *telecomunicaciones, señalización e iluminación*, tanto terrestres (carreteras, túneles, etc.) como marítimas (faros, boyas y balizas).
- Pequeños suministros eléctricos en *juguetería, relojería, etc.*

Estas instalaciones aisladas disponen de módulos fotovoltaicos o células solares y además suelen incluir otros equipos como baterías, inversores y reguladores de tensión.

La existencia de estos equipos en una instalación aislada depende fundamentalmente de la aplicación a la que se destina, por lo que hace posible que se den diferentes configuraciones. Teniendo en cuenta, entre otras consideraciones, el tipo de corriente que se requiere (continua, alterna o ambas) será o no necesaria la incorporación de un inversor. Otro aspecto importante es analizar la autonomía de la instalación, que determinará si es necesario el uso de acumuladores o baterías.

Por ejemplo si se tiene una instalación aislada para dar energía eléctrica a una vivienda, se incluirán baterías y si es para bombear agua no es necesario incluir una batería ya que se almacena el agua en lugar de la energía.

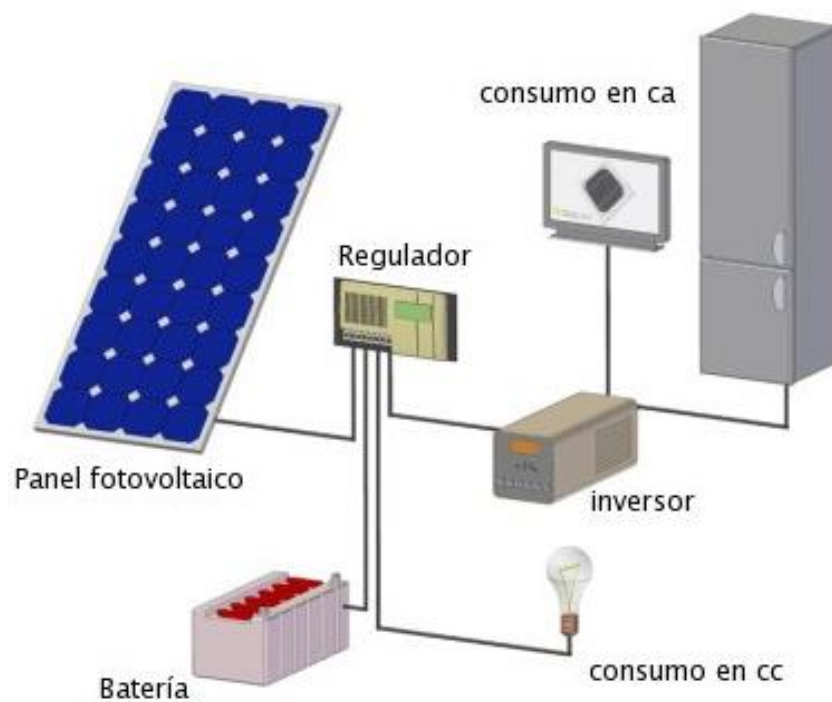


Ilustración 3.1. Esquema básico de una instalación FV para una vivienda aislada.

Las baterías son un sistema de almacenamiento de energía que no es muy eficiente (se pierde del orden del 35-40% de la energía), y además requieren de un excelente diseño y mantenimiento para que duren mucho tiempo, es decir, son delicadas. Sin embargo, se utilizan porque técnicamente aún no se ha descubierto ningún procedimiento para almacenar la electricidad en cantidades adecuadas. Bien es cierto que en los últimos años se están produciendo importantes avances que apuntan a una gran mejora en este sentido.

En las instalaciones para viviendas aisladas, la acumulación de energía mediante baterías es estrictamente necesaria para el consumo de energía en instantes o intervalos en los que la radiación solar sea escasa (nubosidad, lluvia, adversas condiciones atmosféricas en general) o nula (periodos nocturnos).

Por ello durante el diseño, es necesario dimensionar la instalación de forma que durante el periodo de insolación permita alimentar las cargas conectadas al sistema a la vez que se produce la recarga de los acumuladores o baterías existentes.

Además el uso de baterías permite poder inyectar una intensidad de corriente superior a la que los propios paneles solares puedan entregar, si la instalación interior de la vivienda lo requiere.

Por otro lado, el regulador o controlador de carga tiene un papel fundamental en este tipo de instalaciones, ya que es el encargado de controlar la carga de las baterías desde los módulos o paneles generadores, así como de su descarga hacia el circuito de alimentación interior de la vivienda, evitando además que se produzcan cargas o descargas excesivas del conjunto de baterías (7). El correcto funcionamiento de este equipo garantiza que las baterías alcancen en buenas condiciones su vida útil.

Debido a que la radiación solar es una fuente de energía variable y en ocasiones aleatoria a causa de la climatología, para garantizar un suministro de energía eléctrica totalmente fiable y evitar que las baterías se queden sin energía, se puede combinar una instalación fotovoltaica aislada con otra tecnología de apoyo, dando lugar a las **instalaciones fotovoltaicas mixtas**. En este sentido, dos de las alternativas más interesantes son la instalación de un sistema eólico, y/o bien un grupo electrógeno de apoyo.

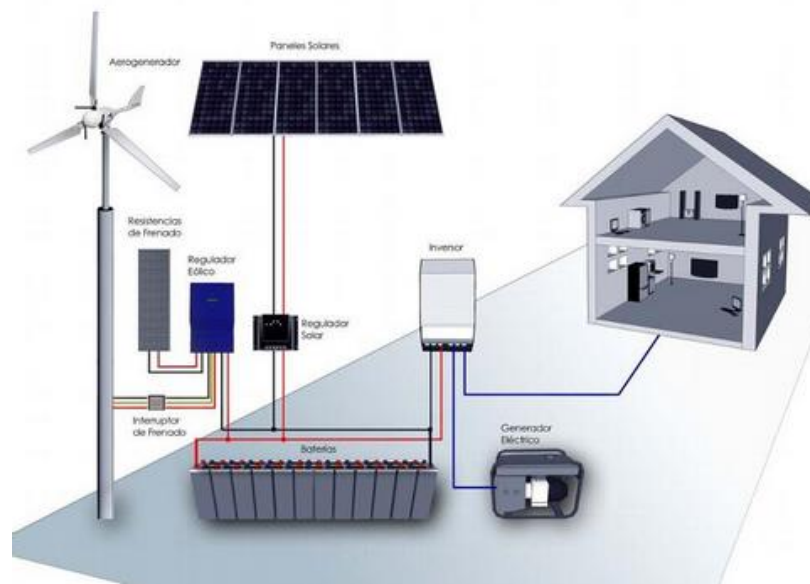


Ilustración 3.2. Esquema Instalación FV Mixta (Grupo eólico y electrógeno).

Por último señalar que estos sistemas constituyen una gran alternativa para aquellos usuarios que no tienen acceso a la energía eléctrica (aproximadamente una cuarta parte de la población mundial), por lo que es de vital importancia su continuo desarrollo e innovación.

Debido a que las instalaciones fotovoltaicas aisladas no son el objeto de estudio del presente documento, no se profundizará más en su descripción.

3.2 Instalaciones Fotovoltáicas de Conexión a Red

Por otro lado, se tienen las *instalaciones fotovoltaicas de conexión a red*, en las cuales existe la presencia de la red eléctrica convencional. A su vez, en este grupo se puede distinguir entre dos tipos de instalaciones:

3.2.1 Centrales Fotovoltaicas

Dentro de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, la tipología más importante es la utilizada por las plantas de generación de energía, es decir, las **centrales o plantas fotovoltaicas**, las cuales son el objeto de estudio de este documento y se describirán con más detalle el apartado 4.

El principio de generación es exactamente el mismo, pero a diferencia de las instalaciones fotovoltaicas aisladas, están conectadas a la red eléctrica, inyectando la energía generada.

Su esquema unifilar (véase la Ilustración 3.3) está regulado por la Resolución de 31 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE N° 148/2001). Por este motivo, está prohibida tanto la incorporación de baterías como de generadores eléctricos dentro de la instalación (6).

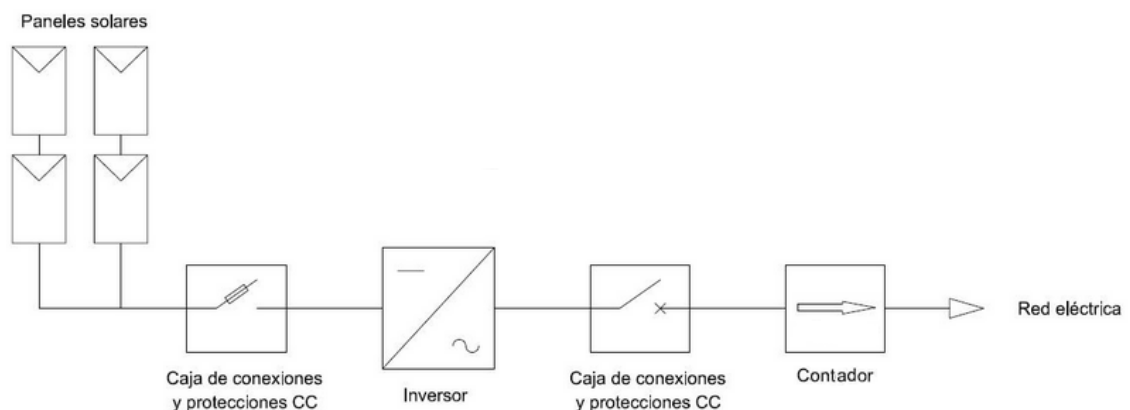


Ilustración 3.3. Esquema general Instalación FV conectada a la red para generación de energía (Central Fotovoltaica).

En cuanto a la instalación en sí, es mucho más sencilla ya que posee menor número de elementos, por lo que además de los módulos fotovoltaicos se componen de un inversor (o varios), unas protecciones eléctricas y contadores. No obstante en la práctica, dicha sencillez se pierde debido al inmenso tamaño que adoptan la mayoría de estas instalaciones debido a las grandes potencias para las que son diseñadas.



Ilustración 3.4. Fotografía de una planta fotovoltaica: Amanecer Solar CAP, 100 MW (Chile).

3.2.2 Instalaciones Fotovoltaicas de Autoconsumo

Por otro lado, otro tipo de instalaciones fotovoltaicas de conexión a red son las denominadas **instalaciones de autoconsumo**. Este tipo de instalaciones está muy regulado por la legislación, y el objeto de la misma ha ido variando a lo largo del tiempo.

En España, la generación de energía estaba reservada a las centrales eléctricas, entre las cuales se encuentran las plantas fotovoltaicas, y cuya distribución compete a las compañías eléctricas y sólo podían recurrir al autoconsumo las viviendas y empresas sin conexión a la red (instalaciones FV aisladas).

Más tarde, la liberalización del mercado eléctrico permitió que cualquier usuario particular pudiera producir electricidad, pero sólo para inyectarla a la red, no para autoabastecerse (véase la Ilustración 3.5) (8) ya que toda la energía que producían tenía que ser vendida obligatoriamente a la red eléctrica, recibiendo el titular una cantidad de dinero por esa venta.

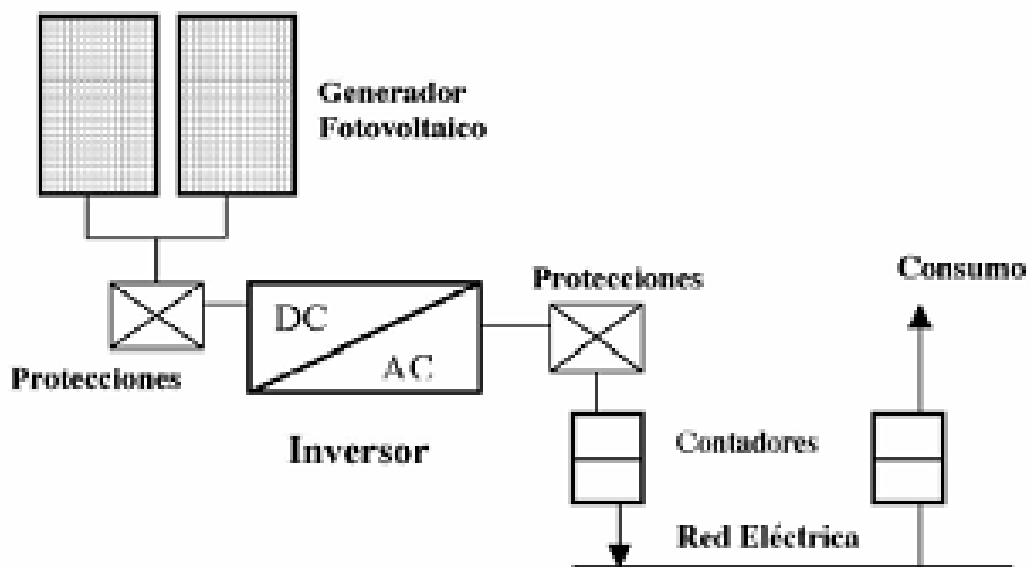


Ilustración 3.5. Esquema Instalación FV conectada a la red (Usuario particular).

Sin embargo, a finales de 2011, España aprobó un Real Decreto que autoriza el autoconsumo y abre enormes expectativas, aunque falta por ver si la normativa técnica estará a la altura esperada.

El autoconsumo eléctrico es un planteamiento que permite a los consumidores producir parte de la electricidad que consumen en sus hogares o negocios. Se trata por tanto, de un tipo de instalaciones con las que generar electricidad, para autoconsumo y/o para inyectarla a la red eléctrica.

Esto supone una evolución radical desde el modelo actual de *generación centralizada* (la energía se produce en grandes plantas como centrales hidroeléctricas o nucleares y recorre largas distancias hasta consumirla) a la *generación distribuida* (la electricidad se produce en muchas centrales pequeñas situadas muy cerca de donde se consume).

Uno de los esquemas más interesantes, y quizá el de mayor futuro, es el conocido como medición neta, saldo neto o balance neto (Net Metering). Es un modelo de conexión entre un pequeño productor de energía eléctrica renovable para autoconsumo (eólica o fotovoltaica) y la red eléctrica general, en el cual hay un intercambio de electricidad (véase la Ilustración 3.6).

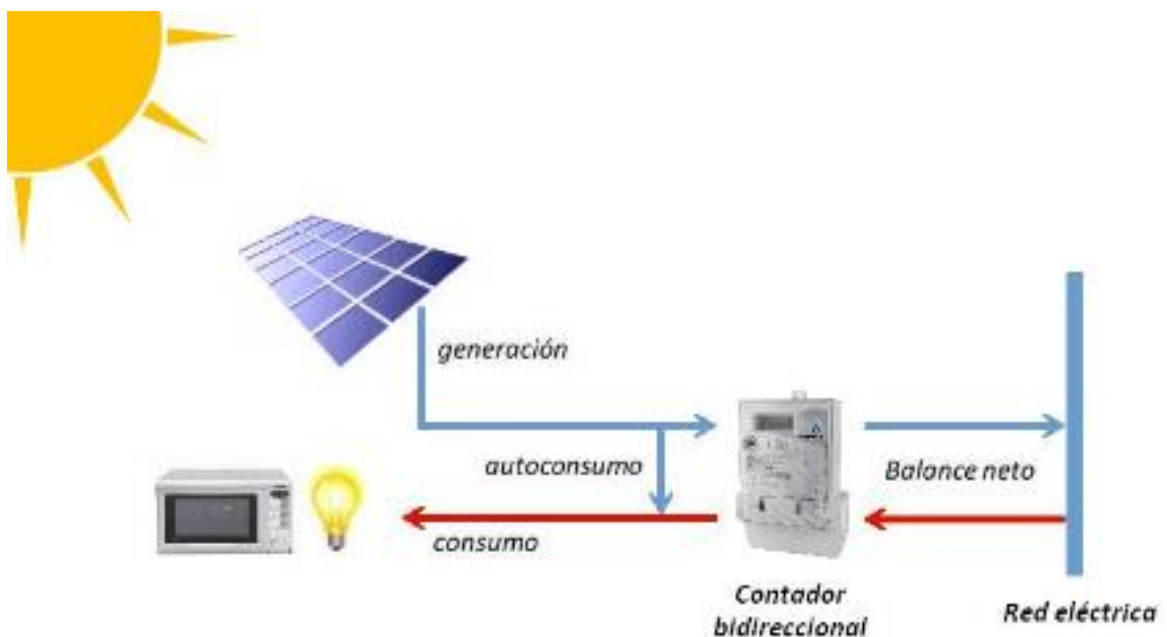


Ilustración 3.6. Esquema Instalación FV conectada a la red con autoconsumo en forma de Balance Neto.

