

# Proyecto Fin de Carrera

## Ingeniería Industrial



# Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas

Autor: Antonio Palomo Hijano

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





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería Industrial

# **Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas**

Autor:

Antonio Palomo Hijano

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



Proyecto Fin de Carrera: Análisis Estadístico de Incidencias en la Operación de Plantas Fotovoltaicas

Autor: Antonio Palomo Hijano

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*



# Agradecimientos

---

Como dice el refrán “*Es de bien nacido, ser agradecido*”, por lo que llegado este momento tan especial, en el que uno escribe estas líneas, para todo aquel que decide emprender una ingeniería, no me queda más remedio que dar las gracias a todas las personas que me han apoyado: a mi familia, mi novia, amigos y compañeros de clase. Sin embargo, quisiera hacer una mención especial a mis padres, a quienes agradezco el apoyo incondicional que en todo momento he recibido día tras día, asignatura tras asignatura y curso tras curso, además del esfuerzo realizado, ya que sin él no habría podido tener esta gran oportunidad, para mi provecho como persona y de la cual, les estaré eternamente agradecido.

*Antonio Palomo Hijano*

*Sevilla, 2016*



En cuanto al contenido del presente proyecto, en primer lugar y a modo de preámbulo, en el capítulo 1 se presenta una breve introducción a la energía solar fotovoltaica, seguido del capítulo 3, en el que se describen de forma general las características de las instalaciones fotovoltaicas, atendiendo a componentes, configuraciones existentes y tipologías, centrándose por último mediante el capítulo 4 en la descripción de las centrales o plantas fotovoltaicas, objeto de estudio de este proyecto.

A continuación se establecerán los criterios para llevar a cabo la contabilización y clasificación de fallos e incidencias en el capítulo 5. En el capítulo 6 se describirán las características de los parques y plantas FV analizadas para posteriormente proceder al correspondiente análisis estadístico de los fallos e incidencias registradas en el capítulo 7, en el que a través de diferentes enfoques, se visualizarán las distribuciones de dichas incidencias analizando cada componente por separado y tratando de determinar cuáles son los elementos que presentan una mayor frecuencia, y por tanto, probabilidad de fallo atendiendo a diferentes aspectos que caracterizan a dichos elementos. Además se analizará en qué medida afectan las incidencias a los ratios de operación (rendimiento energético y PR) de algunas de las plantas consideradas. Finalmente, en el capítulo 8 se recogerán de forma resumida las conclusiones y resultados más importantes, terminando con la descripción de posibles líneas de futuro trabajo relacionadas con este estudio en el capítulo 9.



# Abstract

---

The purpose of this project is to determine the real reliability of photovoltaic solar systems through statistical analysis of failures and incidents in different PV plants using the real O&M follow-up data. In order to do this, an amount of 17 photovoltaic parks, divided in 24 PV plants, which present a strict and rigorous incidents control, will be analyzed. The reason, that made it possible this project, was a job experience in the photovoltaic energy area where I was responsible for detecting and controlling failures and incidents that appeared in these PV plants. Due to the great variety of PV plant typologies, the analysis will have a general treatment in order to reach a global vision of frequency and distribution of incidents and technical problems in this kind of renewable energy generation systems.



# Prefacio

---

La razón principal por la que decidí abordar este proyecto de fin de carrera, fue básicamente, debido a la oportunidad que tuve de trabajar como becario en una empresa, la cual desarrolla su actividad en el sector de la energía solar fotovoltaica, ya que se dedica fundamentalmente a gestionar y asesorar, tanto en el ámbito técnico como económico-financiero, este tipo de instalaciones de generación de energía eléctrica.

Durante esta etapa, formé parte del departamento técnico y una de mis principales funciones era realizar el seguimiento de los servicios O&M de diferentes plantas fotovoltaicas localizadas en multitud de emplazamientos distribuidos por España e Italia, encargándome entre otras labores de la diagnosis y control de incidencias y fallos técnicos existentes, por lo que con el objeto de aprovechar tal experiencia de cara a la realización del proyecto de fin de carrera, me pareció interesante realizar un estudio sobre la frecuencia con la que aparecen determinados fallos e incidencias en las plantas fotovoltaicas, con el fin de establecer una clasificación y análisis estadístico de las mismas, que permita determinar de una forma experimental la fiabilidad de estos sistemas.



<b>Agradecimientos</b>	<b>i</b>
<b>Resumen</b>	<b>iii</b>
<b>Abstract</b>	<b>v</b>
<b>Prefacio</b>	<b>vii</b>
<b>Índice</b>	<b>ix</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xi</b>
<b>Índice de Ilustraciones</b>	<b>xiii</b>
<b>Notación</b>	<b>xvii</b>
<b>1 Introducción a la Energía Solar Fotovoltaica</b>	<b>1</b>
<b>2 Objeto del proyecto</b>	<b>1</b>
<b>3 Instalaciones Fotovoltaicas</b>	<b>3</b>
3.1 <i>Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas</i>	3
3.2 <i>Instalaciones Fotovoltaicas de Conexión a Red</i>	5
3.2.1 Centrales Fotovoltaicas	6
3.2.2 Instalaciones Fotovoltaicas de Autoconsumo	7
<b>4 Centrales Fotovoltaicas. Componentes</b>	<b>11</b>
4.1 <i>Componentes de las Centrales Fotovoltaicas</i>	12
4.1.1 Generador Fotovoltaico: Campo Solar	12
4.1.1.1 Célula Solar	12
4.1.1.2 Módulo o Panel Fotovoltaico	15
4.1.1.3 Sistema Mecánico de Seguimiento Solar	17
4.1.1.4 Strings y Cajas de Conexión	17
4.1.2 Sistema de conversión de Potencia: Inversor	18
4.1.3 Centro de Transformación	21
4.1.4 Otros Elementos	22
4.1.4.1 Sistema de Monitorización	22
4.1.4.2 Estación Meteorológica	23
<b>5 Clasificación de Fallos e Incidencias</b>	<b>25</b>
5.1 <i>Incidencias en el Campo Solar</i>	27
5.2 <i>Incidencias en el Inversor</i>	28

5.3	<i>Incidencias en el Centro de Transformación</i>	29
5.4	<i>Incidencias en la Red Eléctrica</i>	30
5.5	<i>Incidencias en el Sistema de Monitorización</i>	30
<b>6</b>	<b>Descripción de las Plantas Fotovoltaicas Objeto de Estudio</b>	<b>33</b>
<b>7</b>	<b>Análisis Estadístico de Incidencias Registradas</b>	<b>37</b>
7.1	<i>Análisis y Distribución del Total de Incidencias</i>	38
7.2	<i>Análisis y Distribución de Incidencias Internas</i>	46
7.2.1	Campo Solar	49
7.2.2	Inversor	51
7.2.3	Centro de Transformación	58
7.3	<i>Análisis de Ratios de Operación</i>	58
<b>8</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>65</b>
<b>9</b>	<b>Líneas de Futuro Trabajo</b>	<b>67</b>
	<b>Referencias</b>	<b>69</b>
	<b>Anexos</b>	<b>71</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

<b>Tabla 6.1.</b> Características de las plantas FV analizadas.	35
<b>Tabla 7.1.</b> Distribución de frecuencias de las incidencias registradas.	39
<b>Tabla 7.2.</b> Distribución del total de incidencias registradas en cada parque FV analizado.	41
<b>Tabla 7.3.</b> Tabla de contingencia entre el carácter de las incidencias registradas y su repercusión en la producción.	42
<b>Tabla 7.4.</b> Distribución y promedios mensuales de cada tipo de incidencias en cada parque FV.	44
<b>Tabla 7.5.</b> Cantidad y promedio mensual de cada tipo de incidencias en cada parque FV analizadas de forma independiente.	45
<b>Tabla 7.6.</b> Distribución del total de incidencias registradas en cada planta FV analizada.	48
<b>Tabla 7.7.</b> Incidencias del campo solar en las plantas FV analizadas.	49
<b>Tabla 7.8.</b> Incidencias en Inversores en las plantas FV analizadas.	51
<b>Tabla 7.9.</b> Inversores en función del número de incidencias existentes.	52
<b>Tabla 7.10.</b> Distribución de frecuencias de inversores e incidencias.	53
<b>Tabla 7.11.</b> Incidencias en inversores según potencia nominal.	57
<b>Tabla 7.12.</b> Comparativa de los ratios de operación de las plantas seleccionadas.	60
<b>Tabla 7.13.</b> Relación del número de incidencias que afectan a la producción y los ratios de rendimiento.	62