Bajo este esquema, un pequeño productor instala paneles solares fotovoltaicos en su hogar o empresa para producir un volumen de electricidad que consume directamente en su casa. En el momento en el que sus paneles solares fotovoltaicos produzcan más electricidad de la que consume, el pequeño productor vuelca los excedentes a la red eléctrica general. Por otro lado, en los momentos en los que necesite energía eléctrica y los paneles fotovoltaicos no estén funcionando o bien no estén produciendo el total de energía demandada, el pequeño productor puede tomar de la red eléctrica la energía que necesita.

En este esquema, el pequeño productor no cuenta con una batería donde almacena la energía, sino que emplea la red eléctrica como soporte para los momentos en los que no puede generar electricidad él mismo. Todas las inyecciones de electricidad a la red por parte del pequeño productor, así como la cantidad que este toma de la red son contabilizadas por un contador de doble sentido.

Finalizado cada día (o el periodo establecido) se contabiliza la diferencia entre la energía que ha inyectado el pequeño productor a la red y la que ha tomado de la misma. Si el pequeño productor ha consumido más energía de la red que la que ha inyectado, la compañía eléctrica cobrará la diferencia, con un recibo normal. En cambio, si es el pequeño productor fotovoltaico el que ha inyectado más electricidad de la que ha consumido, la compañía eléctrica deberá compensarle de manera adecuada, ya sea “guardando” el saldo favorable de energía para que, en los periodos menos favorables de producción eléctrica del año, el pequeño productor pueda recuperarla, compensándolo así económicamente. Será cada legislación o el acuerdo alcanzado con la compañía eléctrica la que determine estos puntos (9).

En definitiva, de acuerdo al RD 1699/2011, es posible en España realizar instalaciones de autoconsumo, que como se dijo anteriormente, son instalaciones fotovoltaicas, que estando la red presente, puedan contribuir a satisfacer la demanda de una vivienda, edificio o industria. A día de hoy, no se ha desarrollado completamente el RD 1699/2011 por lo que se desconocen las condiciones que finalmente registrarán este tipo de instalaciones. No se sabe si se permitirá el balance neto, o si se impondrán impuestos o peajes al uso de la red eléctrica.

A día de hoy, ha sido publicado recientemente el RD 900/2015 del 9 de octubre de 2015 en el que finalmente se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo, aunque no se podrá aplicar de inmediato, ya que las diferentes Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus competencias, tendrán que adaptar e implementar sus propias normas para facilitar su aplicación.

Tras la aprobación del Real Decreto se asientan las bases de un nuevo marco regulatorio que asegure un desarrollo de la actividad de autoconsumo para puntos de suministro eléctrico. Cabe destacar que el real decreto afecta a todos los puntos de suministro conectados a la red de distribución eléctrica quedando exentas de aplicación las instalaciones aisladas de la red, es decir, que no comparten ningún punto físico de conexión a red. A su vez se han establecido dos tipos de autoconsumo, que pueden resumirse básicamente en un primer tipo sólo para autoconsumir y un segundo tipo para autoconsumir y vender. Además se normaliza el uso de baterías para acumulación de energía. En cuanto a las condiciones económicas y tarifas, el consumidor que decida autogenerar acogiendo tanto a la modalidad tipo 1 como a la modalidad tipo 2 tendrá que continuar contribuyendo a los peajes de acceso de la parte de consumo tal y como estaba haciendo hasta ahora. Asimismo tendrá que sufragar los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y los cargos por otros servicios del sistema por la parte de generación. De forma transitoria estos cargos se dividen en dos tipos: fijos en función de la potencia y variables en función de la energía autoconsumida.

También hay que destacar que existen, de forma transitoria, excepciones a la contribución de los costes de sistema:

- Para consumidores cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW están exentos del pago de los cargos variables por la energía autoconsumida.

- Las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración quedan exentas del pago de cualquier cargo hasta el 31 de diciembre de 2019.
- Para los sistemas extrapeninsulares el cargo fijo será de aplicación de igual forma pero el cargo variable por energía autoconsumida tiene reducciones para el sistema Mallorca-Menorca y exenciones totales para Canarias, Ceuta y Melilla y el sistema eléctrico Ibiza-Formentera.

Finalmente indicar que las instalaciones que actualmente se engloben en alguna de las dos modalidades de autoconsumo definidas anteriormente tendrán seis meses para adecuarse técnicamente a los requerimientos que plantea dicho RD (10).

No se profundizará más en cuanto a las condiciones y limitaciones del nuevo RD de autoconsumo ya que no se trata del objeto del presente proyecto.

4 CENTRALES FOTOVOLTAICAS. COMPONENTES

Las *centrales o plantas fotovoltaicas* son instalaciones de conexión a red de aplicación industrial, que pueden ser instaladas en zonas rurales o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, centros comerciales, áreas deportivas, etc.) no aprovechadas para otros usos, y cuyo objetivo principal es generar electricidad para cubrir parte de la demanda de energía eléctrica existente.

El funcionamiento de una central fotovoltaica puede resumirse de la siguiente forma:

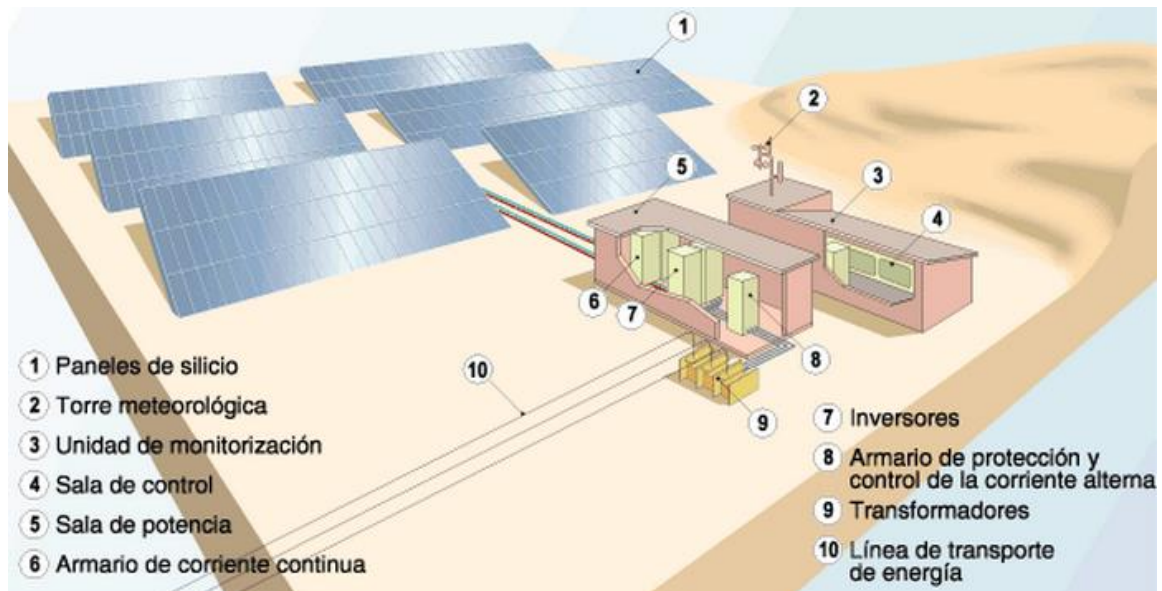


Ilustración 4.1. Esquema de una central fotovoltaica.

El elemento básico de una central fotovoltaica es el conjunto de células fotovoltaicas, que captan la energía solar, transformándola en corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico. Están integradas, primero, en módulos y luego se forman con ellos los paneles fotovoltaicos (1). Lógicamente, la producción de electricidad de dichas células depende de las condiciones meteorológicas existentes en cada momento, —fundamentalmente de la insolación—. Dichas condiciones son medidas y analizadas con la ayuda de una torre meteorológica (2).

Como la energía eléctrica que circula por la red de transporte lo hace en forma de corriente alterna, la corriente continua generada en los paneles solares debe ser transformada a corriente alterna. Es conducida, entonces, primeramente a un armario de corriente continua (4), para ser convertida en corriente alterna por medio de un inversor (5) y ser finalmente transportada a un armario de corriente alterna (6).

Posteriormente, la energía eléctrica producida pasa por un centro de transformación (7) donde se adapta a las condiciones de intensidad y tensión de las líneas de transporte (8) para su utilización en los centros de consumo.

El funcionamiento de todos los equipos de la central se supervisa desde la sala de control (3), en la que se recibe información de los distintos sistemas de la instalación: torre meteorológica, inversor, armarios de corriente continua y alterna, centro de transformación, etc. (10)

4.1 Componentes de las Centrales Fotovoltaicas

4.1.1 Generador Fotovoltaico: Campo Solar

El generador fotovoltaico es el dispositivo encargado de transformar la radiación solar en electricidad. Está constituido por una asociación serie-paralelo de módulos que, a su vez, son el resultado de una agrupación serie-paralelo de células solares. La célula solar es el dispositivo básico de conversión de energía (6).

4.1.1.1 Célula Solar

La célula solar es un dispositivo formado por una lámina de un material semiconductor y que transforma la radiación solar en energía eléctrica. El proceso por el cual se realiza esta conversión se denomina efecto fotovoltaico.

Curva característica de una célula

La representación más útil del comportamiento eléctrico de una célula solar la proporciona su curva característica, que contiene los posibles puntos de operación en intensidad y tensión para un determinado valor de la radiación incidente y la temperatura de la célula.

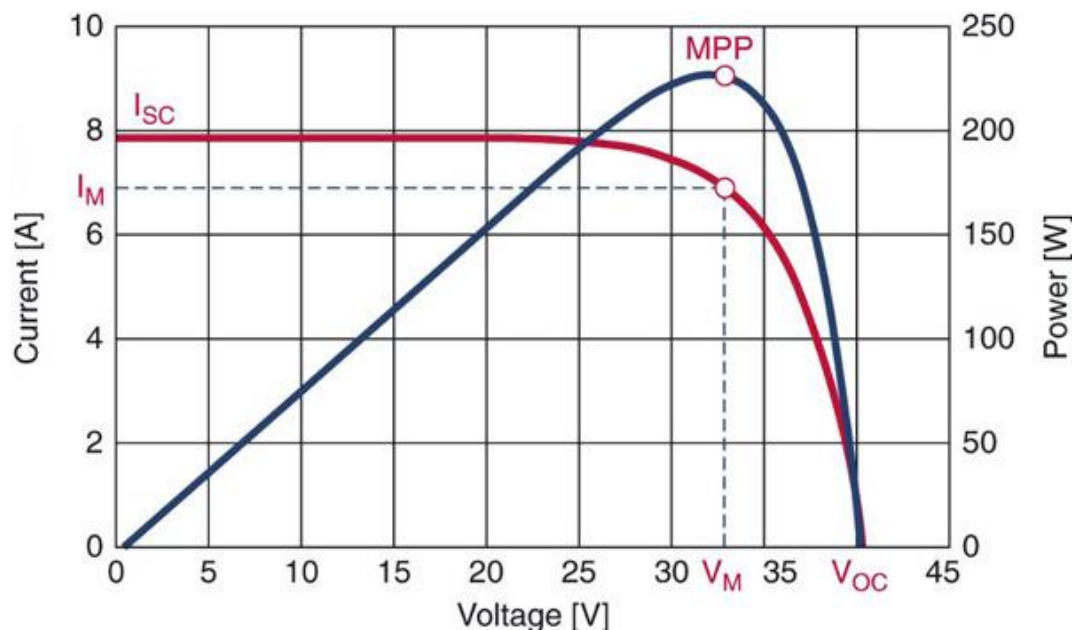


Ilustración 4.2. Curva Característica (I-V) de una célula solar.

Para facilitar la comparación de distintas células o módulos fotovoltaicos entre sí se fijan unas condiciones climáticas de referencia, denominadas “condiciones estándar”, establecidas por la norma ICE 60904, que consisten en:

- Nivel de irradiancia $E = 1000 \text{ W/m}^2$.
- Temperatura de la célula = 25°C , con una tolerancia de $\pm 2^\circ$.
- Espectro de radiación definido (distribución espectral de un nivel de radiación de referencia según IEC 60904-3) con una masa de aire, $AM = 1.5$.

En la curva característica de una célula fotovoltaica, pueden distinguirse tres puntos de interés:

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Máxima corriente que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a tensión nula y consecuentemente a potencia nula.
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** Máxima tensión que puede entregar un dispositivo bajo condiciones determinadas de radiación y temperatura correspondiendo a circulación de corriente nula y consecuentemente a potencia nula.
- **Potencia Pico (P_{mpp}):** Es el máximo valor de potencia que puede entregar el dispositivo. Corresponde al punto de la curva en el cual el producto $V \cdot I$ es máximo, por tanto: $P_{mpp} = (V_{mpp}, I_{mpp})$. Se define como aquella potencia que produciría una célula solar en condiciones estándar a la tensión del punto de máxima potencia, por lo que da una idea del máximo potencial de una célula.

Efecto de factores ambientales sobre la característica de salida del dispositivo

Efecto de la intensidad de radiación solar

El resultado de un cambio en la intensidad de radiación es una variación en la corriente de salida para cualquier valor de tensión. La corriente varía con la radiación en forma directamente proporcional.

La tensión se mantiene prácticamente constante.

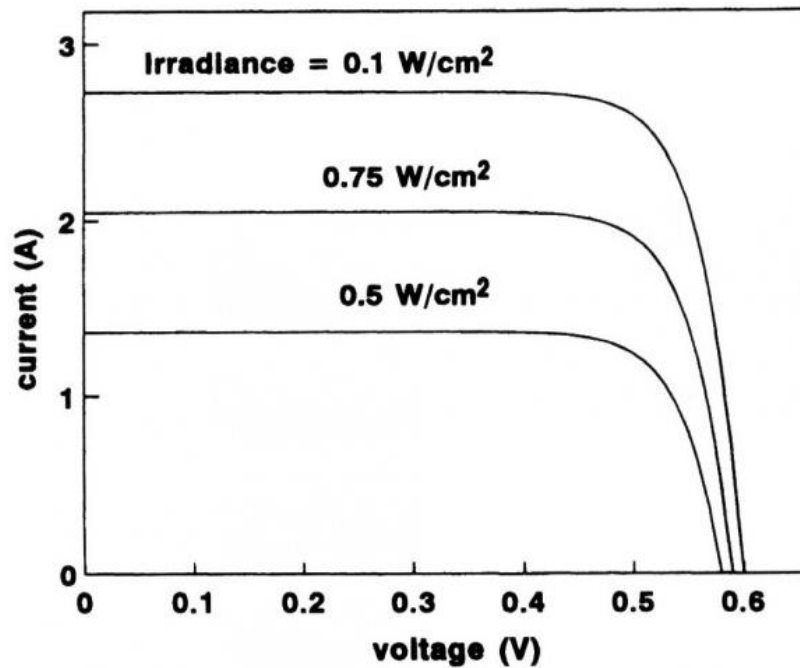


Ilustración 4.3. Influencia de la Irradiancia en la curva I-V (T cte).

Efecto de la temperatura

El principal efecto provocado por el aumento de la temperatura del módulo es una reducción de la tensión en forma directamente proporcional. Existe un efecto secundario dado por un pequeño incremento de la corriente para valores bajos de tensión.

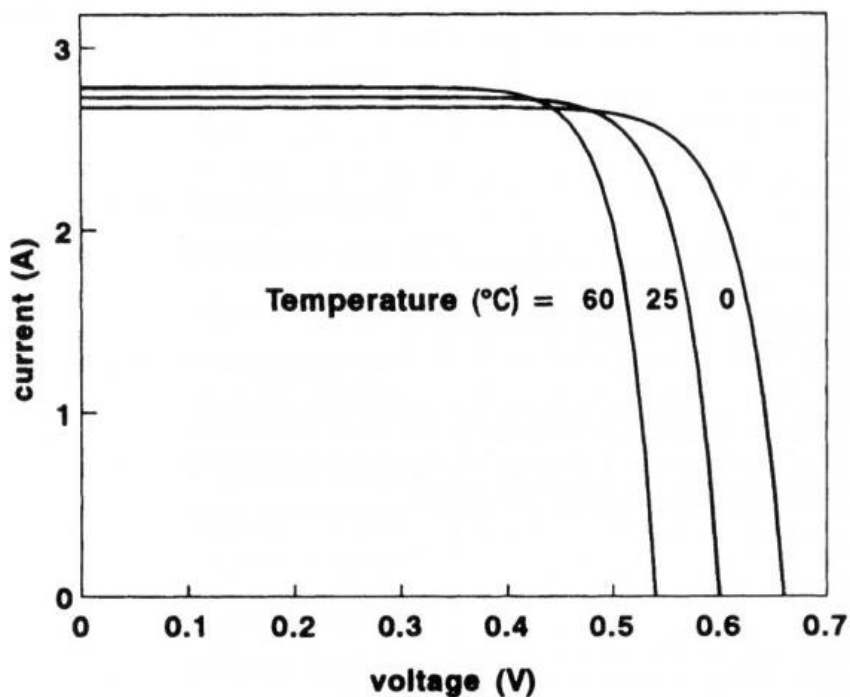


Ilustración 4.4. Influencia de la Temperatura en la curva I-V (I cte).

Existen tres coeficientes α , β y γ que representan la variación de los parámetros fundamentales de la característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Así, α expresa la

variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, β la variación del voltaje de circuito abierto y γ la variación de la potencia máxima. En general, los fabricantes de módulos FV incluyen en sus hojas de características técnicas los valores de estos tres coeficientes: (11)

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T} \quad \beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} \quad \gamma = \frac{\partial P_{mpp}}{\partial T}$$

Tipos de células

En cuanto a los materiales utilizados, el silicio es actualmente el material más comúnmente usado para la fabricación de células fotovoltaicas. Se obtiene por reducción de la sílice, compuesto más abundante en la corteza de la Tierra, en particular en la arena o el cuarzo. Los tipos de células de silicio son diferentes en la medida del tipo de silicio que se utilice:

- Monocristalino: El rendimiento de las células de silicio monocristalino suele variar entre el 15% y el 18%. Es difícil fabricarlas, lo que aumenta su precio. La estructura atómica es muy ordenada.
- Policristalino: Su rendimiento varía entre el 12% y el 15%. La estructura atómica no es tan ordenada como en el caso anterior, lo que hace que su rendimiento sea menor.
- Amorfo: Su rendimiento es inferior al 10%. La estructura atómica es bastante desordenada, pero su fabricación es más sencilla, lo que disminuye su coste.

Otro tipo de células solares que se han desarrollado en los últimos años son las celdas solares de película fina (*thin-film solar cell*, abreviadamente TFSC, en inglés), también denominada celda fotovoltaica de película delgada, es una celda solar que se fabrica mediante el depósito de una o más capas delgadas (película delgada) de material fotovoltaico en un sustrato. El rango de espesor de esta capa es muy amplio y varía desde unos pocos nanómetros a decenas de micrómetros.

Muchos de los materiales fotovoltaicos se fabrican con métodos de depósito diferentes en una variedad de sustratos.

Las celdas solares de película delgada suelen clasificarse según el material fotovoltaico utilizado:

- Silicio amorfo (a-Si) y otros silicios de película delgada (TF-Si)
- Teluro de cadmio (CdTe)
- Cobre indio galio y selenio (CIS o CIGS)
- Celdas solares sensibilizadas por colorante (DSC) y otras celdas solares orgánicas.

4.1.1.2 Módulo o Panel Fotovoltaico

Se trata del dispositivo comercial ya acabado y formado a partir de una asociación de células fotovoltaicas siguiendo una configuración serie-paralelo determinada y preparado para su instalación en el exterior.



Ilustración 4.5. Módulo fotovoltaico comercial.

De la misma forma que las células fotovoltaicas se asocian para formar el módulo, los módulos se asocian entre sí, en serie y en paralelo, hasta obtener agrupaciones llamadas, en la práctica “*strings*”, los cuales se asocian entre sí para generar la potencia.

El módulo FV consiste en la conexión eléctrica de células FV en serie-paralelo hasta obtener unos valores de voltaje y corriente deseados. El conjunto así definido es encapsulado de forma que quede protegido de los agentes atmosféricos que le puedan afectar cuando esté trabajando en la intemperie, dándole a la vez rigidez mecánica y aislándole eléctricamente del exterior.

Tradicionalmente los módulos fotovoltaicos más utilizados en aplicaciones autónomas de pequeña potencia estaban constituidos por 33 ó 36 células de silicio monocristalino o policristalino, asociadas en serie. No obstante en la actualidad, con la amplia gama de aplicaciones fotovoltaicas existentes y el incremento de nuevas aplicaciones como la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios o los módulos fotovoltaicos de alta concentración, el tamaño y características de los módulos presenta una gran variación, pudiendo encontrarse desde el módulo convencional con cubierta convencional transparente, encapsulado en Tedlar y con 36 células conectadas en serie, hasta módulos semitransparentes coloreados especialmente para su integración en edificios, o los llamados “AC-modules”, que incorporan un pequeño inversor en la caja de conexiones generando por tanto en corriente alterna.

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales empleados, los métodos de fabricación que se empleen y la forma final de las células que los componen tal y como se vio en el apartado anterior.

Elementos de un módulo fotovoltaico

Cubierta frontal

Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que puedan ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica (350 a 1200 nm en caso de células de silicio), y una baja reflexión de la superficie frontal, para aprovechar al máximo la energía solar incidente. Además, el material ha de ser impermeable al agua, deberá tener una buena resistencia al impacto, deberá ser estable a la exposición prolongada de rayos UV y contará

con una baja resistividad térmica. Si se diera el caso de que penetrara agua en el interior del módulo, ésta corroería los contactos metálicos contribuyendo a reducir drásticamente la vida útil del módulo. En la mayoría de los módulos la superficie frontal se utiliza para dar rigidez y dureza mecánica al mismo.

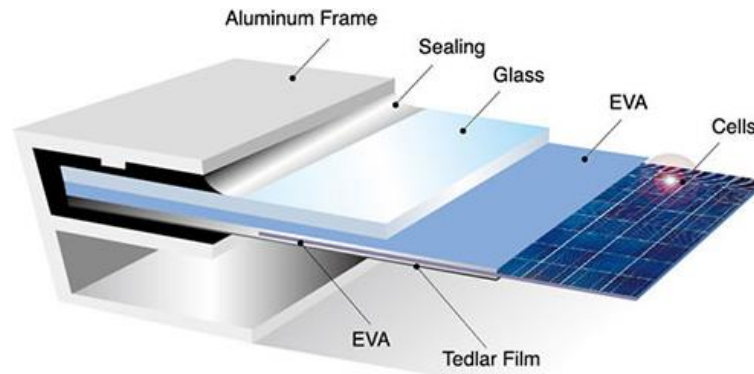


Ilustración 4.6. Componentes constructivos de un módulo FV.

Entre los materiales para la superficie frontal más empleados podemos encontrar acrílicos, polímeros y cristal. El más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en hierro por sus características de bajo coste, elevada transparencia y estabilidad, impermeabilidad al agua y los gases y buenas propiedades de autolimpieza.

Encapsulante

Se utiliza para dar adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. Deberá ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. Se trata de polímeros transparentes y el más utilizado es el EVA (etileno-vinil-acetato).

Cubierta posterior

Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Normalmente se utiliza una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque también existen modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.

Células solares y sus conectores

Las cintas de interconexión eléctrica suelen ser de aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores paralelos para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula. Los bordes del bloque así laminado se protegen de la posible exfoliación con una junta de neopreno, y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio adherido normalmente con silicona, que le proporciona resistencia mecánica y está preparado para permitir su instalación y ensamblaje en cualquier estructura. Se incorpora también una caja de conexiones externa (normalmente adherida con silicona a la parte posterior) que cuenta con dos bornes de salida positiva y negativa, para permitir el conexionado de módulos. Éste ha de ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo, y en algunos casos lleva incorporados diodos de protección.

El tiempo de vida útil de los módulos debe ser superior a los 20 años, y el sistema ha de ser fiable incluso en las condiciones climatológicas más adversas. Para poder predecir esta fiabilidad a tan largo plazo, los módulos son sometidos a ensayos de cualificación de sus características eléctricas y físicas. Algunos fabricantes poseen su propio Sistema de Aseguración de Calidad y realizan algunos de estos ensayos en muestras obtenidas de sus cadenas de producción, no obstante, existen normativas nacionales e internacionales de homologación de módulos fotovoltaicos que, si bien no son de obligado cumplimiento, son de una excelente garantía de durabilidad.

4.1.1.3 Sistema Mecánico de Seguimiento Solar

Los sistemas de seguimiento aumentan la producción energética de la luz del sol dependiendo de la duración del día y la época del año. Mientras que los sistemas convencionales tienen un rendimiento máximo de unas dos horas al día, los sistemas de seguimiento crean mucha más energía a partir de la luz del sol disponible. Los sistemas de seguimiento solar mejoran la eficacia operativa al seguir la posición del sol a lo largo del día.

En los sistemas de paneles de seguimiento fotovoltaico, se combinan varios módulos solares en una gran superficie de recepción. Los sistemas de seguimiento de un solo eje siguen la ruta del sol durante el día cambiando su ángulo acimut. Sin embargo, el ángulo de inclinación es fijo. Los sistemas de seguimiento de doble eje pueden seguir la ruta del sol además de las variaciones estacionales a lo largo del año.

4.1.1.4 Strings y Cajas de Conexión

En una planta fotovoltaica el objetivo principal es generar energía eléctrica a gran escala. Debido a que la potencia pico de los módulos fotovoltaicos es pequeña (generalmente entre 70 y 300 Wp) es necesario realizar sucesivas agrupaciones serie-paralelo de gran cantidad de módulos, para alcanzar los niveles requeridos de tensión e intensidad de entrada al inversor.

Dichas agrupaciones serie-paralelo de módulos se denominan strings y no son más que el cableado que existe en el interior del campo solar. A su vez, en función del tamaño de la planta, se realizan agrupaciones de strings en cajas de conexión, dónde se canaliza la energía eléctrica generada en los paneles asociados, de forma que permite un mejor control de los niveles de tensión e intensidad que entran en el inversor.

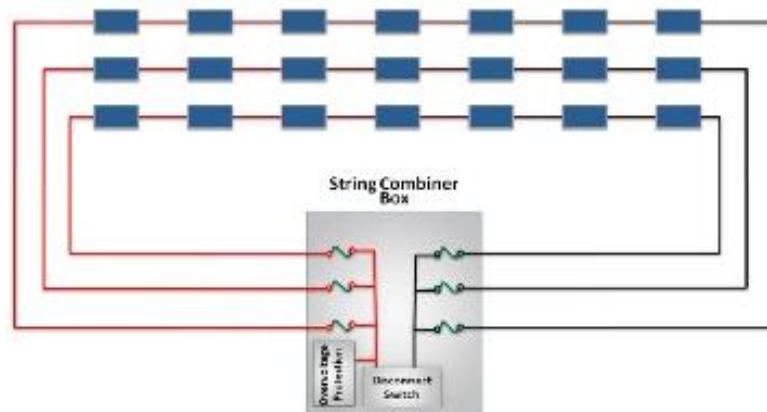


Ilustración 4.7. Esquema básico del conexionado de un string a una caja de conexión (String box).

4.1.2 Sistema de conversión de Potencia: Inversor

El inversor o convertidor CC-CA tiene objetivo principal transformar la corriente continua en corriente alterna. Funciona como interfase entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica.

El inversor debe seguir la frecuencia a la tensión correspondiente de la red a la que se encuentre conectado. La forma de onda de la corriente de salida del inversor deberá ser lo más senoidal posible para minimizar el contenido en armónicos inyectados a red. Se recomiendan los valores incluidos en la norma CEI 555/1/2/3 (Comité Electrotécnico Internacional) equivalente a la norma CENELEC EN 60 555/1/2/3 (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica) y equivalente a su vez a la norma AENOR UNE- 806-90/1/2/3. El contenido de esta norma incluye la distorsión armónica máxima en corriente, en % sobre la fundamental, dependiendo del número de orden del armónico, producida por un receptor conectado a la red. Por supuesto, estos valores se consideran válidos cuando no existe distorsión armónica en la onda de tensión proveniente de la red.

Ya que la potencia disponible del generador fotovoltaico varía con la irradiancia y temperatura de trabajo de las células que lo componen, el inversor deberá extraer la máxima potencia posible del generador fotovoltaico. Esto se consigue con un dispositivo que normalmente suelen incorporar este tipo de equipos, denominado “seguidor del punto de máxima potencia” (*Maximum Power Point Tracker – MPPT*), dispositivo electrónico incorporado en el inversor y que varía cada determinado tiempo, de uno o varios minutos, la tensión de entrada del inversor (o tensión de salida del generador fotovoltaico) hasta que el producto $V \cdot I$ de salida, potencia de salida, del generador fotovoltaico se hace máximo.

En resumen, los inversores al utilizar sistemas fotovoltaicos conectados a red deben reunir las siguientes características generales: Alta eficiencia en condiciones nominales ($> 90 \%$), así como en condiciones de baja insolación ($>80 \%$ para valores de irradiancia $\geq 150 \text{ MW/cm}^2$); bajo contenido en armónicos de intensidad (THD $< 5 \%$); gran fiabilidad, peso reducido, bajo nivel de emisión acústica, etc.

El rendimiento de un inversor se define como la relación, expresada en porcentaje, entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor y depende de las características del

inversor, el semiconductor de potencia utilizado, los filtros, los transformadores, el estado de carga en el que opere (es decir, la potencia que le demande la carga) y la tensión e intensidad de entrada en continua. Cuanto más se aproxime la potencia demandada por la carga a la potencia nominal del inversor normalmente mejor rendimiento presentará.

Requerimientos de los inversores conectados a red

Para la compañía eléctrica la seguridad y la calidad de la potencia son los puntos más importantes. El flujo de energía eléctrica normalmente siempre va en el sentido de las cargas, cuando un consumidor deja de consumir, no suele ser normal que comience a inyectar energía a red.

A continuación se detallan los requerimientos normalmente exigidos a estos últimos:

- El sistema fotovoltaico parte como un componente de la red eléctrica.
- El inversor debe cumplir las especificaciones de la red eléctrica.
- La seguridad de los operadores debe tenerse siempre en cuenta (pueden existir partes activas desconocidas).
- Los sistemas fotovoltaicos no deberán entregar energía a una línea sin protecciones.
- La desconexión del inversor debe ser automática en cuando aparezca un fallo.
- Deberá existir un punto de fácil desconexión (contactos) que sea accesible a los empleados de la compañía eléctrica.
- Los inversores deberán operar con factor de potencia unidad.
- Se deberá efectuar aislamiento eléctrico entre los sistemas fotovoltaicos y la red.

En la mayoría de los casos el inversor deberá estar desconectado en segundos a partir de la detección de alguna falta. La mayoría de los inyectores no están preparados para operar sin tensión de red (modo isla), por ello la mayoría de las compañías solo permiten conectar un sistema fotovoltaico a la red si se instala una relé de tensión trifásico. El inversor deberá desconectarse de la red a través del relé si la tensión crece o disminuye por encima de unos límites predefinidos. El rango recomendado es del 80 – 110 % de la tensión nominal.

Las tres fases deberán ser monitorizadas de cara a detectar pérdidas de la tensión de red. Así si un inversor monofásico puede mantener la tensión estable en una fase (modo isla) el relé de tensión deberá detectar el fallo en las otras dos fases y desconectar el inversor.

También si la señal de salida del inversor excede de las condiciones predefinidas para la operación (sobre/subtensión, sobre/subfrecuencia) el inversor debe desconectarse automáticamente de la red. Se posibilitará la nueva conexión después de un cierto tiempo (3 minutos normalmente), tiempo que el sistema de control y protección de red espera para intentar una nueva conexión. (12)

Tipos de inversores

Actualmente existen dos grandes grupos de inversores, el conmutado de línea y el autoconmutado:

Inversores conmutados de línea

Son inversores que usan interruptores tiristores, capaces de controlar el tiempo de activación de la conducción, pero no el tiempo de parada. Para detener la conducción, precisan de una fuente o circuito adicional que reduzca hasta cero la corriente que lo atraviesa.

Inversores autoconmutados

Son los más utilizados en instalaciones con aplicaciones de energía distribuida a red, ya que cumplen las especificaciones técnicas establecidas por las compañías eléctricas. Están basados en el uso de transistores IGBT y MOSFET, con el uso de dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción de los transistores.