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

---

<b>Ilustración 3.1.</b> Esquema básico de una instalación FV para una vivienda aislada.	4
<b>Ilustración 3.2.</b> Esquema Instalación FV Mixta (Grupo eólico y electrógeno).	5
<b>Ilustración 3.3.</b> Esquema general Instalación FV conectada a la red para generación de energía (Central Fotovoltaica).	6
<b>Ilustración 3.4.</b> Fotografía de una planta fotovoltaica: Amanecer Solar CAP, 100 MW (Chile).	6
<b>Ilustración 3.5.</b> Esquema Instalación FV conectada a la red (Usuario particular).	7
<b>Ilustración 3.6.</b> Esquema Instalación FV conectada a la red con autoconsumo en forma de Balance Neto.	8
<b>Ilustración 4.1.</b> Esquema de una central fotovoltaica.	11
<b>Ilustración 4.2.</b> Curva Característica (I-V) de una célula solar.	12
<b>Ilustración 4.3.</b> Influencia de la Irradiancia en la curva I-V (T cte).	13
<b>Ilustración 4.4.</b> Influencia de la Temperatura en la curva I-V (I cte).	14
<b>Ilustración 4.5.</b> Módulo fotovoltaico comercial.	15
<b>Ilustración 4.6.</b> Componentes constructivos de un módulo FV.	16
<b>Ilustración 4.7.</b> Esquema básico del conexionado de un string a una caja de conexión (String box).	18
<b>Ilustración 4.8.</b> Centro de Transformación (Transformador y celdas de protección).	21
<b>Ilustración 5.1.</b> Visión telescópica de las incidencias.	25
<b>Ilustración 5.2.</b> Zonificación interna y externa de una instalación FV.	27
<b>Ilustración 5.3.</b> Esquema del sistema de monitorización de una planta FV.	30
<b>Ilustración 6.1.</b> Localización de los parques FV objeto de estudio (17 en total).	33
<b>Ilustración 7.1.</b> Porcentajes de incidencias registradas en cada uno de los elementos analizados.	38
<b>Ilustración 7.2.</b> Porcentajes de los diferentes tipos de incidencias registradas.	39
<b>Ilustración 7.3.</b> Índice o probabilidad de fallo de los diferentes elementos de una planta FV en función de la tecnología.	40
<b>Ilustración 7.4.</b> Representación gráfica de las proporciones de cada tipo de incidencias.	43

<b>Ilustración 7.5.</b> Desglose de fallos analizados del gráfico de la Ilustración 7.4.	43
<b>Ilustración 7.6.</b> Porcentajes de incidencias internas registradas en cada uno de los elementos analizados.	46
<b>Ilustración 7.7.</b> Porcentajes de los diferentes tipos de incidencias internas registradas.	47
<b>Ilustración 7.8.</b> Incidencias Campo Solar	49
<b>Ilustración 7.9.</b> N° de incidencias en módulos FV registradas frente al n° de módulos FV en cada planta analizada.	50
<b>Ilustración 7.10.</b> Incidencias en Inversores	51
<b>Ilustración 7.11.</b> Función de densidad de probabilidad (Frecuencia relativa de la muestra)	53
<b>Ilustración 7.12.</b> Función de distribución de probabilidad. (Frecuencia relativa acumulada de la muestra)	54
<b>Ilustración 7.13.</b> Distribución de incidencias en inversores analizados	55
<b>Ilustración 7.14.</b> Representación gráfica del número de inversores frente al número de incidencias que presentan.	56
<b>Ilustración 7.15.</b> Gráfico del PR y RE promedios durante el periodo de estudio de las plantas seleccionadas.	61
<b>Ilustración 7.16.</b> Gráfico del número de incidencias que afectan a la producción registradas en las plantas seleccionadas.	61
<b>Ilustración 0.1.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV S.	72
<b>Ilustración 0.2.</b> Producciones mensuales de las plantas FV S1 y S2 del parque FV S.	72
<b>Ilustración 0.3.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV C.	73
<b>Ilustración 0.4.</b> Producciones mensuales de las plantas FV C1 del parque FV C.	73
<b>Ilustración 0.5.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV V.	74
<b>Ilustración 0.6.</b> Producciones mensuales de las plantas FV V1, V2 y V3 del parque FV V.	74
<b>Ilustración 0.7.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV A.	75
<b>Ilustración 0.8.</b> Producciones mensuales de la planta FV A1 del parque FV A.	75
<b>Ilustración 0.9.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV MA.	76
<b>Ilustración 0.10.</b> Producciones mensuales de la planta FV MA1 del parque FV MA.	76
<b>Ilustración 0.11.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV MB.	77
<b>Ilustración 0.12.</b> Producciones mensuales de la planta FV MB1 del parque FV MB.	77
<b>Ilustración 0.13.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV MC.	78

<b>Ilustración 0.14.</b> Producciones mensuales de la planta FV MC1 del parque FV MC.	78
<b>Ilustración 0.15.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV CR.	79
<b>Ilustración 0.16.</b> Producciones mensuales de las plantas FV CR1 del parque FV CR.	79
<b>Ilustración 0.17.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV D.	80
<b>Ilustración 0.18.</b> Producciones mensuales de las plantas FV D1 del parque FV D.	80
<b>Ilustración 0.19.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV PP.	81
<b>Ilustración 0.20.</b> Producciones mensuales de las plantas FV PP1 del parque FV PP.	81
<b>Ilustración 0.21.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV P2.	82
<b>Ilustración 0.22.</b> Producciones mensuales de las plantas FV P21 del parque FV P2.	82
<b>Ilustración 0.23.</b> Valores mensuales de irradiancia en el parque FV P3.	83
<b>Ilustración 0.24.</b> Producciones mensuales de las plantas FV P31 del parque FV P3.	83



## Unidades físicas

KW	Kilovatio
MW	Megavatio
Wp	Vatio pico
W/m <sup>2</sup>	Vatios por metro cuadrado
W/cm <sup>2</sup>	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
I <sub>sc</sub>	Intensidad de cortocircuito
V <sub>oc</sub>	Tensión de circuito abierto
P <sub>p</sub> – P <sub>MPP</sub>	Potencia pico
I <sub>M</sub>	Intensidad en el punto de máxima potencia
V <sub>M</sub>	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 FOTVOLTAICA

---

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) y 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 CO<sub>2</sub> 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 atractiva económicamente.

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

---

**E**l objeto de este proyecto es conocer la fiabilidad real de las plantas fotovoltaicas mediante el análisis estadístico de fallos e incidencias de una serie de plantas con tipologías diferentes, a partir de los datos de seguimiento de O&M reales de las mismas. Para ello se procederá al análisis de 218 instalaciones fotovoltaicas (inversores), repartidas en 24 plantas contenidas a su vez en 17 parques fotovoltaicos de diferentes potencias (40 MWp en total aproximadamente). Se ha tomado como horizonte temporal para dicho análisis el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de marzo de 2015 (15 meses).

La selección de parques se ha realizado teniendo en cuenta la rigurosidad del seguimiento durante la operación de los mismos de acuerdo a los procedimientos y directrices establecidas en la empresa en cuestión. De esta manera, se abordará un análisis general en el que además quedará reflejada la fiabilidad ante la posibilidad de fallo de la tecnología fotovoltaica.

Una de las diferentes formas de emprender un análisis de fallos de este tipo de sistemas, se tiene considerando el histórico de alarmas registradas por el sistema telemático de monitorización de diferentes parques o plantas FV. Sin embargo, es cierto que una gran proporción de las alarmas que registran estos sistemas son falsas, ya que suelen detectar anomalías o pequeños defectos en la operación de determinados equipos en función de los rangos en los que se mueven una serie de parámetros de control, que en ocasiones no manifiesta una incidencia o fallo real de dicho componente. Por tanto, el enfoque de este proyecto se diferencia del anterior, ya que se centra en analizar y estudiar únicamente las incidencias y fallos que realmente se manifiestan y que afectan de forma parcial o total al funcionamiento normal de la planta FV, lo que permite determinar con mayor exactitud la frecuencia de fallo y por tanto, la fiabilidad de este tipo instalaciones.

Por tanto, 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, ya que se analizarán instalaciones muy diversas. 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.



# 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 el ser humano aún no ha descubierto ningún procedimiento de almacenar la electricidad en cantidades adecuadas.

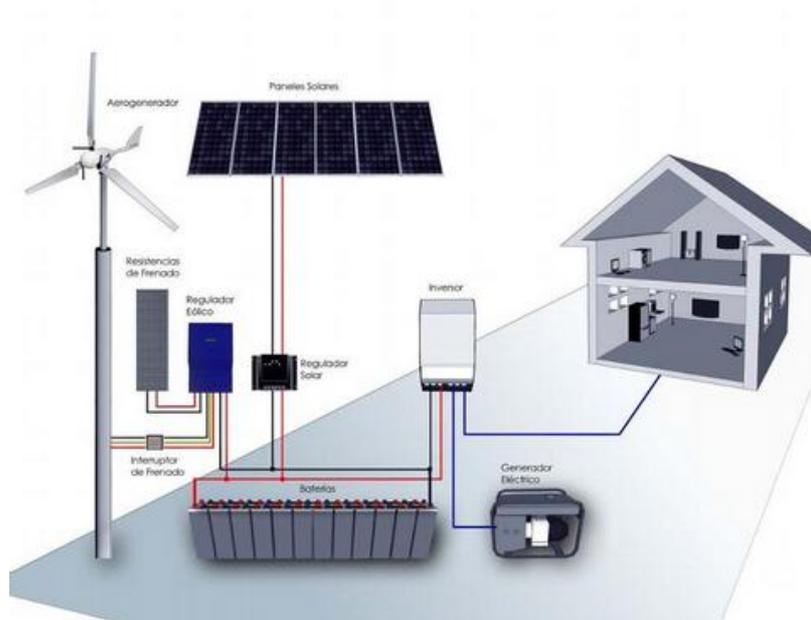
En las instalaciones para viviendas aisladas, la acumulación de energía mediante baterías es estrictamente necesaria para el consumo de energía en instantes o intervalos en los que la radiación solar sea escasa (nubosidad, lluvia, adversas condiciones atmosféricas en general) o nula (periodos nocturnos).