Estos inversores usan la modulación de ancho de pulso PWM, e incluyen transformación de línea o de alta frecuencia, pudiendo controlar libremente la forma de onda de la tensión y la corriente en la parte de alterna, ajustan el factor de potencia y reducen la corriente armónica, siendo resistentes a las distorsiones procedentes de la red.

Los inversores auto conmutados se subdividen en inversores en fuente de corriente CSI y en inversores en fuente de tensión VSI. Los inversores CSI disponen de una fuente de corriente prácticamente constante a la entrada de continua, mientras que en los inversores VSI, la fuente constante de entrada es de tensión.

Convertidores multinivel

La tecnología multinivel está basada en la síntesis de la tensión alterna de salida a partir de la obtención de varios niveles de tensión del bus de continua; cuanto mayor es el número de niveles de tensión de entrada de continua, más escalonada es la forma de la onda de la tensión de salida, de modo que la onda tienda más a una señal sinusoidal pura, minimizándose la distorsión.

Gracias al continuo aumento de niveles de potencia en los equipos fotovoltaicos, cada vez se tiende más hacia la conexión en serie de paneles solares con niveles medios de tensión. Las tecnologías de tres niveles son especialmente interesantes en este tipo de sistemas, ya que permiten incrementar el nivel de potencia a partir del uso de dispositivos de baja tensión.

Compatibilidad con la red

En la conexión en alterna de un inversor conmutado por red, no hace falta un control directo. En control de la demanda de energía reactiva y quizá inyección armónica viene dado, debido esencialmente a la independencia del inversor y su control. En el caso de un inversor autoconmutado, la tensión de alterna del inversor puede ser controlada independientemente de las condiciones de la entrada en continua si la demanda de reactiva (o entrega) está controlada, y el control de flujo de potencia activa es perfecto mediante el ajuste de las fases de voltaje respecto de la red. Así, el parámetro más importante del lado de continua, la potencia del campo fotovoltaico, se puede controlar en la conexión alterna del convertidor de potencia autoconmutado.

Calidad de la señal

Las dos principales cuestiones técnicas a tener en cuenta en un inversor desde el punto de vista de calidad de la señal son el factor de potencia y la distorsión armónica. Normalmente, los inversores conmutados por red, operan con factores de potencia significativamente menores de la unidad, cosa que en las conexiones a red se debe evitar. La cuestión es que con factores de potencia bajos el inversor demandará a la red energía reactiva (VAR), afectando a la tensión del sistema, lo cual puede degradar la calidad del servicio eléctrico de los demás consumidores conectados a ella. Además, esto es poco deseable para la compañía eléctrica ya que no puede ser razonable que se espere que ésta cargue con los costes de suministrar potencia reactiva mientras no se le compra potencia activa, o quizá incluso tener que comprar potencia activa si es un autogenerador.

La demanda de energía reactiva ya sea debido a cargas o inversores, puede ser aceptada si la compañía eléctrica cobra dinero al propietario de la instalación autogeneradora por el consumo de la potencia reactiva. Las leyes que regulan los contratos entre la compañía eléctrica y el consumidor no permiten hacer esto. Por ello, un factor de potencia unidad en el punto de conexión y la salida del convertidor es lo que las compañías eléctricas desean.

El contenido armónico en la señal de salida de un inversor para uso fotovoltaico es difícil de fijar debido a que no hay mucha información disponible. Las regulaciones prevén alguna forma de aislamiento. Segundo, el autogenerador y la compañía eléctrica deberán utilizar protecciones que logren interrumpir corrientes de fallo en continua. En tercer lugar, un fallo en el inversor con niveles de continua puede saturar el transformador de distribución y causar mal funcionamiento del servicio a otros abonados, así que tanto en el mismo transformador como en la misma línea, los dispositivos de protección se deben disparar inmediatamente. Todas estas áreas conciernen sobre todo a la compañía eléctrica.

La detección y señalización de fallos en la conexión campo fotovoltaico al inversor es difícil ya que normalmente se producen pequeñas corrientes de cortocircuito y los dispositivos de interrupción ante faltas en continua como contactores son caros y tienen una vida útil corta. Así, como el campo fotovoltaico no daña al inversor, es éste mismo el que se ocupa a menudo de detectar y señalar la mayoría de los fallos en el lado de continua. Esto último no quiere decir que no se puedan producir fallos irremediables en el inversor, un corto entre los terminales del campo a través de los dispositivos de conmutación por ejemplo. Existen plantas piloto que han convertido esta posible situación en una operación de desconexión normal (13).

4.1.3 Centro de Transformación

En caso de no ser posible conectar en baja tensión, o siempre y cuando la potencia a evacuar sea superior a 100 kVA, será necesario implementar un centro de transformación en nuestra instalación.

Un centro de transformación (abreviado CT) es una instalación eléctrica que recibe energía en alta tensión (30 kilovoltios) o en media tensión (10, 15 o 20 kilovoltios) y la entrega en media o baja tensión para su utilización por los usuarios finales, normalmente a 400 voltios en trifásica y 230 en monofásica.



Ilustración 4.8. Centro de Transformación (Transformador y celdas de protección).

El número de centros de transformación para realizar un suministro en baja tensión, será determinado por la compañía eléctrica, de acuerdo al artículo 13 del reglamento electrónico de baja tensión en función del suministro solicitado y la red existente en la zona.

La realización de cada centro de transformación deberá justificar y cumplir todas las características de diseño y construcción, especialmente en lo que respecta al calentamiento, ventilación, nivel sonoro y tensiones de paso y contacto.

El montaje de los centros de transformación de BT constará de los siguientes elementos:

- Celdas necesarias para la entrada y salidas de cables de alta tensión. Cada cual equipada con interruptores seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.
- Una celda de protección por cada transformador a instalar, equipada con interruptor seccionador, fusible limitador, y seccionador de puesta a tierra.
- Una celda con iguales características para el esquema de línea, incluyendo un seccionador de puesta a tierra en la entrada de la línea.
- Uno o dos transformadores para atender la demanda de suministro. Se trata del elemento principal del centro de transformación, o en algunos casos, autotransformador. Un centro de transformación puede tener uno o más transformadores, no existiendo limitación en la potencia total del centro. Generalmente, cada transformador alimenta a un conjunto de líneas, siendo raros los casos en los que las máquinas trabajan en paralelo.
- Un cuadro de baja tensión por cada transformador.
- En zonas rurales, es posible la instalación a la intemperie de centros de transformación de sobre apoyo, indicado en los casos en los que el transformador de potencia no supere los 100kV A; también es posible la instalación de tipo intemperie compacta, limitado a una potencia de transformador que no supere los 250 kVA.

4.1.4 Otros Elementos

4.1.4.1 Sistema de Monitorización

El sistema de monitorización y visualización de datos tiene la función de adquirir los datos proporcionados por los inversores, las estaciones meteorológicas y los contadores, para

controlar la producción, alarmas e incidencias más relevantes durante la fase de explotación de la planta.

La monitorización de datos se realiza en pequeños intervalos de tiempo (minutario o 10-minutario por ejemplo), lo que permite extrapolar la información a datos horarios, diarios, mensuales, etc.

El software informático de monitorización y gestión de datos permite que se pueda visualizar en tiempo real los parámetros de inversores (potencia de salida, tensiones e intensidades a la salida y a la entrada, alarmas, etc...), estaciones meteorológicas y contadores; y que ante cualquier alarma e incidencia envíe un SMS o email al personal designado para el mantenimiento de la planta. Asimismo permite la elaboración de informes y visualización de forma gráfica de los parámetros registrados.

El conjunto de inversores de la planta está interconectado mediante conexión por un bus de campo (generalmente RS 485), formando un anillo. Cada conjunto de inversores forma un anillo independiente, el cual acaba en una puerta RS485/Ethernet, la cual se conecta a un PC, que recopila y trata toda la información de la planta.

El PC a su vez se puede conectar a Internet, vía GSM, con lo cual se puede hacer la lectura remota de los equipos.

4.1.4.2 Estación Meteorológica

Para el adecuado control de la operación de la planta es necesario registrar los datos meteorológicos, ya que permiten conocer los valores de radiación (GHI) en el emplazamiento con exactitud, lo que a su vez, permite obtener de forma más precisa parámetros de gran importancia como el rendimiento energético o PR (Performance Ratio).

Para ello existe una estación meteorológica, la cual se compone de una serie de sensores de medida. Para medir los niveles de radiación existe una célula o módulo fotovoltaico calibrado de tecnología equivalente a los módulos existentes en la planta y colocada en el mismo plano de inclinación. Sin embargo, es posible que en lugar de medir la radiación con un módulo calibrado se mida con un piranómetro, lo cual es lo más común.

Las estaciones meteorológicas están conectadas al sistema de monitorización para el registro de datos y supervisión.

5 CLASIFICACIÓN DE FALLOS E INCIDENCIAS

Antes de realizar el análisis estadístico objeto de este proyecto, es necesario clasificar los diferentes fallos e incidencias que pueden aparecer en una planta fotovoltaica. Existen numerosas formas de establecer esta clasificación en función del objeto y alcance de estudio. Sin embargo para este proyecto, se seguirán una serie de pautas para realizar dicha clasificación, de forma que se adapten de la mejor manera posible a los datos e información disponibles en cuanto al seguimiento de la operación de las diferentes plantas analizadas. Este seguimiento se refiere al modo de llevar a cabo el control de fallos e incidencias correspondiente. Dichas pautas y consideraciones se definen a continuación:

- Se realizará una **clasificación genérica de incidencias** de forma que sea válida y homogénea para cualquier tipología, ya que se analizarán plantas con tipologías diferentes en cuanto fabricante de inversor, tipo de módulos fotovoltaicos, emplazamiento, etc.
- El estudio **no tendrá en cuenta el origen de los fallos** registrados, debido a que en la mayoría de los casos, éste es indeterminado o no se tiene constancia del mismo. Por tanto, el análisis de incidencias presente se ceñirá en determinar cuáles son los elementos o componentes que presentan anomalías en su funcionamiento y en consecuencia, determinar la frecuencia e índice de fallo o incidencia de los mismos.
- Se tendrá en cuenta una **visión telescópica** de los diferentes elementos a la hora de contabilizar un fallo o incidencia en una planta fotovoltaica.

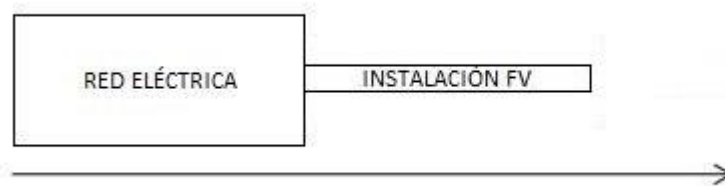


Ilustración 5.1. Visión telescópica de las incidencias.

Es decir, un fallo que aparece en un elemento de la instalación afecta al funcionamiento del resto de componentes en el sentido indicado tal y como se observa en la Ilustración 5.1. Si por ejemplo se produce una caída de tensión en la red eléctrica, siendo ésta el elemento que ha fallado, saltarían de forma automática el relé de protección (G59) haciendo que la planta deje de producir energía eléctrica.

Por tanto, aunque en la práctica se detecte que los inversores de la instalación no se encuentran operativos, no significa que hayan fallado en su funcionamiento, sino que se trata de una incidencia provocada por el fallo en un nivel superior de la instalación.

Esta consideración es imprescindible, ya que si no se tiene en cuenta, puede llevar a contabilizar incidencias por partida doble, o bien asociar un fallo a un determinado elemento o equipo, el cual que depende a su vez de otras incidencias.

Por otro lado es necesario destacar que en este proyecto no se analizará el histórico de alarmas registradas por el sistema telemático de detección de fallos como se ha llevado a cabo en otros estudios, pues puede conducir a error debido a que un gran porcentaje de las alarmas registradas son falsas, ya que en muchas ocasiones la detección por parte de dicho sistema automático, de cualquier anomalía puntual en los parámetros que determinan el rango de funcionamiento de los diferentes equipos o elementos de la instalación, no genera ningún tipo de fallo real en el mismo que afecte de manera relevante a su operación.

Para este análisis se recopilarán y clasificarán todos los fallos e incidencias reales registradas durante el seguimiento diario del conjunto de plantas. Dicho seguimiento se realizaba contrastando los datos recogidos por el sistema de monitorización de la empresa de O&M, que normalmente se desplazaba hasta el emplazamiento para comprobar el estado real del componente afectado. Asimismo, los técnicos de mantenimiento realizaban las correspondientes revisiones e inspecciones de las instalaciones, por lo que en caso de detectar cualquier defecto o fallo, éste era comunicado de forma inmediata. Por tanto se asegura la fiabilidad de la información analizada.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se procederá a continuación a describir la clasificación de fallos e incidencias establecida.

En primer lugar se tendrá en cuenta su localización, es decir, determinar el punto o elemento de la instalación en el que aparece dicho fallo o incidencia. Sería interesante desde el punto de vista técnico realizar una diferenciación entre las incidencias internas que pueden aparecer en una instalación, es decir, las asociadas a los elementos internos existentes y las incidencias externas a la instalación.

Para realizar nuestro análisis de incidencia, hemos clasificado las plantas fotovoltaicas en los siguientes elementos básicos:

- Campo solar
- Inversor
- Cableado AC

Dichos elementos definen la parte interna de la planta. Por otro lado se tiene la conexión con la red eléctrica convencional, la cual la consideraremos a partir de la salida de alterna del inversor. A esto nos referiremos como la parte externa de la planta fotovoltaica.

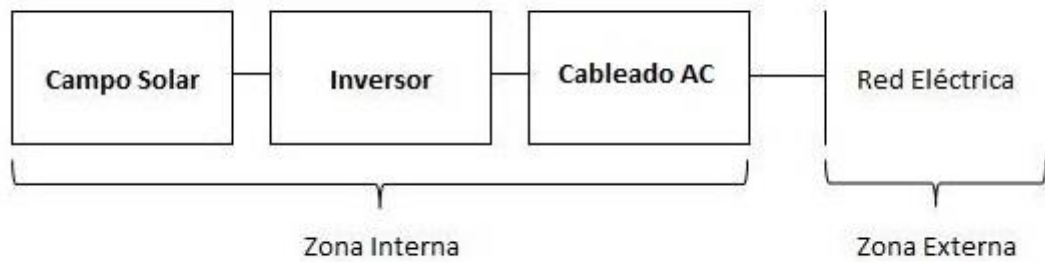


Ilustración 5.2. Zonificación interna y externa de una instalación FV.

A continuación se analizarán las posibles incidencias que pueden aparecer en cada elemento por separado.

5.1 Incidencias en el Campo Solar

Son varias las incidencias que pueden aparecer en el campo solar de una planta fotovoltaica, ya que se trata de la parte de la instalación que se encuentra a la intemperie. A continuación se analizarán los diferentes componentes del mismo:

– Módulos fotovoltaicos:

Los fallos más comunes en módulos FV se deben a la aparición de puntos calientes y la rotura de la cubierta frontal del módulo, debido esto último a diversos motivos tales como la existencia de dilataciones térmicas de la estructura, defectos de fabricación, acciones de viento extremo o incluso vandalismo, entre otros. Además pueden darse situaciones de robo de módulos. Sin embargo, debido a la gran cantidad de módulos existentes en una instalación fotovoltaica de tamaño medio, estos fallos apenas repercuten en la operación, por lo que resulta muy difícil detectar el momento de su aparición, ya que para ello, la empresa encargada de la O&M tendría que realizar inspecciones visuales del campo solar con una alta frecuencia y en la práctica, esa medida resulta inviable debido a la inmensidad de campo solar en algunas plantas.

Hay que destacar que debido a que la información analizada se corresponde con datos reales recogidos en la práctica sobre el seguimiento de las instalaciones, únicamente se tiene constancia de sustituciones de módulos, así como la existencia de incidencias relevantes, tales como casos de rotura por vandalismo y robo de módulos.

Por otro lado, en el caso de que se den incidencias más graves asociadas a situaciones de vandalismo, robo o accidentes por viento, se considerarán como una

sola incidencia independientemente del número de módulos que afecte dicha incidencia.

– **Cableado (Strings):**

Se contabilizarán de forma global el conjunto de fallos que se den en el cableado que conecta las diferentes agrupaciones de módulos, debidos al deterioro de la superficie aislante o a la existencia de fallos de diseño como que las ramas de los módulos estén cruzadas, entre algunas causas. Por tanto se incluirán en un mismo grupo todo tipo de defectos y roturas que se detecten en los cables y strings del campo solar.