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 Fotovoltaicas de Conexión a Red

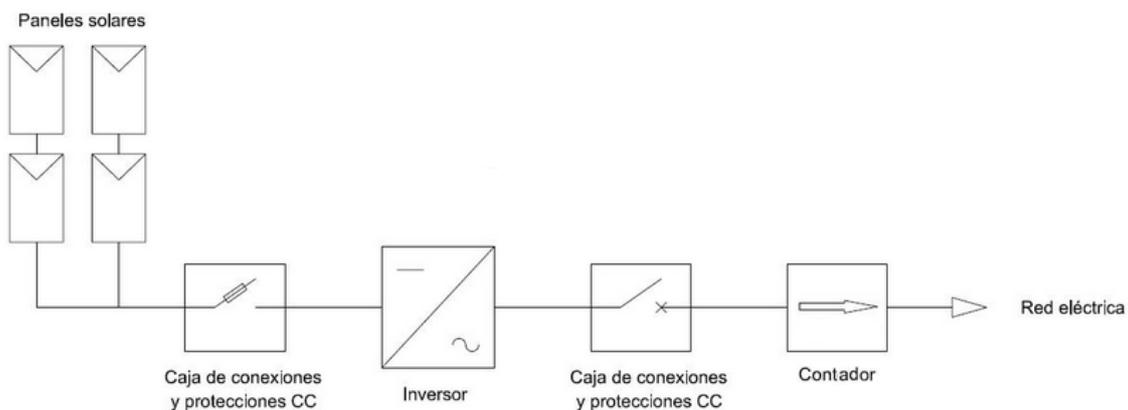
Por otro lado, se tienen las *instalaciones fotovoltaicas de conexión a red*, en las cuales existe la presencia de la red eléctrica convencional. A su vez, en este grupo se puede distinguir entre dos tipos de instalaciones:

### 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.



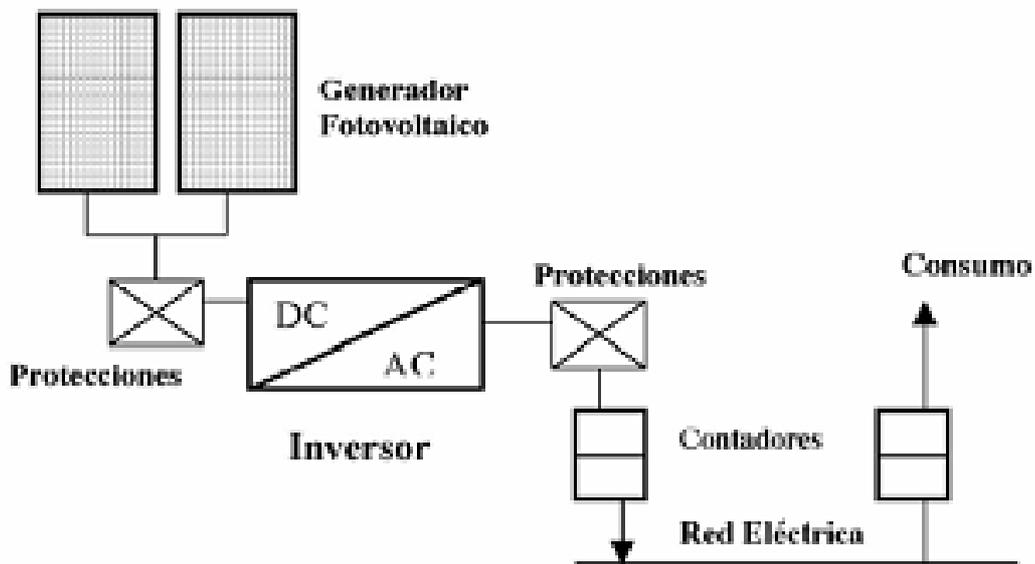
**Ilustración 3.4.** Fotografía de una planta fotovoltaica: Amanecer Solar CAP, 100 MW (Chile).

### 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.

Inicialmente 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.



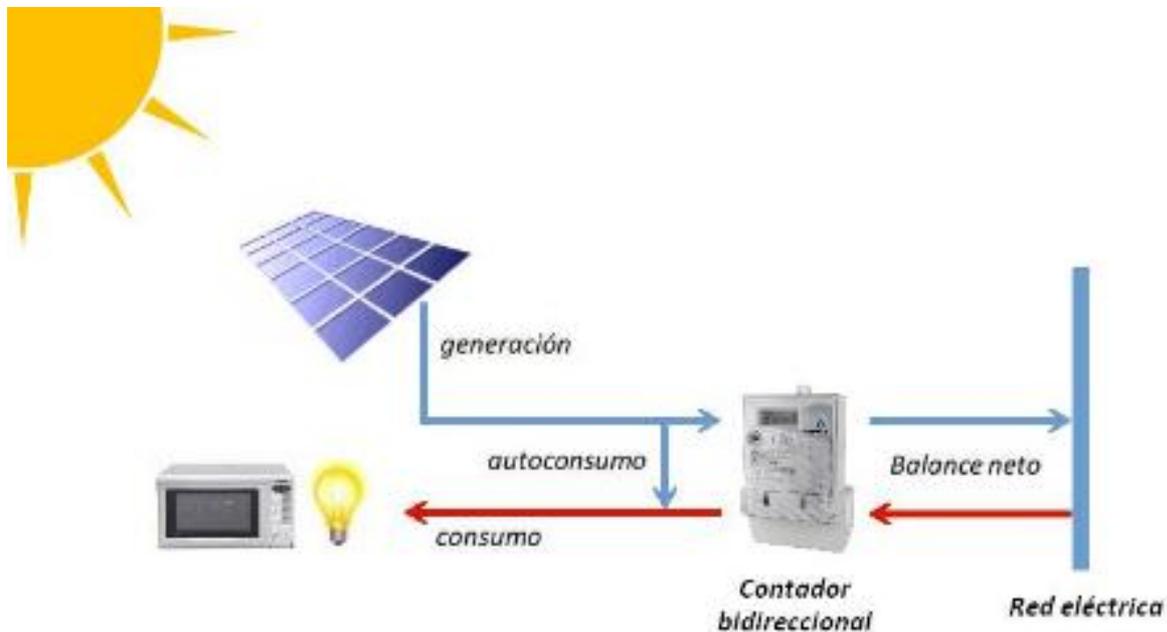
**Ilustración 3.5.** Esquema Instalación FV conectada a la red (Usuario particular).

Sin embargo, a finales de 2011, España aprobó un Real Decreto que autoriza el autoconsumo y abre enormes expectativas.

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, 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 acogiéndose 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).

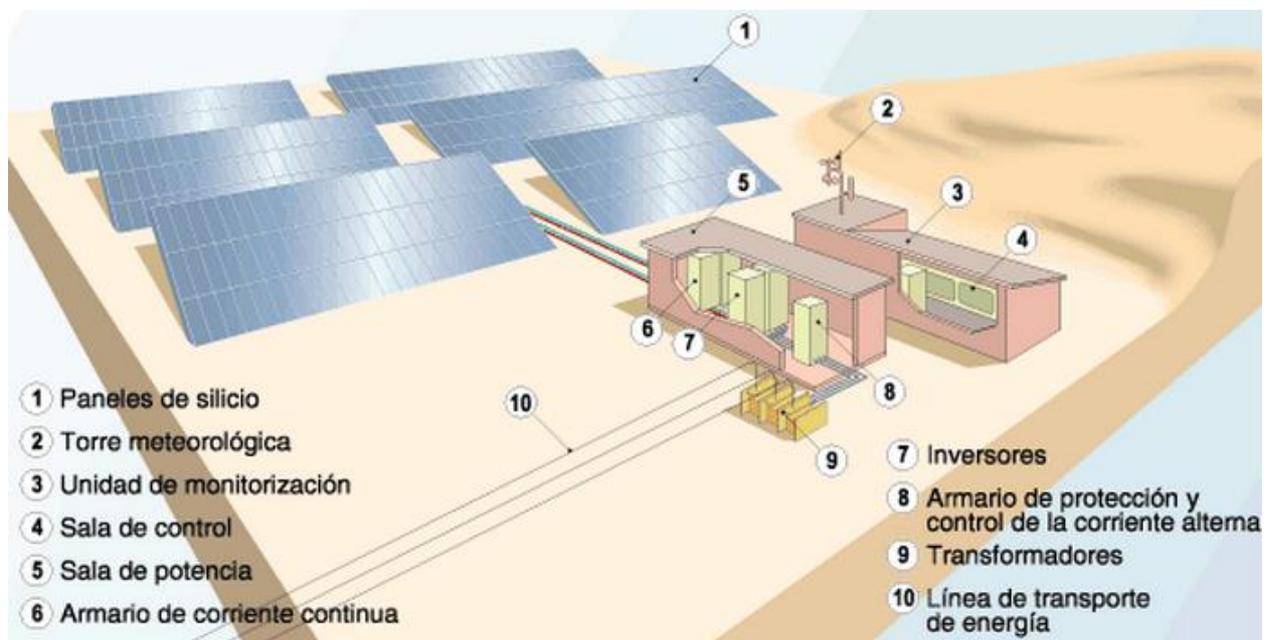
No se profundizará más en cuanto a las condiciones y limitaciones del nuevo RD de autoconsumo ya que no se trata del objeto del presente proyecto.



# 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. (11)

## 4.1 Componentes de las Centrales Fotovoltaicas

### 4.1.1 Generador Fotovoltaico: Campo Solar

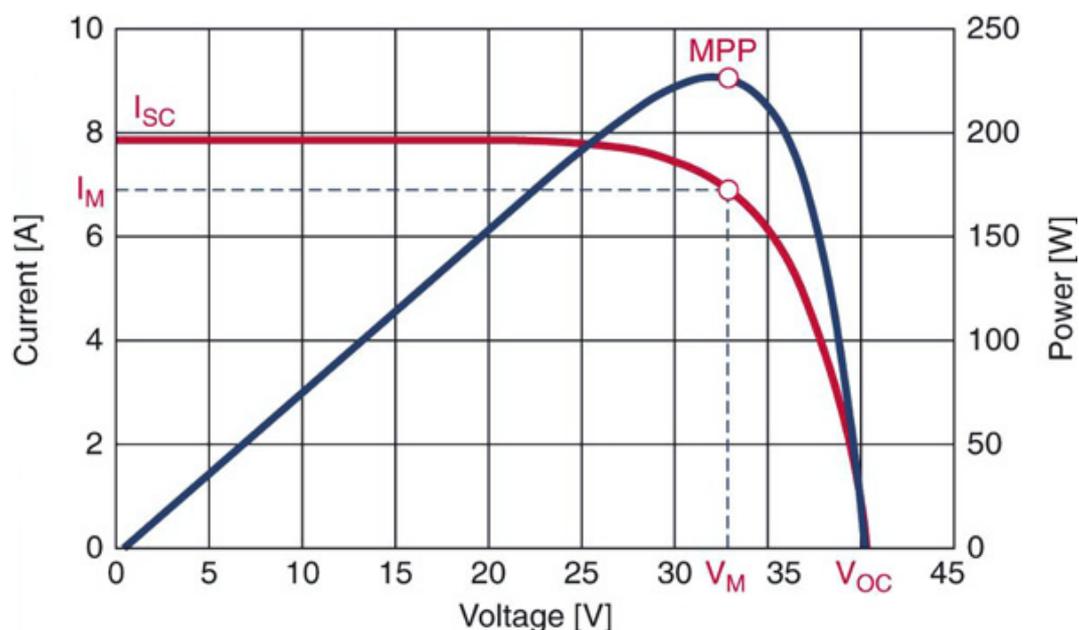
El generador fotovoltaico es el dispositivo encargado de transformar la radiación solar en electricidad. Está constituido por una asociación serie-paralelo de módulos que, a su vez, son el resultado de una agrupación serie-paralelo de células solares. La célula solar es el dispositivo básico de conversión 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 =  $25^\circ\text{C}$ , 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,  $AM = 1.5$ .

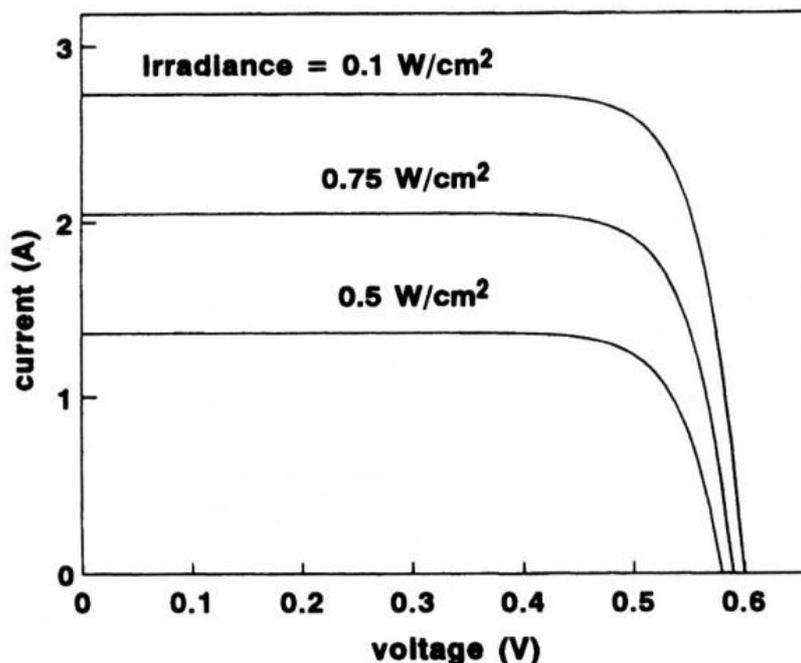
En la curva característica de una célula fotovoltaica, pueden distinguirse tres puntos de interés:

- **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:  $P_{mpp} = (V_{mpp} \cdot I_{mpp})$ . 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

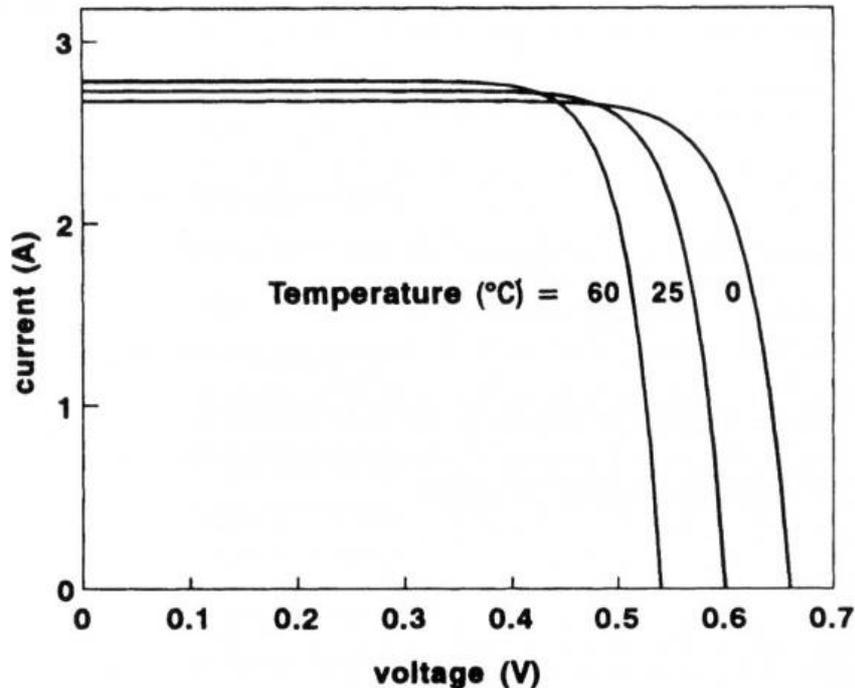
El resultado de un cambio en la intensidad de radiación es una variación en la corriente de salida para cualquier valor de tensión. La corriente varía con la radiación en forma directamente proporcional. La tensión se mantiene prácticamente constante.



**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  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  que representan la variación de los parámetros fundamentales de la característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Así,  $\alpha$  expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura,  $\beta$  la variación del voltaje de circuito abierto y  $\gamma$  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: (12)

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

### 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 aislándolo 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

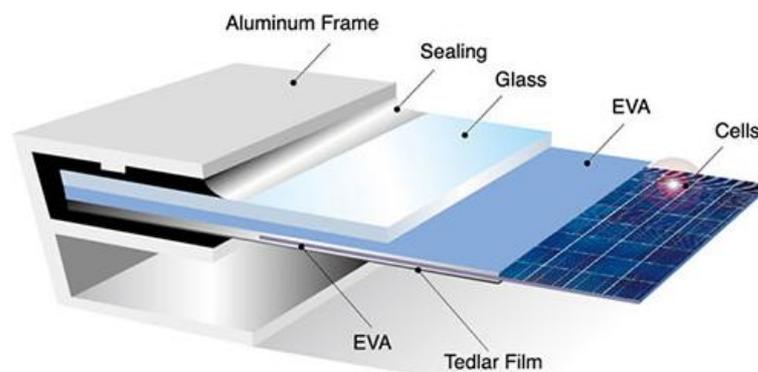
incremento de nuevas aplicaciones como la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios o los módulos fotovoltaicos de alta concentración, el tamaño y características de los módulos presenta una gran variación, pudiendo encontrarse desde el módulo convencional con cubierta convencional transparente, 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 autolimpado.

#### 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 (etilen-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 (como haremos en nuestro proyecto) 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.

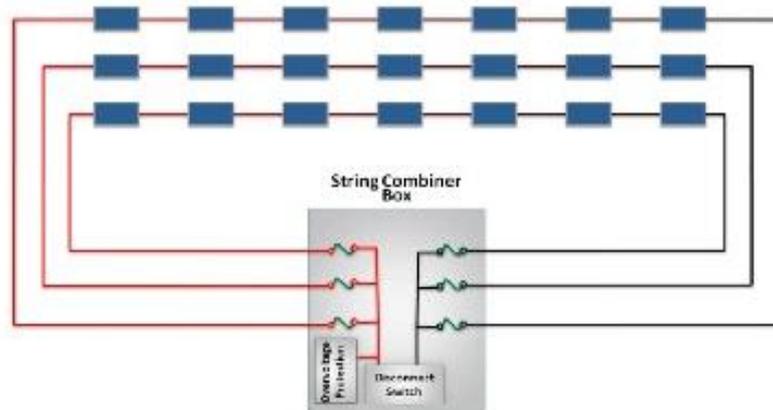
En los sistemas de paneles de seguimiento fotovoltaico, se combinan varios módulos solares en una gran superficie de recepción. Los sistemas de seguimiento de un solo eje siguen la ruta del sol durante el día cambiando su ángulo acimut. Sin embargo, el ángulo de inclinación es fijo. Los sistemas de seguimiento 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 ( $\text{THD} < 5 \%$ ); 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. (13)

### ***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 (14).

### 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. Además la estación incluye sensor de temperatura de célula y sensor de temperatura.