Al igual que ocurre con las incidencias en módulos FV, la mayoría de fallos originados en el cableado del campo solar apenas afectan a la instalación, a no ser que el fallo aparezca en líneas principales. Además se tendrán en cuenta situaciones de robo, ya que por tratarse de elementos compuestos por cobre, se han recogido algunos casos.

– **Cajas de Conexión:**

De acuerdo a los datos analizados, el total de incidencias asociadas a las cajas de conexión (string boxes), se deben a saltos de fusibles e interruptores magnetotérmicos. Estos saltos se deben fundamentalmente a fallos de origen eléctrico, tales como cortocircuitos y sobrecargas, originados por la presencia de humedad en el interior de la caja, calentamiento excesivo debido a altas temperaturas o defectos de aislamiento principalmente.

La activación de los sistemas de protección eléctricos suponen una pérdida de producción relevante, ya que anulan alguna o algunas fases de corriente que entran a la caja, afectando por tanto a la potencia de entrada del inversor correspondiente, lo que afecta a la producción de forma considerable.

5.2 Incidencias en el Inversor

El inversor es sin duda el elemento más importante en el análisis de una planta fotovoltaica, ya que de ellos depende la cantidad de energía eléctrica que se inyecta en la red. Debido a que se tratan de equipos fundamentalmente electrónicos, existe una gran cantidad de fallos que pueden afectar al correcto funcionamiento de los inversores, entre los cuales se han contabilizado fallos en la parametrización del inversor, fallos en los IGBTs, fallos en la fuente de alimentación...

Se clasificarán las incidencias en 4 grupos como se explica a continuación:

- **Fallos de electrónica:** se incluirán en este grupo todas las incidencias relacionadas con la electrónica del inversor.

- Fallos de comunicación en el inversor: en este grupo se tendrán en cuenta las incidencias asociadas al sistema de comunicación y monitorización del propio inversor, es decir, como por ejemplo, fallos relativos al cable (bus) o la tarjeta de comunicaciones. Es necesario destacar que hay que diferenciar este tipo de incidencias, propias del inversor, con los fallos producidos en el sistema de monitorización de la planta. Cabe destacar que este tipo de incidencias no afectan a la producción, ya que los inversores se encuentran operando correctamente y su aparición únicamente supone la pérdida de información relativa a los datos de operación que se monitorizan para el correcto control y seguimiento.
- Salto de elemento de protección: Se incluirán en este grupo los defectos o parada en el funcionamiento del inversor a causa de la activación de una protección. Cabe destacar, que el salto de un elemento de protección, no es un fallo propiamente dicho, sino que hay un fallo en otro lugar de la planta el cual provoca la activación de la protección. Como hemos explicado antes, no tenemos información suficiente para saber el origen del fallo propiamente dicho.
- Otros fallos en la operación: En este grupo recogemos todas las incidencias del inversor que no se recogen en los otros subgrupos explicados anteriormente, como son causas externas que afecten al rendimiento o fallos de origen desconocidos.

5.3 Cableado AC

En este grupo se recogerán los fallos o incidencias en el cableado de alterna. En este se incluirán incidencias como el salto de protecciones, que como hemos dicho antes, indica un defecto de funcionamiento de la planta, fallo en embarrado o robo en el cableado de alterna.

5.4 Incidencias en la Red Eléctrica

Aquí se contabilizarán las incidencias asociadas a la red eléctrica de distribución a la que se conecta la planta. Estos fallos pueden darse por la existencia de inestabilidades en la red debidas a cualquier causa externa, y por tanto, ajena a la instalación, como por ejemplo, existencia de armónicos, variaciones de tensión.

Este tipo de fallos son de gran importancia, ya que cualquier perturbación de la red genera el salto del relé de protección produciendo en consecuencia la parada total de la planta.

Como se ha dicho anteriormente, el conjunto de incidencias y fallos ocurridos en la red eléctrica se considerarán como externos a la planta fotovoltaica, y por lo tanto, toda consecuencia que afecte a la producción podrá ser excluida por parte de la empresa encargada de la O&M; por otro lado, el resto de incidencias comentadas serán de carácter interno a la instalación.

5.5 Incidencias en el Sistema de Monitorización

En este bloque se contabilizarán todos los fallos e incidencias que aparezcan en las plantas fotovoltaicas objeto de estudio asociadas a su correspondiente sistema de monitorización.

El esquema de un sistema de monitorización típico puede observarse en la Ilustración 5.3, por lo que se incluirán todos los fallos relativos a cableado y buses comunes de comunicaciones, fallos de señal e internet (ADSL, cobertura 3G, GSM, etc.), problemas de software, paradas o reseteos espontáneos de dataloggers, fallos en los equipos de medida, etc.

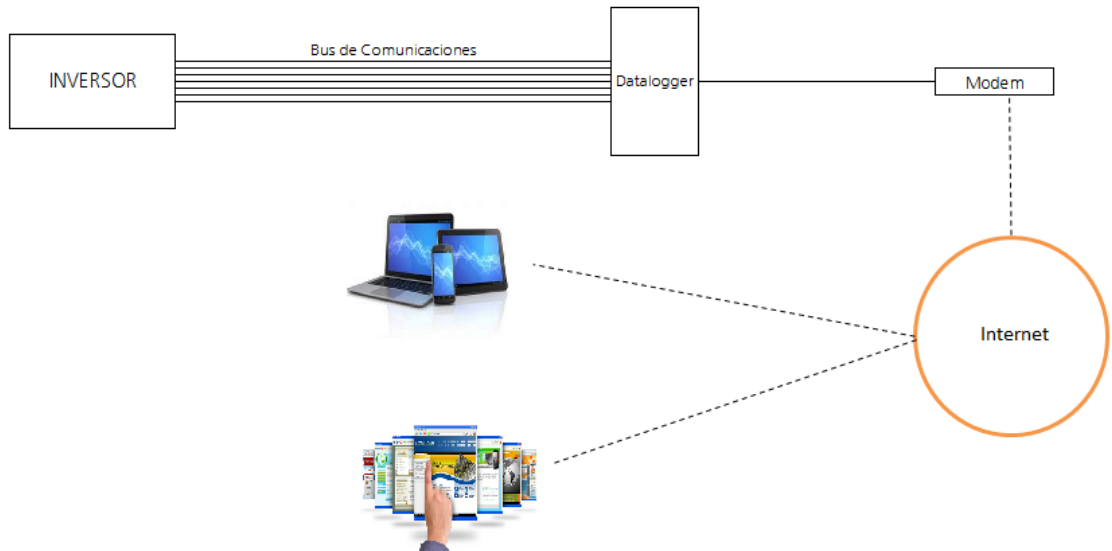


Ilustración 5.3. Esquema del sistema de monitorización de una planta FV.

Como se comentó anteriormente, hay que diferenciar este tipo de incidencias de aquellas de la misma naturaleza, es decir, incidencias de comunicación y monitorización, relativas al inversor.

Esto permite, según lo establecido en las pautas de clasificación de fallos e incidencias, identificar el elemento que falla, es decir, diferenciar en qué casos el fallo (de comunicación o monitorización) se produce en el inversor o bien en el sistema de monitorización.

Es importante identificar correctamente ambos tipos de incidencias, ya que estas no suponen una pérdida de producción en la planta.

5.6 Descripción del contenido de cada subgrupo

A continuación se presenta en la siguiente ilustración las incidencias que se han contemplado y recogido en cada uno de los subgrupos en los que hemos dividido la planta fotovoltaica.

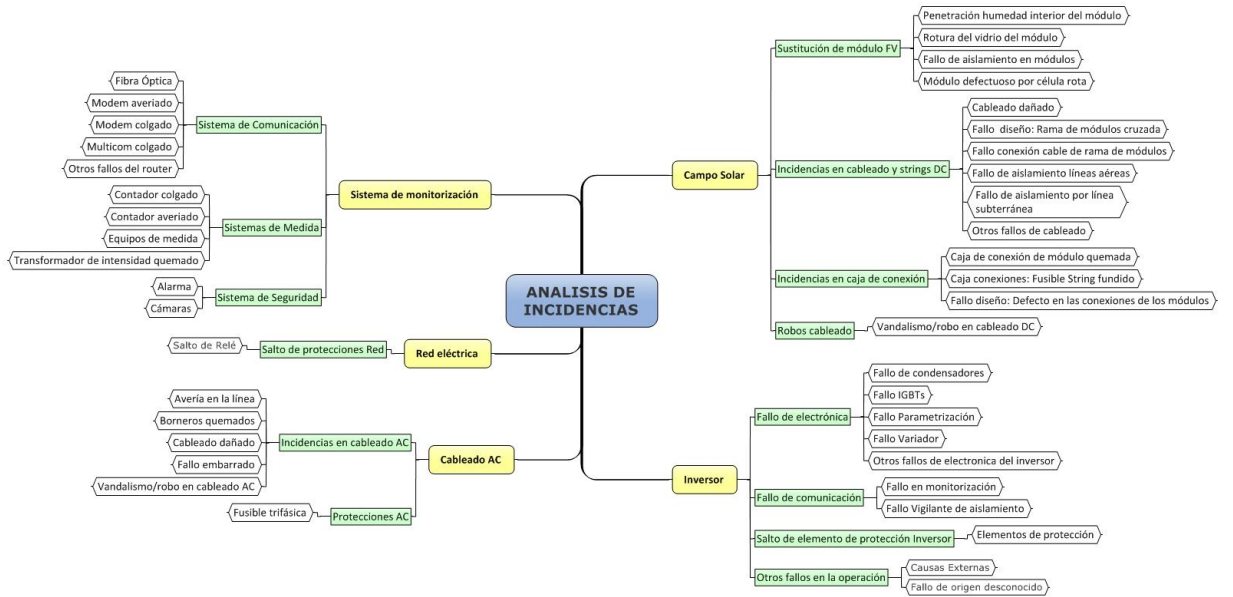


Ilustración 5.4 Esquema de clasificación de los fallos e incidencias

6 DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS OBJETO DE ESTUDIO

En este capítulo se describirán las instalaciones que han sido objeto de estudio para realizar el análisis de fallos e incidencias establecido en el capítulo 5. Para ello, se han seleccionado una serie de parques y plantas FV, las cuales presentaban un seguimiento de fallos e incidencias más riguroso.

Finalmente, se han analizado un total de 11 parques fotovoltaicos, divididos a su vez en 120 plantas fotovoltaicas de diferentes potencias (12,8 MWp en total aproximadamente) situadas en numerosos emplazamientos localizados en España (véase la Ilustración 6.1), las cuales presentan características constructivas y tipología similares.

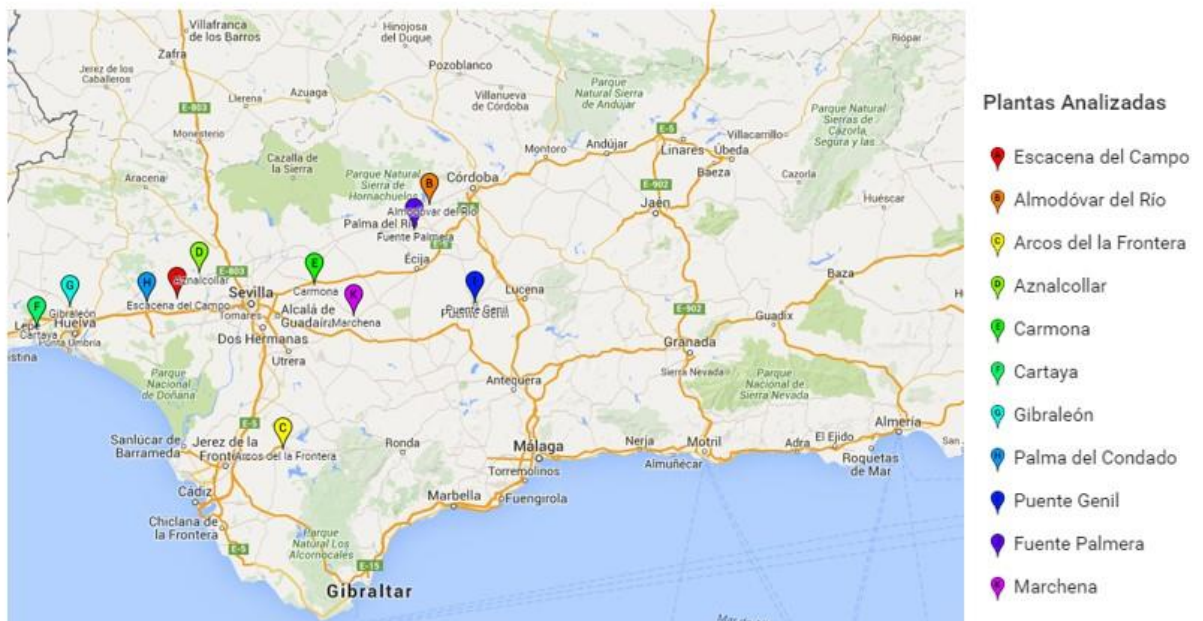


Ilustración 6.1. Localización de las plantas/instalaciones FV objeto de estudio.

Una característica común que presentan todas las plantas analizadas es que ninguna posee sistema de seguimiento, siendo por tanto instalaciones fijas y son todas de 100 kWp. Cabe destacar que todas las instalaciones son sobre terreno a excepción de 1, que es sobre cubierta.

Respecto al campo solar, se tienen en total 77.487 módulos fotovoltaicos. En cuanto a los inversores, se han analizado un total de 125.

Con esta información, puede realizarse un análisis estadístico de incidencias desde un punto de vista global de la planta.

También hay que destacar que todas las plantas comenzaron su operación en el año 2009. Analizándose la muestra desde Enero de 2009 a 2015

A continuación se presenta la

Tabla **6.1**, dónde se recogen las características de todas las plantas analizadas y en la que puede observarse de forma resumida todos los aspectos comentados anteriormente.

Características de los parques							
Nombre	Año de Inicio	Nº Plantas FV	Población	Tecnología	Potencia (Mwp)	Nº Paneles	Tecnología módulo
PS Aguilar	2009	25	Escacena del Campo	Fija	2,42	10.512	Policristalino
PS Almodovar	2009	2	Almodóvar del Río	Fija	0,13	704	Policristalino
PS ARCOS	2009	2	Arcos del la Frontera	Fija	0,2	936	Policristalino
PS Aznalcollar 1	2009	9	Aznalcollar	Fija	0,76	5.902	Policristalino
PS Carmona	2009	12	Carmona	Fija	1,4	7.784	Monocristalino
PS Cartaya	2009	16	Cartaya	Fija	1,53	12132	Policristalino
PS Gibráleón	2009	14	Gibráleón	Fija	1,68	9.576	Policristalino
PS La Palma	2009	15	Palma del Condado	Fija	1,68	13.249	Policristalino
PS Marchena	2009	5	Marchena	Fija	0,26	2.032	Policristalino
PS Puente Genil	2009	19	Puente Genil	Fija	2,113	11300	Monocristalino
Prefesur	2009	1	Fuente Palmera	Cubierta	0,723	3.360	Policristalino
		120			12,896	77.487	125

Tabla 6.1. Características de las plantas FV analizadas

7 REGISTRO DE INCIDENCIAS EN LA OPERACIÓN DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

Para realizar el análisis estadístico de las incidencias de plantas fotovoltaicas, se ha tenido acceso a los datos de seguimiento diario de las plantas aportados por la empresa que se dedica Operación y mantenimiento de estas. Se ha tomado como horizonte temporal el período comprendido entre Enero de 2009 y Diciembre de 2015 (7 años completos), en el que se han registrado un total de 1263 incidencias en 120 instalaciones FV pertenecientes a 11 plantas situadas en diferentes localizaciones de España, como ya se comentó en el capítulo anterior.

En primer lugar se realizará un análisis general de las incidencias registradas, en el que se determinará qué tipo de fallos e incidencias se dan con mayor frecuencia, según la clasificación establecida en el capítulo 5, además se visualizará la distribución de los diferentes tipos de incidencias ocurridas en los parques fotovoltaicos objeto de estudio. A su vez, se determinará en que proporciones dichas incidencias afectan o no a la producción de energía eléctrica, así como el carácter interno o externo de las mismas.