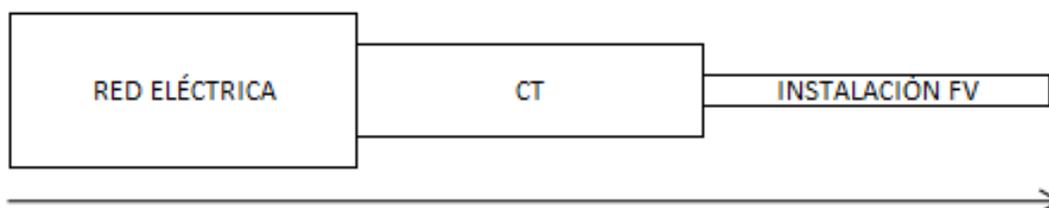
Las estaciones meteorológicas están conectadas al sistema de monitorización para el registro de datos y supervisión.



# 5 CLASIFICACIÓN DE FALLOS E INCIDENCIAS

**A**ntes 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 a tamaño y 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 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. Es decir, si por ejemplo se produce una caída de tensión en la red eléctrica, siendo ésta el elemento que ha fallado, saltarían de forma automática las celdas de los centros de transformación haciendo que los inversores se paren, dejando de producir energía.

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 un sistema telemático de detección de fallos como se ha llevado a cabo en otros estudios, lo cual 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 con la información proporcionada por parte de la compañía o empresa responsable de los servicios 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.

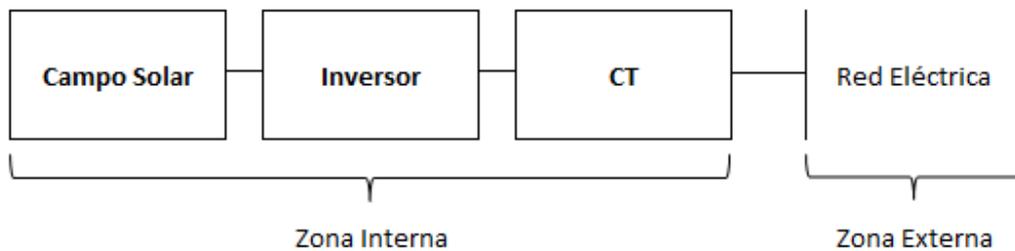
Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se procederá a continuación a describir la clasificación de fallos e incidencias establecida.

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.

Como se ha visto anteriormente, en una instalación fotovoltaica de conexión a red pueden distinguirse los siguientes elementos básicos:

- Campo solar
- Inversor
- Centro de Transformación

Aunque teóricamente el centro de transformación no forma parte de una instalación FV, puede considerarse como un elemento de la misma si se tiene en cuenta el concepto de central o planta de generación de energía eléctrica, ya que se trata del punto terminal de ésta. Por tanto, dichos elementos definen la parte interna de la planta. Por otro lado, se sabe que a partir del segundo devanado del centro de transformación dónde se dispone de alta tensión, se tiene la conexión con la red eléctrica convencional, por lo que a partir de dicho punto se considerará la parte externa de la planta.



**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.

Es trivial que por el hecho de que un módulo haya sido sustituido, sea señal de que ha tenido un problema o fallo en su funcionamiento, y que probablemente se deba a la existencia de puntos calientes considerables o roturas del vidrio debidas a las causas comentadas anteriormente. Por tanto con el fin de sacar el mayor partido posible a la información analizada, resulta lógico asociar las sustituciones de módulos a la existencia de este tipo de fallos en los mismos.

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 fundamentalmente a la existencia de roedores o el deterioro de la superficie aislante, 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.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y a modo de resumen, para las incidencias localizadas en el campo solar se contabilizarán:

- **Sustituciones de módulos FV:** Asociadas a roturas del vidrio y la existencia de puntos calientes importantes, lo que ha originado la baja del componente.
- **Incidencias en cableado y strings:** Incluyen cualquier fallo o defecto detectado en el cableado del campo solar (roedores, deterioro del aislante, etc.).
- **Incidencias en cajas de conexión:** Se contabilizarán los saltos de los elementos de protección de las cajas de conexión, los cuáles indican la existencia de algún fallo eléctrico (generados por humedad, altas temperaturas, defectos de aislamiento, etc.).
- **Robos:** Se incluirán casos de robo de módulos FV y cableado.
- **Vandalismo:** Se incluirán aquellos casos de rotura de módulos FV en los que se tenga constancia que han sido originados por vandalismo.
- **Accidentes por viento:** Fenómeno atmosférico que puede afectar al campo solar, fundamentalmente a los módulos FV.

## 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 del relé de conmutación, fallos del transformador interno, defectos en la toma de tierra, fallos de aislamiento, problemas de calentamiento debido al fallo del sistema de ventilación (filtros), fallos de la tarjeta de comunicaciones, entre otros. Sin embargo, como se comentó anteriormente, el origen del fallo en el estudio es irrelevante debido a su indeterminación en algunos casos.

Por tanto, con la idea de tener una idea global de cómo afecta un determinado fallo en los inversores a la instalación, se clasificarán en tres grupos como se explica a continuación:

- Fallos de operación: se incluirán en este grupo las situaciones en las que alguno de los fallos comentados anteriormente origine paradas del equipo, tanto puntuales (aquellas que duren varios minutos) como prolongadas (aquellas que duren varias horas o incluso más de un día).
- Fallos en arranques y paradas: aquí se contabilizarán las ocasiones en las que un inversor ha presentado problemas en el arranque (retrasos del arranque) y en la parada (adelantos de la parada).
- Fallos de monitorización y comunicación: 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.

Por último, decir que al contrario que en los dos primeros grupos, 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.

### 5.3 Incidencias en el Centro de Transformación

La forma en la que se evaluará cuando se produce una incidencia en el centro de transformación de acuerdo a la información que se dispone, será mediante las ocasiones en las que se han producido cortes en las diferentes celdas de protección, lo que indica que se ha producido algún fallo eléctrico importante en la instalación.

Con el fin de identificar el elemento afectado, habrá que diferenciar si el motivo del corte es debido a un fallo del propio centro de transformación, o bien es debido a otro factor, en el que el caso más común será cuando se produzcan anomalías en la red eléctrica. Además se contemplarán situaciones en las se hayan producido saltos en las celdas de los CTs debido a factores meteorológicos, tales como la existencia de tormentas o nevadas que ocasionen problemas de aislamiento. Estos casos tendrán un tratamiento aparte, ya que no suponen que dichos CTs hayan fallado.

## 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. Asimismo se distinguirán aquellos casos en los que se den condiciones meteorológicas adversas (tormentas o nevadas) que generen problemas en la red.

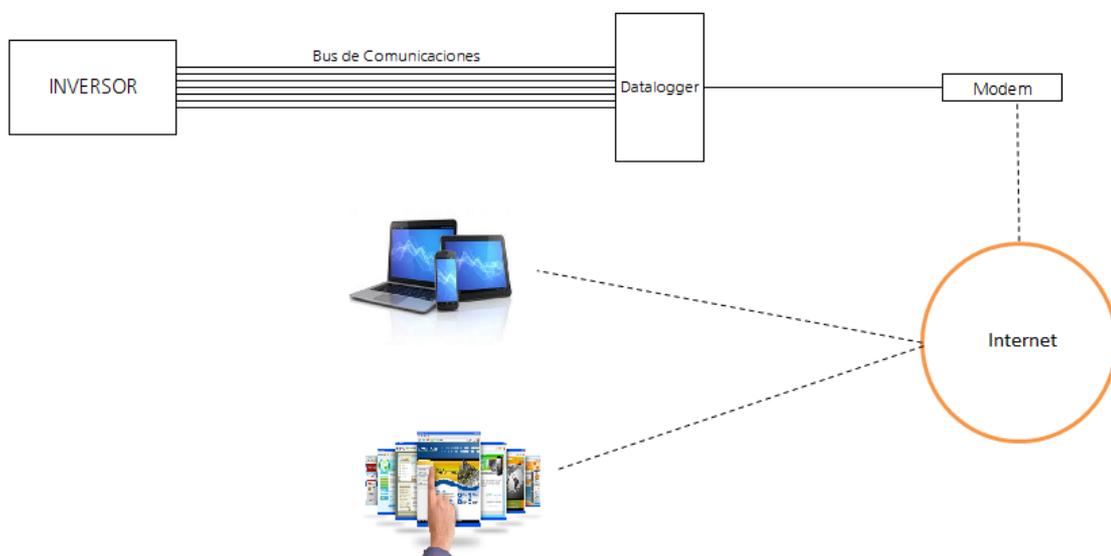
Este tipo de fallos son de gran importancia, ya que cualquier perturbación de la red genera el salto de las celdas de los centros de transformación produciendo en consecuencia la parada total de la planta.

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 resets espontáneos de dataloggers, 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.

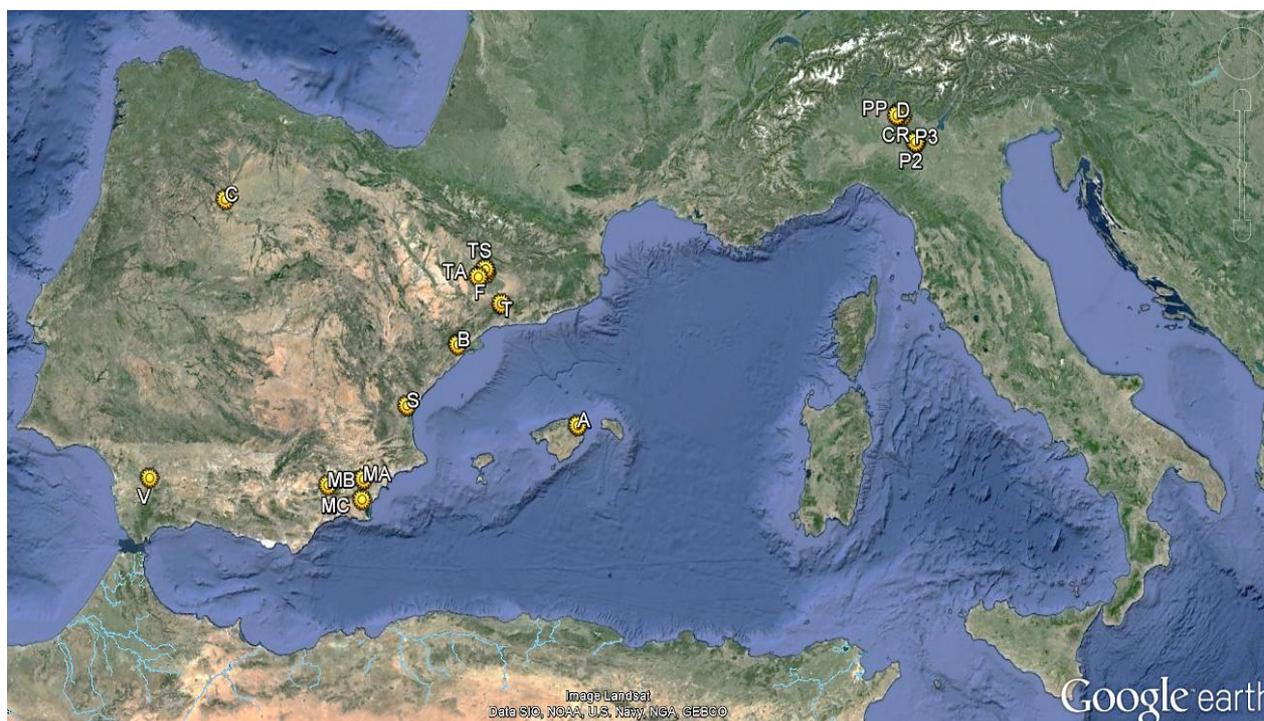
Es importante identificar correctamente ambos tipos de incidencias, ya que no suponen una pérdida de producción en la planta.



## 6 DESCRIPCIÓN DE LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS OBJETO DE ESTUDIO

**E**n 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 y control de fallos e incidencias más riguroso.

Finalmente, se han analizado un total de 218 instalaciones fotovoltaicas repartidas en 24 plantas fotovoltaicas contenidas a su vez en 17 parques fotovoltaicos de diferentes potencias (40 MWp en total aproximadamente), situadas en numerosos emplazamientos localizados en España e Italia (véase la Ilustración 6.1). Las plantas analizadas presentan características constructivas y tipologías diferentes. Esto permite que el análisis realizado sea de carácter general, sin atender especialmente a particularidades determinadas.



**Ilustración 6.1.** Localización de los parques FV objeto de estudio (17 en total).

Una característica común que presentan todas las plantas analizadas es que ninguna posee sistema de seguimiento, siendo por tanto instalaciones fijas. Sin embargo, un aspecto en el que difieren es la superficie sobre la que se encuentran, ya que se analizarán plantas fotovoltaicas convencionales instaladas sobre el terreno

y por otro lado, instalaciones sobre cubiertas (generalmente de menor tamaño). Esto puede ser un factor importante a la hora de extraer conclusiones del análisis realizado, ya que se podrá observar la fiabilidad de cada tipología.

Respecto al campo solar, se tienen en total más de 400.000 módulos fotovoltaicos, sin embargo un factor importante a tener en cuenta a la hora de analizar los resultados, será el tipo de panel fotovoltaico, ya que difieren tanto en el valor de la potencia pico, como del material de las células de las que se componen, ya que se tienen instalaciones con módulos de silicio (Si), tanto monocristalino como policristalino, y telurio de cadmio (CdTe), también conocidos estos últimos como paneles de película fina. En cuanto a los inversores, se han analizado un total de 218, existiendo toda una gama de potencias nominales, desde 5 KW a 1 MW, lo que permitirá determinar la fiabilidad de dichos equipos, incluso en función de la potencia nominal. A su vez, se tiene un total de 45 centros de transformación en los que se podrá analizar la frecuencia con la que se producen saltos en las celdas de protección interrumpiendo la inyección de energía eléctrica.

Con esta información, puede realizarse un análisis estadístico de incidencias desde un punto de vista global de la planta, así como considerando cada equipo inversor como una instalación fotovoltaica teórica independiente.

También hay que destacar que todas las plantas comenzaron su operación entre los años 2009 y 2011, lo que es de especial interés, ya que en ningún caso se está analizando el funcionamiento durante los primeros meses de operación, en los cuales es lógico que aparezcan un mayor número de fallos y problemas técnicos asociados a la puesta en marcha de la instalación, debido fundamentalmente a que se ponen de manifiesto aspectos que no se tuvieron en cuenta durante el diseño.

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. Asimismo, debido a que se tratan de instalaciones reales, se ha preferido omitir el nombre de las mismas ya que no aporta nada esencial a la hora de abordar el presente análisis.

CARACTERÍSTICAS					CAMPO SOLAR PANELES FV/CABLEADO									INVERSOR		CT	PLANTA		
Parque FV	Planta FV	Año Inicio	Provincia	Terreno/Cubierta	Nº paneles	Nº paneles en serie	Nº strings	Fabricante módulos	Tipo	Material	Tamaño (m <sup>2</sup> )	Coefficiente Temp. (α)	Potencia pico (Wp)	Nº Inversores	Potencia nominal (kW)	Nº CTs	Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)	
S	S-1	2010	Valencia	Cubierta	3266			BP Solar	BP3230T	Si PC	1,67	0,005	230	1	630	1	751,2	630	
	S-2	2010		Cubierta	3266			BP Solar	BP3230T	Si PC	1,67	0,005	230	1	630	1	751,2	630	
C	C-1	2010	Zamora	Terreno	57888	9	6432	First Solar	FS-275	CdTe	0,72	0,0025	75	4	1000	4	4341,6	4000	
V	V-1	2010	Cádiz	Terreno	29106	9	3234	First Solar	FS-275	CdTe	0,72	0,0025	75	21	90	3	2183,0	1890	
	V-2	2010		Terreno	29106	9	3234	First Solar	FS-275	CdTe	0,72	0,0025	75	21	90	3	2183,0	1890	
	V-3	2010		Terreno	26334	9	2926	First Solar	FS-275	CdTe	0,72	0,0025	75	19	90	3	1975,1	1710	
A	A-1	2010	Mallorca	Terreno	44928	9	1664	First Solar	FS-275/277	CdTe	0,72	0,0025	75/77,5	2 4	500 540	3	3425,8	3160	
MA	MA-1	2011	Murcia	Terreno	25812	9	2868	First Solar	FS-280	CdTe	0,72	0,0025	80	4	500	3	2065,0	2000	
MB	MB-1	2011	Murcia	Terreno	9540	20	477	Yingli Solar	YL235P-29b	Si PC	1,63	0,0045	235	4	500	4	2241,9	2000	
MC	MC-1	2011	Murcia	Terreno	13680	20	684	Yingli Solar	YL230P-29b	Si PC	1,63	0,0045	230	6	500	3	3146,4	3000	
B	B-1	2011	Castellón	Cubierta	3465	15	231	SUNPOWER	SPR-238E-WHT-D	Si MC	1,23	0,0038	238	7	100	1	824,7	700	
	B-2	2011		Cubierta	2590	10	259	SUNPOWER	SPR-305E-WHT-D	Si MC	1,23	0,0038	305	7	100	1	789,9	700	
T	T-1	2011	Tarragona	Cubierta	5374	20/21	260/270	REC SOLAR	215/225/235PE	Si PC	1,65	0,0046	215-235	10	100	1	1218,6	1000	
TS	TS-1	2011	Lérida	Cubierta	1587	17-24		REC SOLAR	215PE/220AE	Si PC	1,65	0,0046	215-235	22	15	1	354,6	330	
	TS-2	2011		Cubierta	1560	21/22		REC SOLAR	235PE	Si PC	1,65	0,0046	215-235	24	15	1	366,1	360	
TA	TA-1	2010	Lérida	Cubierta	520	13	2	REC SOLAR	SCM 220	Si PC	1,65	0,00452	220	20	5	1	114,4	100	
	TA-2	2009		Cubierta	520	13	2	REC SOLAR	SCM 220	Si PC	1,65	0,00452	220/225	14	5	1	81,3	70	
	TA-3	2010		Cubierta	5139	9	141/148	First solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	4	100	1	398,0	400	
F	F-1	2011	Lérida	Cubierta	3754	18-20	22,24,25	REC Solar	235PE	Si PC	1,65	0,0046	235	8	100	1	880,1	800	
CR	CR-1	2011	Cremona	Terreno	34080	10	12	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2 2	500 760	2	2641,2	2520	
D	D-1	2011	Cremona	Terreno	16200	10	12	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	630	1	1255,5	1260	
PP	PP-1	2011	Palazzo P.	Terreno	46200	10	12	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2 3	800 630	3	3580,5	3490	
P2	P2-1	2011	Parmense	Terreno	20520	10	12	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	800	1	1590,3	1600	
P3	P3-1	2011	Parmense	Terreno	16680	10	12	First Solar	FS 277	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	630	1	1292,7	1260	
TOTAL	17	24		Terreno	401115						Si				218	MAX	45	38452	35500
				13							12,2%								
				Cubierta							CdTe					MIN			
				11							87,8%					5			

Tabla 6.1. Características de las plantas FV analizadas.