Llegado a este punto, a continuación se realizará un segundo análisis más profundo de las incidencias de carácter interno, es decir, de las incidencias ocurridas dentro de las plantas fotovoltaicas, por lo que se visualizará, al igual que antes, la distribución de incidencias, pero en lugar de a nivel de parque FV, a nivel de planta FV. Por tanto, en esta segunda parte del análisis, se estudiarán con mayor profundidad los fallos e incidencias relativos al campo solar, inversor y cableado de alterna, estableciendo las correspondientes distribuciones de frecuencia y resultados estadísticos pertinentes.

Además se extraerán algunas conclusiones con el fin de establecer las relaciones existentes con las incidencias registradas, de forma que permita determinar de forma experimental la fiabilidad de cada componente, así como la probabilidad de fallo existente.

7.1 Análisis y Distribución del Total de Incidencias

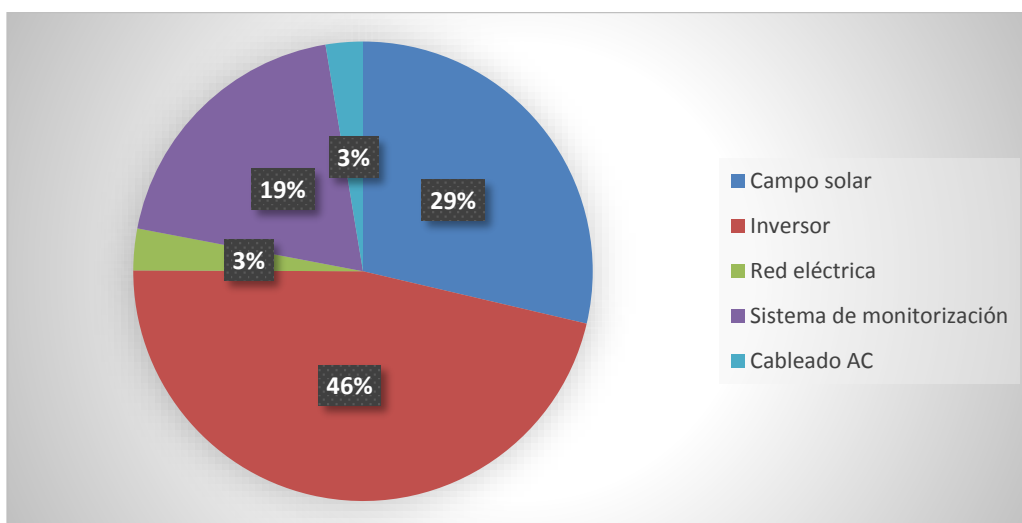


Ilustración 7.1. Distribución de incidencias registradas asociadas a los diferentes elementos de una instalación FV.

Se observa que el elemento que más incidencias ha registrado con carácter global (con un 46% de las incidencias registradas), ha sido el inversor, el cual hemos descrito anteriormente como un elemento interno de la planta. Cabe destacar que las incidencias ocurridas en los inversores suelen ser de gran importancia, ya que casi el 100% de estas provocan una merma de producción notable.

El siguiente elemento que tiene el mayor porcentaje de incidencias registradas es el campo solar, con un total de 29% de incidencias asociadas al mismo. Estos fallos pueden ser de gran importancia en cuanto a la merma de producción que produce, o apenas imperceptible, y que en este apartado se recogen tanto la sustitución de un único módulo fotovoltaico, lo cual no afectaría mucho a la producción, como el robo de cableado, que puede llegar a dejar parada una planta.

Para tener una visión más detallada acerca de las incidencias registradas, se describe mediante la Tabla 7.1 el número de incidencias registradas asociada a cada componente de los diferentes elementos principales que componen una planta fotovoltaica.

Codigos de Error	Total de incidencias	porcentaje
Campo Solar	362	28,66%
Sustituciónsustituciones de módulo FV	92	7,28%
Incidencias en cableado y strings	59	4,67%
Incidencias en caja de conexión	92	7,28%
Robos cableado	119	9,42%
Inversor	586	46,40%
Fallo de electrónica	255	20,19%
Fallo de comunicación	30	2,38%
Salto de elemento de protección	220	17,42%
Otros fallos en la operación(tarjeta de	81	6,41%
Cableado AC	33	2,61%
Incidencias en cableado	31	2,45%
Protecciones	2	0,16%
Red eléctrica	37	2,93%
Salto de protecciones	37	2,93%
Sistema de monitorización	245	19,40%
Sistema de Comunicación	186	14,73%
Sistemas de Medida	22	1,74%
Sistema de Seguridad	37	2,93%

Tabla 7.1. Distribución detallada de las incidencias registradas.

Puede comprobarse que los porcentajes mostrados en la Ilustración 7.1 se corresponden con los correspondientes porcentajes que han tenido lugar en cada elemento de la Tabla 7.1. Además se ha señalado de manera visual en color rojo aquellas incidencias que afectan a la producción y en color azul las que no.

Se puede observar como de las 1263 incidencias que se han registrado, hay un total de 275 que no afectan a la producción. Es decir, prácticamente un 22 % de las incidencias registradas no suponen ningún tipo de problema o fallo que afecte a la generación de energía. Por otro lado, se tienen 988 incidencias que si afectan a la producción, lo que supone un 78 % del total de incidencias y por tanto que se consideran de una mayor relevancia.

A continuación en la Ilustración 7.2 se muestra de manera visual la información reflejada en la Tabla 7.1.

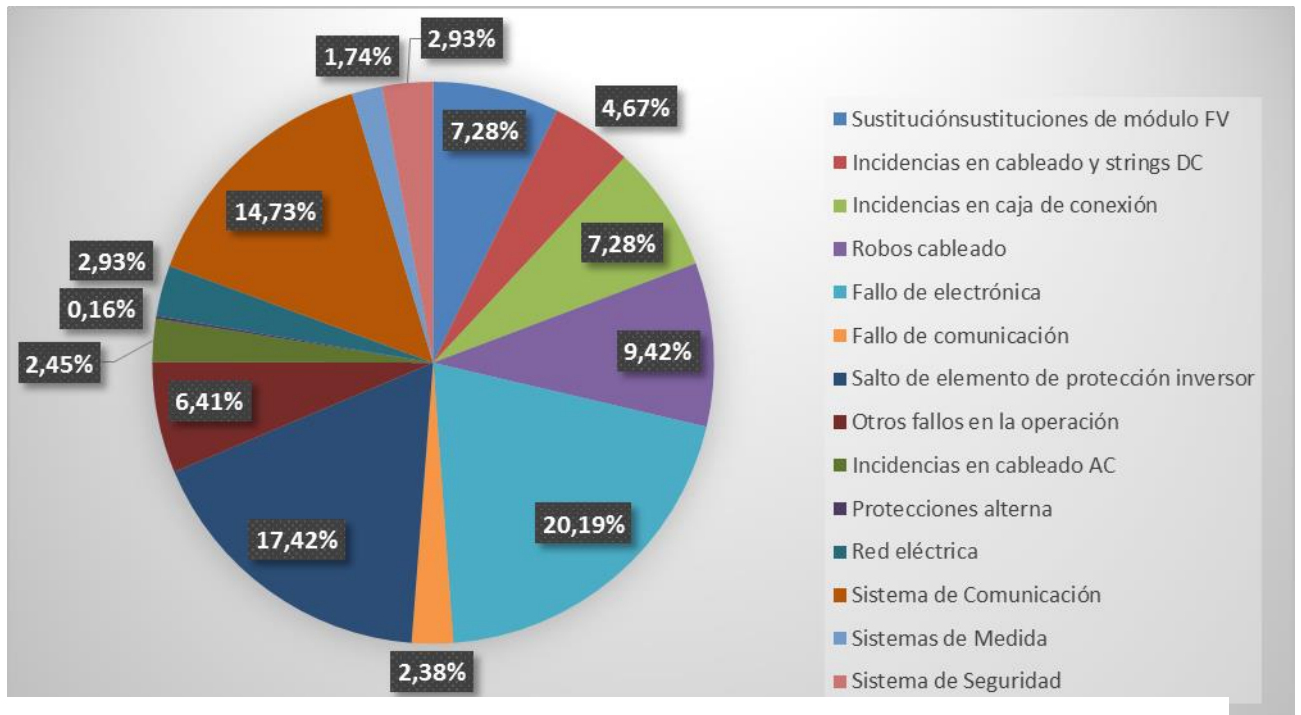


Ilustración 7.2. Distribución de los diferentes tipos de incidencias registradas.

Hay que recordar que cuando se analiza el comportamiento de una muestra de la población, en este caso la naturaleza de fallos e incidencias de una serie de plantas FV, cuando se determinan las diferentes frecuencias relativas de los datos analizados, a su vez se está determinando un valor probabilístico según la muestra bajo estudio, lo que se conoce como probabilidad empírica. Por tanto, los porcentajes recogidos en los gráficos anteriores, además de asociarse a la frecuencia relativa de las incidencias que aparecen en un determinado elemento de la instalación o de un tipo de fallo determinado, se corresponden con la probabilidad de que dicho elemento falle o de que se dé dicho tipo de fallo, de acuerdo con la muestra analizada

Por tanto, visualizando la Ilustración 7.2 puede determinarse el índice o probabilidad de fallo.

Por este motivo, estadísticamente, la probabilidad de que se registre un fallo en algún componente del campo solar o inversor es muchísimo más alta que en la red eléctrica donde sólo se puede registrar un tipo de incidencia, si está disponible para verter energía o no.

A continuación realizaremos el mismo procedimiento discreteando los fallos según a la tecnología a la que pertenecen.

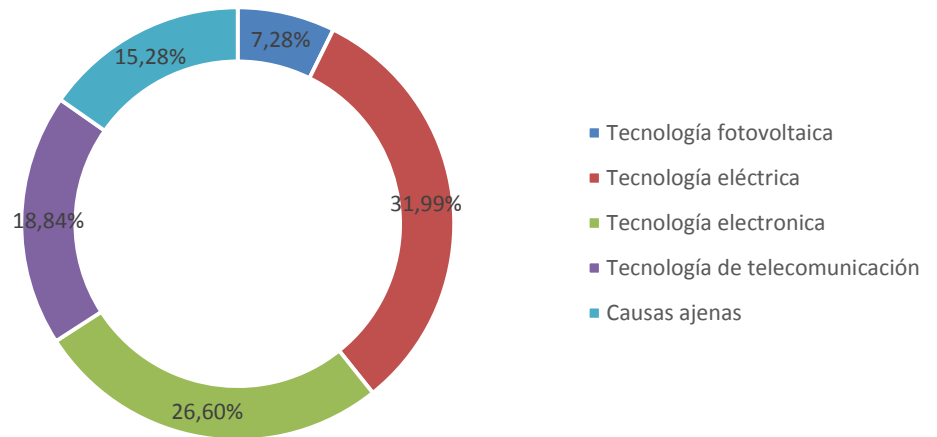


Ilustración 7.3. Índice o probabilidad de fallo de los diferentes elementos de una planta FV en función de la tecnología

En la ilustración 7.3 puede observarse que la mayor parte de las incidencias se dan en la tecnología eléctrica (31,99%), seguida de la tecnología electrónica (26,6%). Este resultado es totalmente lógico, ya que como habíamos visto en la ilustración 7.1 la mayor parte de las incidencias se daban en el inversor (un 46%).

Con estos resultados también se puede observar que solo un 7,28% de las incidencias analizadas son asociadas a la tecnología fotovoltaica, lo que supone un porcentaje bajo si se tiene en cuenta la gran cantidad de módulos que poseen la mayoría de plantas fotovoltaicas. Además hay que recalcar, como se dijo anteriormente, que la aparición de un defecto o fallo en un módulo FV aunque provoque su total inoperatividad, su efecto en la producción total de la planta no es relevante.

A continuación se muestra la Tabla 7.2, donde se recoge la distribución de incidencias contabilizadas en cada parque fotovoltaico.

Características de los parques									Campo Solar				Inversor				Cableado AC		Red Eléctrica		Sistema de monitorización		
Nombre	Año de Inicio	Nº Plantas FV	Población	Tecnología	Potencia (Mwp)	Nº Paneles	Tecnología módulo	Nº Inversores	Sustituciones de módulos	Incidentes en cableado y string	Incidentes en caja de conexión	Robos cableado	Fallo de electrónica	Fallo de comunicación	Salto de elemento de protección	Otros fallos en la operación (tarif)	Incidentes en cableado	Protecciones	Salto de protecciones	Sistema de Comunicación	Sistemas de Medida	Sistema de Seguridad	
PS Aguilár	2009	25	Escacena del Campo	Fija	2,42	10.512	Policristalino	25	71	29	25	69	14	6	52	87	15	0	8	59	6	25	20,59%
PS Almodovar	2009	2	Almodovar del Río	Fija	0,13	704	Policristalino	2	5	0	9	6	2	1	2	20	1	0	2	7	0	0	12,73%
PS ARCOS	2009	2	Arco de la Frontera	Fija	0,2	936	Policristalino	2	0	1	12	0	0	1	1	0	3	0	0	2	1	0	15,00%
PS Aznalcollar1	2009	9	Aznalcollar	Fija	0,76	5.902	Policristalino	9	9	2	18	0	6	5	20	28	2	0	1	14	6	1	19,08%
PS Carmona	2009	12	Carmona	Fija	1,4	7.784	Monocristalino	12	1	4	1	29	13	5	19	37	6	0	12	4	5	5	10,22%
PS Cartaya	2009	16	Cartaya	Fija	1,53	12.132	Policristalino	16	0	2	2	0	6	2	14	42	0	0	0	27	0	0	29,03%
PS Gibraltar	2009	14	Gibraltar	Fija	1,68	9.576	Policristalino	14	11	40	0	0	9	25	2	2	33	2	1	0	1	0	1,16%
PS La Palma	2009	15	Palma del Condado	Fija	1,68	13.249	Policristalino	15	6	2	0	29	2	0	13	17	2	2	11	36	2	0	31,67%
PS Marchena	2009	5	Marchena	Fija	0,26	2.032	Policristalino	5	0	15	4	1	3	3	32	40	1	2	2	33	0	5	30,16%
PS Puente Genil	2009	19	Puente Genil	Fija	2,113	11.300	Monocristalino	19	2	1	0	0	1	0	11	3	1	0	1	4	2	0	24,00%
Prépresur	2009	1	Fuente Palmera	Cubierta	0,723	3.360	Policristalino	6	1	1	1	0	0	0	36	25	1	0	0	0	0	0	0,00%
		124			12,896	77.487		125	106	97	72	134	56	48	202	301	65	6	38	186	23	36	17,60%

Tabla 7.2. Distribución del total de incidencias registradas en cada parque FV analizado.

En la Tabla 7.3 se presenta la tabla de contingencia en la que se muestra la asociación de dos aspectos clave en cuanto a la naturaleza de las incidencias: por un lado, estableciendo si son de carácter interno o externo a la planta según las consideraciones anteriores, y por otro, si afectan o no a la producción, dando lugar a cuatro tipos de incidencias:

- Incidencias internas que afectan a la producción.
- Incidencias internas que no afectan a la producción.
- Incidencias externas que afectan a la producción.
- Incidencias externas que no afectan a la producción.

		¿Afectan a la producción?		
		SI	NO	TOTAL
Incidencias internas	Porcentaje	75,30%	2,38%	77,67%
	numero	951	30	981
Incidencias externas	porcentaje	2,93%	19,40%	22,33%
	numero	37	245	282
TOTAL		988	275	
		78,23%	21,77%	

Tabla 7.3. Tabla de contingencia entre el carácter de las incidencias registradas y su repercusión en la producción

De esta forma, se ve claramente que el tipo de fallos e incidencias que más interesa controlar son las correspondientes a las internas que afectan a la producción, las cuáles suponen prácticamente un 75% del total de incidencias registradas.

Otro resultado positivo es que el 21,77% de las incidencias registradas no han tenido una penalización en la producción de energía, lo que ya fue comentado anteriormente y que se visualiza mejor en esta tabla. Además puede observarse también que el 22,33% de las incidencias analizadas son relativas a componentes o agentes externos a la planta. Este último punto resulta interesante para la empresa encargada de los servicios O&M, ya que este tipo de incidencias son generalmente excluibles a la hora de obtener un valor de PR de acuerdo al contrato de mantenimiento en el que se garantiza un PR promedio anual determinado.

A continuación se muestran la Ilustración 7.4 y la Tabla 7.4 en las que se ha representado gráficamente y desglosado en cada parque respectivamente la información recogida en la Tabla 7.3.

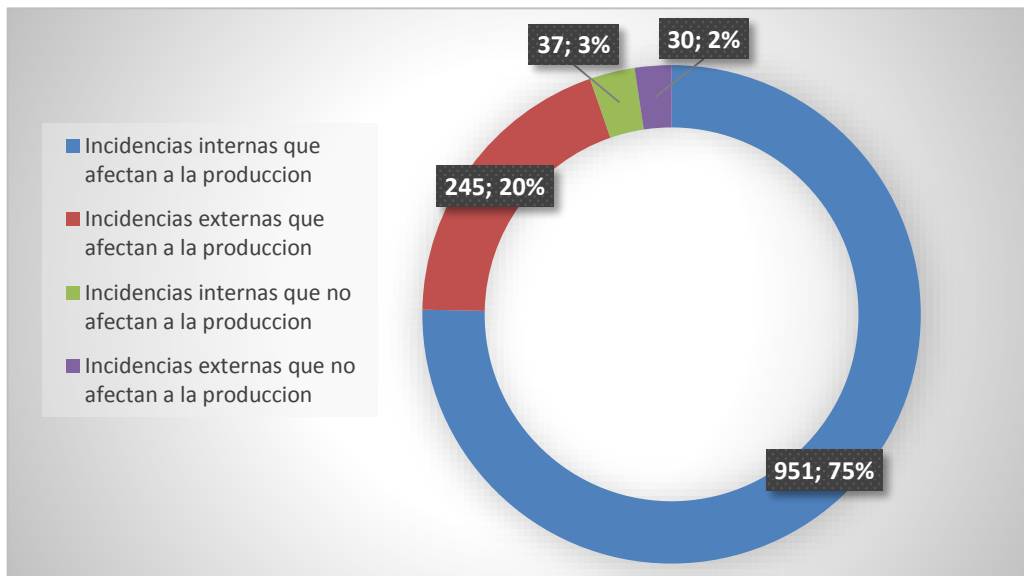


Ilustración 7.4. Representación gráfica de las proporciones de cada tipo de incidencias

Nombre	Inc. Internas		Inc. Externas	
	SI	NO	SI	NO
PS Aguilar	362	6	8	90
PS Almodovar	45	1	2	7
PS ARCOS	17	1	0	3
PS Aznalcollar 1	85	5	1	21
PS Carmona	110	5	12	14
PS Cartaya	66	2	0	27
PS Gibrleón	99	25	1	1
PS La Palma	73	0	11	38
PS Marchena	98	3	2	38
PS Puente Genil	19	0	1	6
Prefesur	65	0	0	0
Σ	1039	48	38	245
nº Inc/parque F	94,45	4,36	3,45	22,3

Σ	nº Inc/mes
466	5,55
55	0,65
21	0,25
112	1,33
141	1,68
95	1,13
126	1,50
122	1,45
141	1,68
26	0,31
65	0,77
1263	15,04
114,82	1,37

Tabla 7.4. Distribución y promedios mensuales de cada tipo de incidencias en cada parque FV

Los parques fotovoltaicos son agrupaciones de instalaciones solares fotovoltaicas de conexión a red, lo que también se conocen como plantas fotovoltaicas, que pueden pertenecer a diferentes propietarios, pero se encuentran ubicadas en el mismo emplazamiento.

En la mayoría de las ocasiones, varias plantas pertenecientes a un mismo parque poseen centros de transformación comunes, así como, la red eléctrica lógicamente, además del sistema de monitorización. Por este motivo, aunque resulte más interesante realizar el análisis de fallos e incidencias a nivel de planta, se ha decidido mostrar cómo se distribuyen las incidencias recogidas en el estudio en cada parque fotovoltaico, ya que existen incidencias que pueden aparecer en dichos elementos comunes, por lo que deben de ser consideradas a nivel de parque para no inducir a error. Por ejemplo, si se tiene un parque fotovoltaico compuesto de tres plantas monitorizadas por un único sistema de monitorización, sería difícil contabilizar un fallo en dicho sistema a nivel de planta.

Teniendo en cuenta que se han analizado las incidencias en la operación de 11 parques fotovoltaicos, desde un punto de vista estadístico, puede deducirse que, de forma general, el valor promedio de incidencias en cada parque fotovoltaico es aproximadamente 115 *inc/parque*. A su vez, considerando que la contabilización de incidencias se ha llevado a cabo durante un periodo de 84 meses, puede obtenerse el promedio mensual del número de incidencias por cada parque, el cual toma un valor de 1,37 *inc/(parque·mes)*, es decir, que según el análisis realizado, se produce una media de prácticamente 1,37 incidencias al mes en cada parque FV.

En la tabla 7.4 podemos observar como en todos los parques a excepción de Aguilar el número de incidencias mensuales medio es menor o muy poco mayor a 1,37, por lo que esta afirmación anterior se encuentra del lado de la seguridad.

7.2 Análisis y Distribución de Incidencias Internas

A continuación se procede al análisis estadístico de las incidencias de carácter interno con la finalidad de obtener resultados a nivel de planta fotovoltaica.

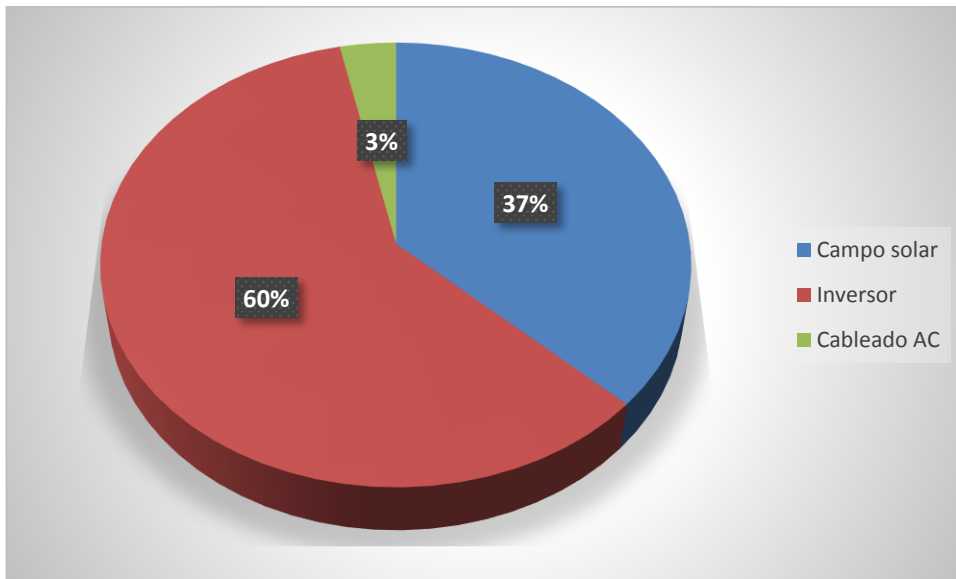


Ilustración 7.5. Porcentajes de incidencias internas registradas en cada uno de los elementos analizados

Puede observarse en la Ilustración 7.6 que el componente interno que más falla estadísticamente es el inversor con un 54,4% de las incidencias internas registradas. Hay que tener en cuenta que dicho porcentaje hace referencia a la existencia de cualquier tipo de fallo, sin embargo, posteriormente se analizará más detalladamente que parte del mismo se corresponde con incidencias menores, tal y como fallos de comunicación. Asimismo, el porcentaje de incidencias internas asociadas al campo solar es de prácticamente un 37%, las cuales como ya se ha comentado en otras ocasiones no suelen repercutir en la operación de la planta debido al inmenso tamaño del campo solar. De hecho hay que tener en cuenta que en la realidad, se producen gran cantidad de fallos y defectos en la operación del campo solar, pero la mayoría de ellos son indetectables a través de los sistemas de monitorización convencionales, por lo que únicamente a través de inspecciones periódicas y estrictas pueden detectarse aquellas de mayor relevancia. Por otra parte, se tiene aproximadamente un 3% de las incidencias internas analizadas asociadas a cableado de alterna.

Como se ha visto anteriormente se han contabilizado un total de 981 incidencias internas, por lo que desde un punto de vista estadístico, puede deducirse que el valor promedio de incidencias internas producidas por planta fotovoltaica es aproximadamente de 89 *inc/planta*.

Al igual que antes, considerando que la contabilización de incidencias se ha llevado a cabo durante un periodo de 84 meses, puede obtenerse el promedio mensual del número de incidencias internas por cada planta, el cual toma un valor de 1.059 *inc/parque·mes* , es decir, que según el presente análisis, se produce una media de más o menos de 1 incidencia de carácter interno al mes en cada planta FV, o lo que es lo mismo, se tendría una incidencia cada 30 días por parque.

7.2.1 Campo Solar

Respecto a las incidencias asociadas al campo solar se han registrado un total de 362 incidencias, entre las cuales, 92 son relativas a módulos fotovoltaicos, 59 asociadas al cableado de strings, 92 asociadas a cajas de conexión (string boxes) y 119 por robos de cableado. Excluyendo aquellas que fueron originadas por vandalismo o robo, se tendrían un total de 243 incidencias asociadas a fallos reales en el campo solar y los cuales se desglosan a continuación:

Codigos de Error	Total de incidencias	porcentaje
Sustitución de módulo FV	92	37,86%
Incidencias en cableado y strings	59	24,28%
Incidencias en caja de conexión	92	37,86%
	243	

Tabla 7.5. Incidencias del campo solar en las plantas FV analizadas

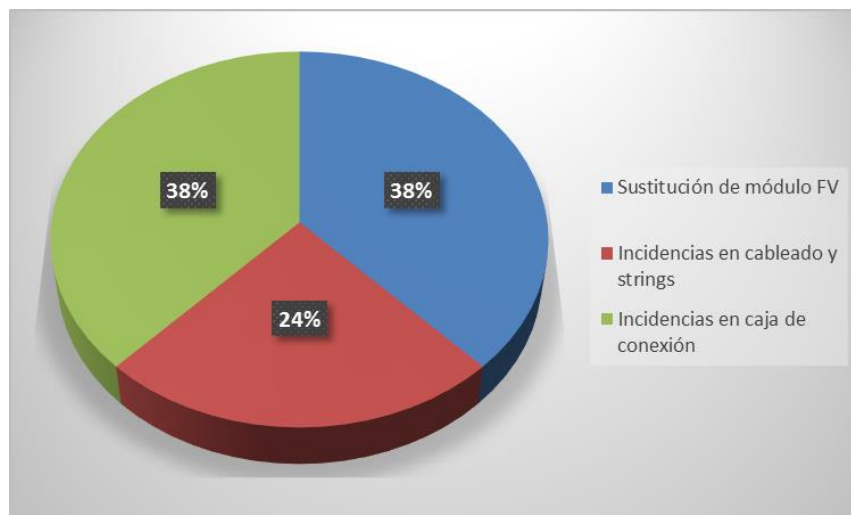


Ilustración 7.6. Incidencias Campo Solar

Puede observarse en la Tabla 7.5 que dentro del campo solar, dónde se ha dado un mayor número de fallos e incidencias, ha sido en los módulos fotovoltaicos y en las cajas de conexiones, con un 38% de las mismas. Cabe destacar que debido a que resulta muy difícil saber con exactitud cuándo se produce realmente un fallo en un módulo, se optó por contabilizar el número de módulos que han sido sustituidos en cada planta, de acuerdo a la información de la que se disponía. Cabe destacar que es normal que haya tantas incidencias en las cajas de conexiones ya que, como se describió anteriormente, en este grupo englobamos incidencias como fusibles fundidos, que como se dijo anteriormente, no es propiamente un fallo, pero lo contabilizamos de esta forma debido a que no tenemos medios para saber el origen del fallo.

También se estableció como criterio, que en el caso de que una causa externa afectara a una cantidad de módulos, como por ejemplo, casos de robo, vandalismo o accidentes por condiciones climatológicas adversas (viento), se contabilizaría dicha incidencia una sola vez, ya que si se contaran los módulos fotovoltaicos que resultan afectados podría pensarse que tales módulos han presentado fallos en su funcionamiento, lo cual resulta incierto.

El resto de incidencias asociadas al cableado suponen 24% del total de incidencias registradas. Estas 9 incidencias asociadas a fallos en el funcionamiento de módulos o paneles fotovoltaicos suponen un 9.38% de las incidencias internas detectadas y un 7.27% del total de incidencias registradas.

Como se comentó anteriormente, la producción de una planta fotovoltaica apenas se ve afectada en su producción si uno o varios módulos presentan defectos o en el peor de los casos, si no funcionan. Ya que si se observa, por ejemplo, la planta Gibrleón de dónde se han registrado un total de 11 incidencias en módulos, y suponiendo una situación hipotética en la que dichas incidencias hayan ocurrido simultáneamente, es decir, 11 módulos fotovoltaicos dejan de generar electricidad al mismo tiempo, se tiene una pérdida total de potencia pico de: $11/9576=0,11\%$. Por tanto, se comprueba que la pérdida de producción es muy pequeña y lo es más aun teniendo en cuenta además, que dichas incidencias no se producen de forma simultánea.

Por último, de forma general, puede estimarse la probabilidad de fallo de un módulo fotovoltaico de acuerdo al análisis realizado. Ya que se han tenido constancia de 92 sustituciones de módulos en 77487 módulos analizados en un periodo de 84 meses, dicha probabilidad toma un valor de 0,11 %, es decir, se tendría que sustituir 1 de cada 909 módulos FV en dicho periodo según el presente análisis.

7.2.2 Inversor

En cuanto a las incidencias de los inversores de cada planta FV analizada, se ha contabilizado un total de 586 incidencias, entre las cuales, de acuerdo con la clasificación establecida, 255 se corresponden a fallos de la electrónica del inversor, 220 a saltos de elementos de protección, 30 asociadas a fallos de monitorización y comunicación del inversor y 81 asociada a otros fallos en la operación, como los descritos en el apartado 5.2.

Codigos de Error	Total de inci	porcentaje
Fallo de electrónica	255	43,52%
Fallo de comunicación	30	5,12%
Salto de elemento de protección	220	37,54%
Otros fallos en la operación	81	13,82%
	586	

Tabla 7.6. Incidencias en Inversores en las plantas FV analizadas

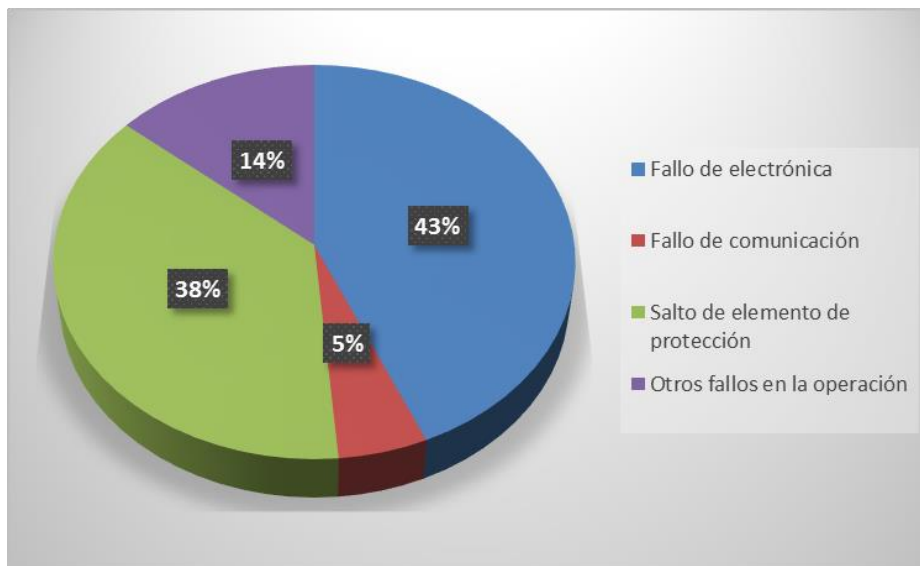


Ilustración 7.7. Incidencias en Inversores

Como podemos observar en el gráfico anterior, los fallos más usuales en los inversores son de tipo electrónico con un 43% de fallos. Estos, además, son fallos de gran relevancia debido a que usualmente provocarán una gran merma en la producción normal. Puede llegar el punto a que el inversor quede inutilizado durante varios días debido a que el elemento que falle tenga que enviarse a reparar y no halla otro en stock, lo que provocaría una gran pérdida de producción. En Segundo lugar se encuentran los saltos de elemento de protección del inversor con un 38% de los fallos o incidencias en el inversor. Como se ha mencionado anteriormente, estos no son fallos propiamente dichos, ya que el elemento protector esta haciendo bien su trabajo, que es saltar en caso de fallo, pero al no disponer de información suficiente para saber el origen de este fallo, se ha decidido contabilizarlo de esta forma. Cabe destacar que este tipo de incidencias también son de gran relevancia en cuanto a merma de producción se refiere, ya que el salto de un elemento de protección de un inversor puede incluso dejar parada una planta.