# 7 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE INCIDENCIAS REGISTRADAS

---

**P**ara realizar el análisis estadístico de las incidencias de plantas fotovoltaicas, se ha tenido acceso a los datos de seguimiento diario de la operación y mantenimiento de una empresa que se dedica a la gestión técnica y financiera de este tipo de explotaciones. Se ha tomado como horizonte temporal el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de marzo de 2015 (15 meses), en el que se han registrado un total de 674 incidencias en 218 instalaciones FV pertenecientes a 24 plantas agrupadas a su vez a 17 parques fotovoltaicos, situadas en diferentes localizaciones de España e Italia, como ya se comentó en el capítulo anterior.

Se estima que el período elegido es lo suficientemente grande como para ser representativo del funcionamiento ordinario de las instalaciones.

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.

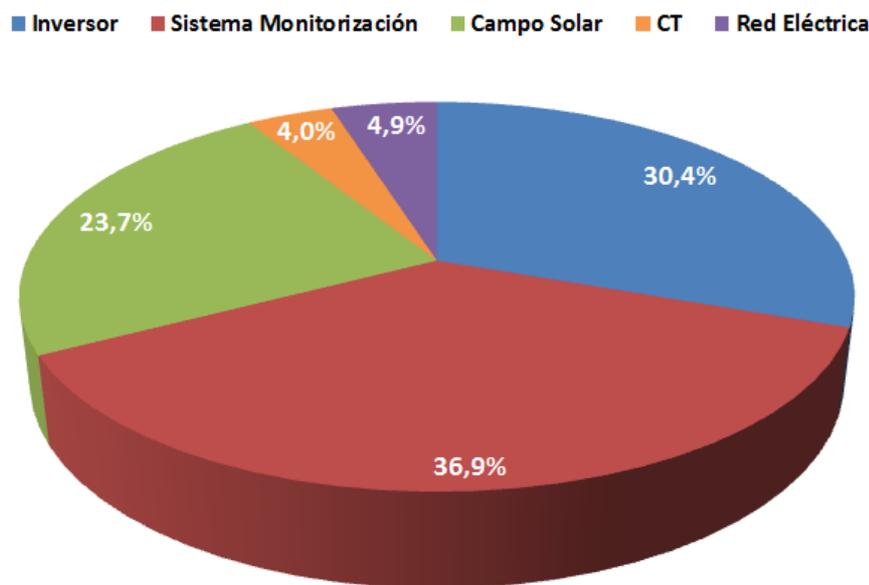
Llegado a este punto, a continuación se realizará un segundo análisis más profundo de las incidencias de carácter interno, es decir, de las incidencias ocurridas dentro las plantas fotovoltaicas, por lo que se visualizará, al igual que antes, la distribución de incidencias, pero en lugar a nivel de parque FV, a nivel de planta FV. El motivo de conocer cómo se distribuyen las incidencias a nivel de parque y a nivel de planta, como se explicará más adelante, se debe precisamente a que de forma general, un parque fotovoltaico está compuesto por agrupaciones de instalaciones o plantas fotovoltaicas, existiendo un gran número de incidencias que son comunes entre plantas de un mismo parque, por lo que resulta interesante analizar los datos existentes desde ambos puntos de vista. Por tanto, en esta segunda parte del análisis, se estudiarán con mayor profundidad los fallos e incidencias relativos al campo solar, inversores y centros de transformación, estableciendo las correspondientes distribuciones de frecuencia y resultados estadísticos pertinentes.

Además se extraerán algunas conclusiones teniendo en cuenta las características y tipologías de los elementos analizados, con el fin de establecer las relaciones existentes entre dichas características y las incidencias registradas, de forma que permita determinar de forma experimental la fiabilidad de cada componente, así como la probabilidad de fallo existente. Asimismo se analizará la influencia de los fallos e incidencias sobre los ratios de operación, rendimiento energético y PR, para comprobar la penalización que experimentan las instalaciones debido a la afectación de la producción.

## 7.1 Análisis y Distribución del Total de Incidencias

En primer lugar, se determinará en qué proporción los distintos elementos descritos en el capítulo 5 han fallado o se ha detectado incidencia alguna.

En la Ilustración 7.1 se presenta un gráfico en el que se recogen las frecuencias relativas de las incidencias que se han registrado en cada uno de los elementos descritos anteriormente durante la clasificación de fallos e incidencias, lo que proporciona una idea general de cuáles son los elementos en los que, de acuerdo al presente análisis, se han dado un mayor índice de fallos e incidencias y por tanto, dónde existe mayor probabilidad de fallo.



**Ilustración 7.1.** Porcentajes de incidencias registradas en cada uno de los elementos analizados.

Se observa que el elemento que más ha fallado estadísticamente de forma global (con aproximadamente un 37% de las incidencias registradas), ha sido el sistema de monitorización, el cual puede considerarse un elemento ajeno a la planta fotovoltaica, ya que se trata de un sistema independiente que funciona de forma paralela a la misma, es decir, una planta fotovoltaica operaría perfectamente sin la presencia de un sistema de monitorización de datos. No obstante, éste es necesario, para el correcto control y seguimiento de la operación de una planta. Además se trata de un resultado no muy negativo en el sentido de que los fallos e incidencias asociados al sistema de monitorización no afectan a la producción.

El siguiente elemento que posee un mayor índice de fallo es el inversor, ya que un 30,4% de las incidencias registradas son asociadas al mismo. Como se vio en el capítulo 5, los fallos e incidencias relativas al inversor se clasificaron en tres grupos diferentes y en función del tipo de fallo, éste podía afectar o no a la producción.

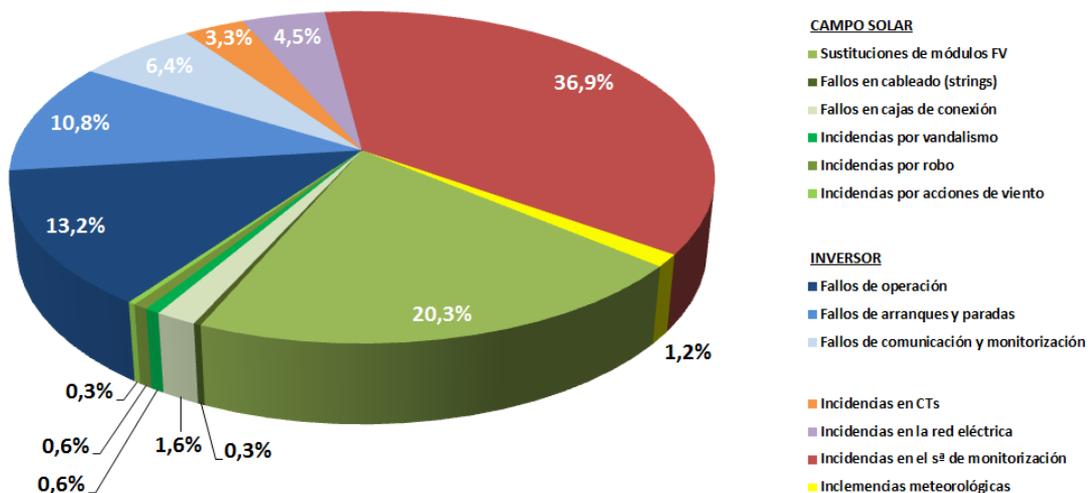
Por ello, para tener una visión más precisa de los datos, se describe a continuación mediante la Tabla 7.1 la distribución de frecuencias completa, en la que se incluye el desglose del total de incidencias registradas, según la clasificación establecida y en la que  $n_i$  y  $n_i/N$ , representan las frecuencias absolutas y relativas respectivamente:

INCIDENCIAS		$n_i$	$n_i/N$	
Campo Solar	Sustituciones de módulos FV	137	160	20,3%
	Fallos en cableado (strings)	2		0,3%
	Fallos en cajas de conexión	11		1,6%
	Incidencias por vandalismo	4		0,6%
	Incidencias por robo	4		0,6%
	Incidencias por acciones de viento	2		0,3%
Inversor	Fallos de operación	89	205	13,2%
	Fallos en arranques y paradas	73		10,8%
	Fallos de monitorización y comunicación	43		6,4%
Centros de transformación	Incidencias en CTs	22	27	3,3%
	Incidencias meteorológicas	5		0,7%
Red eléctrica	Incidencias en la red	30	33	4,5%
	Incidencias meteorológicas	3		0,4%
Sistema de monitorización		249	249	36,9%
<b>TOTAL (N)</b>		<b>674</b>		<b>100%</b>

**Tabla 7.1.** Distribución de frecuencias de las incidencias registradas.

Puede comprobarse que los porcentajes mostrados en la Ilustración 7.1 se corresponden con los correspondientes a la segunda columna de frecuencias relativas. Además se ha indicado que tipo de incidencias afectan a la producción (en rojo) y cuáles no (en azul). Por tanto, puede observarse que de las 674 incidencias registradas, sumando los fallos de comunicación y monitorización de los inversores junto con las incidencias asociadas al sistema de monitorización de cada planta, se tiene un total de 292 incidencias, las cuales no afectan a la producción. Es decir, prácticamente un 43% de las incidencias registradas no suponen ningún tipo de problema o fallo que afecte a la generación de energía. Por otro lado, se tienen 382 incidencias que sí afectan a la producción, lo que supone un 57% de total de incidencias y por tanto se consideran de una mayor importancia.