En tercer lugar encontramos otros fallos en la operación del inversor con un 14%, en los que en el apartado 5 describíamos que estábamos contabilizando en este grupo. Estos fallos también pueden provocar una gran merma de producción.

Por último, nos encontramos con los fallos de comunicación con un 5% de los fallos o incidencias registradas en el inversor. Estos no son de gran relevancia en cuanto a la producción se refieren, ya que no van a provocar una merma de producción.

De la misma forma que hemos hecho anteriormente, se han contabilizado un total de 586 fallos durante los 84 meses en los que hemos realizado este estudio, lo que hace un total 7 fallos mensuales y un total de 0,63 fallos por planta y mes. Esto es, cada 1,57 meses se registraría 1 incidencia por planta.

7.2.3 Cableado AC

Codigos de Error	Total de inci	porcentaje
Incidencias en cableado AC	31	93,94%
Protecciones AC	2	6,06%
	33	

Tabla. 7.7. Incidencias en cableado AC

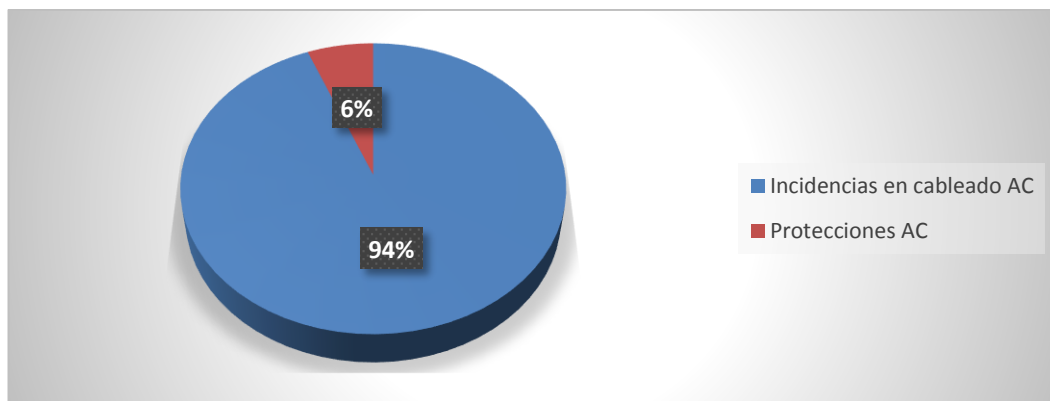


Ilustración 7.8 Incidencias en cableado AC

En el apartado 5 vimos lo que se incluían en cada uno de estos dos subgrupos. Como podemos observar en la tabla anterior, el 94% representa a las incidencias en cableado AC, que recogen incidencias como el fallo en el embarrado o averías generales en la línea. Con un 4% de las incidencias totales se encuentran los saltos de protecciones de AC. Cabe destacar que estas incidencias si provocaran en mayor o menor medida una merma en la producción, y es que el salto de una protección de AC puede llegar incluso a parar una planta.

8 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON EL PROYECTO DE ANTONIO PALOMO

A continuación se realizará una breve comparación de los resultados obtenidos, con los que obtuvo Antonio Palomo en su Trabajo de final de Carrera llamado “*Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas*”.

Existen varias diferencias entre ambos proyectos como por ejemplo el periodo de tiempo estudiado. Mientras que en el proyecto de Antonio se ha elegido un periodo de 15 meses, en el proyecto que os presento se ha elegido un periodo de 84 meses, lo que nos aportará una mayor fiabilidad en las conclusiones y soluciones que se extraen. Además, para la realización de este proyecto, todos los parques que se han elegido tienen los módulos de la misma tecnología (Silicio) y en los de Antonio son de distinta tecnología.

Es importante destacar que en el caso de las plantas elegidas por Antonio cada una de estas plantas tiene su propio Centro de Transformación, en nuestro caso, y al tratarse de plantas más pequeñas, no tendrán Centro de Transformación propio. Esta diferencia la veremos en la discretización que hace Antonio para realizar su análisis.

Con todo esto procedemos a hacer la comparación:

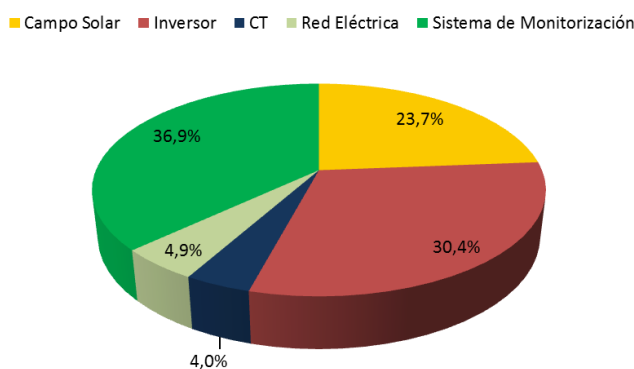


Ilustración 8.1 Distribución de incidencias registradas asociadas a los diferentes elementos de una instalación FV por Antonio Palomo

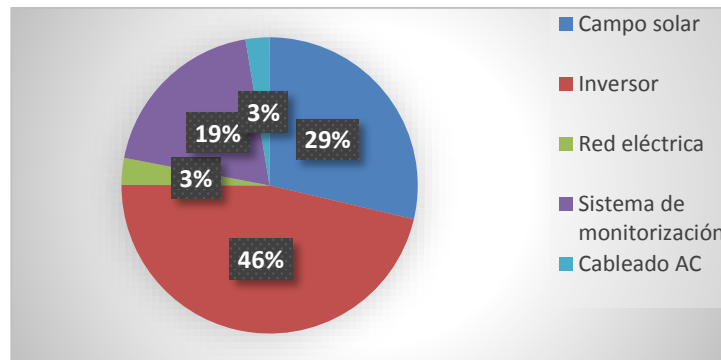


Ilustración 8.2 Distribución de incidencias registradas asociadas a los diferentes elementos de una instalación FV por José Zambrano

Podemos observar como en el caso de Antonio Palomo, el elemento que registra mayor porcentaje de incidencias es el sistema de monitorización con un 36,9 % de las incidencias/fallos registrados, seguido del inversor con un 30,4% y del campo solar con un 23,7%. En nuestro caso, el elemento que más incidencias registra es el inversor con bastante diferencia sobre el que le precede, que es el campo solar (46% y 29% respectivamente).

Como punto en común podemos observar que las incidencias en la red eléctrica suponen un bajo tanto por ciento de todas las incidencias registradas. A esto le podemos dar una respuesta lógica, y es que red eléctrica debe garantizar un alto tiempo de funcionamiento.

Por tanto, de esta comparación, no podemos extraer unas conclusiones comunes.

Como bien hemos comentado antes, con la realización de este proyecto se ha conseguido aumentar la fiabilidad de los resultados obtenidos y a aproximarnos más al comportamiento real de una planta fotovoltaica media de estas características ya que hemos multiplicado casi en 6 veces el periodo de tiempo en el cual se había hecho el estudio.

9 CONCLUSIONES

De acuerdo con las estadísticas y gráficas obtenidas a lo largo del presente proyecto podemos obtener una serie de conclusiones que podrán servir para tener presente el tipo de incidencias que pueden aparecer en los elementos que forman parte de una planta fotovoltaica, así como la probabilidad de que estos ocurran.

Además, las conclusiones a las que se han llegado en este proyecto podrán servir como base para futuras líneas de innovación en materia de fotovoltaica, como la incorporación de un plan de mantenimiento predictivo, aportándonos información como la criticidad de los componentes de una instalación fotovoltaica.

Se concluyen los siguientes resultados generales:

Durante los 84 meses de estudio se han registrado 1263 incidencias. De estas, la mayor parte se dan en el inversor (un 46%) y las que menos en la red eléctrica (un 3%).

De todas las incidencias que se han registrado en la instalación se extraen las siguientes conclusiones:

- La instalación solar fotovoltaica es la responsable del 78% de las incidencias que se han registrado durante este periodo.
- Por otro lado, el 22% de las incidencias son debidas a causas que podríamos llamar “ajenas” a la instalación fotovoltaica.
- Como se ha comentado anteriormente, se han registrado un total de 1263 incidencias en un periodo de 7 años, en un total de 11 parques fotovoltaicos. Esto supone una incidencia cada 21.89 días y parque.
- El 78,23% de las incidencias afectan a la producción, lo que implica que se produzca una incidencia de este tipo cada 28,05 días y parque.
- Se tiene un total de 951 incidencias internas en dicho período de 84 meses lo que supone el 77,67% del total de incidencias. Se tratan de las incidencias asociadas a fallos en el campo solar, inversor o grupo de inversores y cableado AC.
- De todas las incidencias que se han registrado, solo un 7,28% se deben a la tecnología fotovoltaica, siendo la tecnología eléctrica la causante de más incidencias con un 31,99%. Dentro de la tecnología fotovoltaica, se han tenido constancia de 92 sustituciones de módulos en un periodo de 84 meses, lo que nos dice que se tendría que sustituir 1 de cada 909 módulos. De la misma forma, otra conclusión que se extrae es que habría que cambiar 1 módulo cada 10 meses por parque (suponiendo que cada incidencia solo implicara la sustitución de un único módulo, como explicamos anteriormente).
- Por otro lado aproximadamente un 46% de las incidencias corresponden al inversor fotovoltaico, como ya se comentó anteriormente, de las cuales un 94,88% de estas afectan a la producción.

10 LÍNEAS DE FUTURO TRABAJO

A continuación se propondrán una serie de futuras líneas de trabajo en relación al estudio llevado a cabo en el presente proyecto que permitan analizar con mayor profundidad los tipos de fallos e incidencias y las pérdidas de energía correspondiente que aparecen en la tecnología fotovoltaica.

Como se ha comentado anteriormente, el enfoque elegido a lo largo del desarrollo del presente estudio ha dependido en todo momento del tipo de información disponible, orientando el análisis de fallos e incidencias de acuerdo a determinadas necesidades en el ámbito profesional. Por tanto, para obtener una mejor visión del objeto de estudio en cuestión, se tienen las siguientes consideraciones de cara a futuros análisis:

- Desde el punto de vista estadístico y siguiendo el mismo enfoque de este estudio, si se analizara un mayor número de parques y plantas fotovoltaicas, se podría aumentar la casuística y de esta forma obtener unos valores de la distribución de incidencias que tienen lugar en cada uno de los componentes que conforma una instalación fotovoltaica de manera más precisa, teniendo mayor fiabilidad los datos obtenidos.
- En relación con la tecnología fotovoltaica, se tiene constancia de la dificultad que supone conocer de forma exacta cuándo se produce un fallo o incidencia en un módulo fotovoltaico, ya que la merma que esto provoca puede pasar inadvertida. Por tanto, si se tuviera un control más riguroso de los fallos que se producen en los módulos FV de una planta, como la detección de roturas en los vidrios o la existencia de puntos calientes, además de conocer el número de módulos que son sustituidos y por tanto resultan fallidos, podría determinarse de forma más exacta la fiabilidad de los mismos durante su operación.
- Respecto a los equipos de inversión de potencia, para obtener mejores conclusiones acerca de la fiabilidad de los mismos en función del tamaño, sería recomendable un análisis en función de las horas de operación. De esta forma se conocería, además de cuando un inversor se para o arranca más tarde, el tiempo que dura dicho fallo y por tanto, el tiempo que el inversor no ha producido. Al final de dicho análisis, se tendría un total de horas de operación por inversor y por unidad de tiempo (mes, año, etc.) frente al total de horas de sol disponibles y en las que dicho inversor debería haber estado operando, pudiendo estimar la fiabilidad del mismo con mayor exactitud. Este enfoque sería interesante, ya que determinaría qué proporción de horas de sol, el inversor ha operado correctamente y por tanto no ha presentado ninguna deficiencia.
- Disponer de más datos importantes de operación de la planta, como por ejemplo el tiempo de parada cada vez que se produce el fallo. De esta forma se podrían analizar la criticidad

de los fallos y la merma de producción que provocas estos fallos. Esto es debido a que habrá fallos que afecten en gran medida a la producción de la planta, incluso pudiéndola dejar parada, y en cambio otros que provoquen una mínima merma en la producción.

- Además, disponiendo de estos otros datos, como pudieran ser la temperatura de los inversores, el ruido, etc... se podría analizar la causa de los fallos, para así poder aplicar el nombrado mantenimiento predictivo, mediante el cual nos podríamos anticipar al fallo del elemento en cuestión. De hecho, muchos de estos datos normalmente son medidos constantemente, como la temperatura del inversor, pero no son recogidos y mucho menos analizados.
- Otra posible vía de trabajo que podría ser interesante sería el realizar el análisis de incidencias discretizando también por marca y modelo., permitiendo hacer una comparativa del tiempo medio entre fallos.

Sería interesante establecer una metodología en el sistema de recogida de información del seguimiento a diario de una central fotovoltaica para que esta esté ordenada y sea fácil de analizar.

Como se ha comentado anteriormente, si todas las consideraciones anteriores se llevan a cabo para un número considerable de plantas fotovoltaicas, el análisis gozaría de mayor rigor y credibilidad.

REFERENCIAS

1. *Photovoltaics - A Path to Sustainable Futures*. **Pearce, Joshua**. Futures 34, 663-674, Pennsylvania : s.n., 2002.
2. *Real Decreto 1578/08 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/07*. 2008.
3. «*Global Market Outlook for PV until 2016*». **EPIA**. 2012.
4. **Photon**. Photon.info. *Spain added just 7 MW of PV capacity in 2014*. [En línea] 2015. http://www.photon.info/photon_news_detail_en.photon?id=90684.
5. **Sun Edison**. [En línea] <http://www.sunedison.es/energia-solar-fotovoltaica/ventajas.html>.
6. **Lillo Bravo, Isidoro**. *TEORIA, PROBLEMAS Y EXAMENES DE LA ASIGNATURA "Energías Renovables"*. Sevilla : Universidad de Sevilla.
7. **Ingemecanica**. Ingemecánica. *Tutorial N° 192 - Instalación Solar Fotovoltaica para vivienda*. [En línea] <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>.
8. **Solar Web**. Solar Web. *Autoconsumo Fotovoltaico*. [En línea] <http://www.solarweb.net/fotovoltaica/autoconsumo.php>.
9. **Sitio Solar**. Sitio Solar.com - Portal de Energías Renovables. *El autoconsumo fotovoltaico inyectado a red*. [En línea] <http://www.sitiosolar.com/el-autoconsumo-fotovoltaico-inyectado-a-red/>.
10. **Creara. Energy Experts**. *SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON AUTOCONSUMO ELÉCTRICIDAD*. Madrid : s.n., 2015.
11. **UNESA**. UNESA-Asociación Española de la Industrial Eléctrica. *Central Fotovoltaica*. [En línea] <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1345-central-fotovoltaica>.
12. **Alonso García, Mª del Carmen**. *Módulo: Energía Solar Fotovoltaica - El Generador Fotovoltaico*. s.l. : EOI, 2006.
13. **BOE**. *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)*. 2002.
14. **Opex Energy**. Opex Energy. [En línea] http://opex-energy.com/fotovoltaica/componentes_fotovoltaicos.html#2._INVERSOR.

-
15. **L. Barberá, A. Crespo, P.Viveros, A. Arata** “The graphical analysis for maintenance management method: A quantitative graphical analysis to support maintenance management decision making”. *Quality and Reliability Engineering International* (DOI: 10.1002/qre.1296).
16. **L. Barberá, A. Crespo, V.González, R. Stegmaier, P.Viveros**, “Análisis del gráfico Nelson-Aalen Modificado como soporte a la toma de decisiones en la gestión global del mantenimiento”. *Revista Ingeniería y Gestión del Mantenimiento*.
17. **Palomo Hijano, Antonio**. *Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas*. [En línea] http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5666/fichero/PFC-Antonio+Palomo_DEF.pdf
18. **Martínez González Pablo**. *Evaluación de Pérdidas de Energía en la Operación de Plantas Fotovoltaicas*.
19. Base de datos de **Irradia Energía y Solar Service S.L**