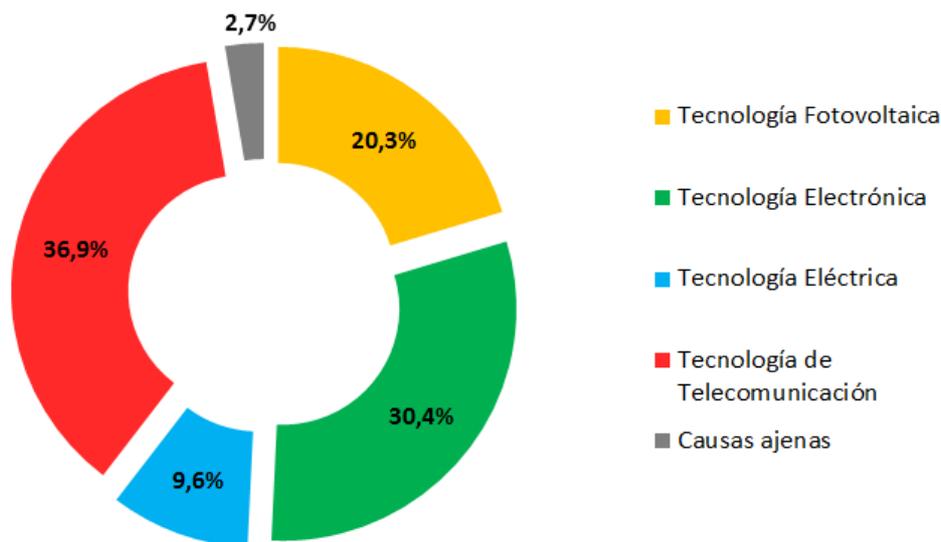
Asimismo se muestra en la Ilustración 7.2 un gráfico con los porcentajes de la primera columna de frecuencias relativas de la Tabla 7.1, dónde se desglosan las incidencias de cada elemento en los diferentes grupos que se han establecido:



**Ilustración 7.2.** Porcentajes 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, no solo del elemento que falla, sino atendiendo a la tecnología a la que pertenecen dichos elementos. Es decir, si el 20,3% de las incidencias registradas son relativas fallos en módulos FV, puede afirmarse que dicho 20,3% del total de incidencias registradas son asociadas a la tecnología fotovoltaica. Del mismo modo, el 30,4% de las incidencias son asociadas a fallos en inversores, por lo que se correspondería con el índice de fallo relativo a la tecnología electrónica. Por otro lado, si se consideran de forma conjunta los fallos registrados en cableado del campo solar y en las cajas de conexión, así como las incidencias en los centros de transformación y en la red, se tiene un 9,6% de incidencias en elementos eléctricos, lo que se corresponde por tanto con el índice o probabilidad de fallo de un componente de naturaleza eléctrica. Finalmente el sistema de monitorización puede englobarse dentro del área de las telecomunicaciones y por tanto, se tendría un 37 % aproximadamente de índice o probabilidad de fallo de componentes asociados a la misma (véase Ilustración 7.3):



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

Con estos resultados puede observarse que únicamente una quinta parte aproximadamente 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 es despreciable.

Se muestra a continuación la Tabla 7.2, dónde se recoge la distribución de las incidencias contabilizadas en cada parque fotovoltaico:

CARACTERÍSTICAS PARQUES FV										FALLOS E INCIDENCIAS																				
EMPLAZAMIENTO	TIPO	CAMPO SOLAR			INVERSOR		PLANTA		Provincia	Parque FV	INVERSOR				CAMPO SOLAR				CT		Red Eléctrica		Incidencias Totales							
		Nº paneles	Nº strings	Material	Potencia pico (Wp)	Nº Inversores	Potencia nominal (kW)	Nº CTS			Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)	Fallos de operación	Fallos en arranques	Fallos de monitorización	Y comunicación	Incidencias Totales	%	Incidencias Totales	%	Incidencias Totales	%		Incidencias Totales	%	Incidencias Totales	%			
S S-1	Valencia	Cubierta	3266	Si PC	230	1	630	1	751,2	630	0	0	0	0	0,0%	4	66,7%	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	6	
S S-2	Valencia	Cubierta	3266	Si PC	230	1	630	1	751,2	630	1	0	2	3	10,7%	4	14,3%	13	0	0	0	0	0	0	0,0%	2	33,3%	0	0,0%	28
C C1	Zamora	Terreno	57888	CdTe	75	4	1000	4	4341,6	4000	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0	0	0	0	0	0,0%	4	14,3%	4	14,3%	150	
V V-1	Cádiz	Terreno	29106	CdTe	75	21	90	3	2183,0	1890	31	16	24	71	47,3%	41	27,3%	6	2	0	1	4	0	0	0,0%	2	8,7%	2	1,3%	53
V V-2	Cádiz	Terreno	29106	CdTe	75	21	90	3	2183,0	1890	0	1	0	0	0,0%	2	5,0%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	4
V V-3	Cádiz	Terreno	26334	CdTe	75	19	90	3	1975,1	1710	6	2	9	17	32,1%	3	5,7%	26	0	1	1	0	0	0	0,0%	3	5,7%	3	5,7%	4
A A-1	Mallorca	Terreno	44928	CdTe	75/77,5	2	500	3	3425,8	3160	0	1	0	0	0,0%	2	50,0%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0
MA MA-1	Murcia	Terreno	25812	CdTe	80	4	500	3	2065,0	2000	0	1	0	1	25,0%	2	50,0%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	4
MB MB-1	Murcia	Terreno	9540	Si PC	235	4	500	4	2241,9	2000	3	0	0	3	27,3%	4	36,4%	0	2	0	0	0	0	0	0,0%	2	18,2%	0	0,0%	11
MC MC-1	Murcia	Terreno	13680	Si PC	230	6	500	3	3146,4	3000	0	2	0	2	28,6%	2	28,6%	0	3	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	7
B B-1	Castellón	Cubierta	3465	Si MC	238	7	100	1	824,7	700	2	0	0	2	5,6%	34	94,4%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	36
B B-2	Castellón	Cubierta	2590	Si MC	305	7	100	1	789,9	700	2	1	0	3	10,3%	26	89,7%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	29
T T-1	Tarragona	Cubierta	5374	Si PC	215-235	10	100	1	1218,6	1000	38	30	2	70	59,8%	47	40,2%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	117
TS TS-1	Lérida	Cubierta	1587	Si PC	215-235	22	15	1	354,6	330	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0
TS TS-2	Lérida	Cubierta	1560	Si PC	235	24	15	1	366,1	360	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0
TA TA-1	Lérida	Cubierta	520	Si PC	220	20	5	1	114,4	100	2	17	1	20	45,5%	24	54,5%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	44
TA TA-2	Lérida	Cubierta	520	Si PC	220/225	14	5	1	81,3	70	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	0
TA TA-3	Lérida	Cubierta	5139	CdTe	77,5	4	100	1	398,0	400	0	2	0	2	8,3%	20	83,3%	0	2	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%	24
F F-1	Lérida	Cubierta	3754	Si PC	235	8	100	1	880,1	800	2	0	4	6	14,3%	15	35,7%	16	0	0	1	0	0	0	0,0%	4	9,5%	4	9,5%	42
CR CR-1	Cremona	Terreno	34080	CdTe	77,5	2	500	2	2641,2	2520	0	0	0	0	0,0%	11	55,0%	8	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	1	5,0%	20
D D-1	Cremona	Terreno	16200	CdTe	77,5	2	630	1	1255,5	1260	1	2	0	3	5,2%	3	5,2%	45	0	1	0	0	0	0	0,0%	5	8,6%	5	8,6%	58
PP PP-1	Palazzo P.	Terreno	46200	CdTe	77,5	3	630	3	3580,5	3490	1	0	1	2	8,0%	5	20,0%	12	0	1	0	0	0	0	0,0%	2	8,0%	2	8,0%	25
P2 P2-1	Pamense	Terreno	20520	CdTe	77,5	2	800	1	1590,3	1600	0	0	0	0	0,0%	4	20,0%	11	0	0	0	0	0	0	0,0%	2	10,0%	3	15,0%	20
P3 P3-1	Pamense	Terreno	16680	CdTe	77,5	2	630	1	1292,7	1260	89	73	43	205	30,4%	249	36,9%	137	2	11	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
TOTAL		Terreno	13	Si	12,2%	218	MAX 1000	MIN 5	38452	35500	89	73	43	205	30,4%	249	36,9%	137	2	11	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
		Cubierta	11	CdTe	87,8%	5			35500	35500	89	73	43	205	30,4%	249	36,9%	137	2	11	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

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

Como ya se vio en la Ilustración 5.2, únicamente se considerarán como incidencias propias o internas de una planta fotovoltaica, las correspondientes a los elementos básicos que la componen, es decir, al campo solar, inversor y centro de transformación, lo cual supone un total de 392 incidencias. Sin embargo excluyendo aquellas incidencias, que aunque se produzcan en estos elementos de carácter interno, se deban a agentes externos (vandalismo, robo e inclemencias meteorológicas), se tiene un total de 377 fallos reales en dichos elementos internos, lo que supone un 56% del total de incidencias registradas. Por otra parte, si se agrupa el conjunto de incidencias excluidas en el caso anterior junto con las incidencias que se den en la red eléctrica, se tendrá el total de fallos de carácter externo a la planta, ya que un fallo en la red no supone que la planta haya tenido alguna anomalía en su funcionamiento.

A su vez, considerando las incidencias en el sistema de monitorización de carácter externo por el motivo comentado anteriormente, se tiene un total de 297 incidencias de carácter externo, es decir, un 44% de las incidencias.

A continuación se presenta en la Tabla 7.3 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.

Carácter	¿Afectan a la producción?		Total
	SI	NO	
<b>Internas</b>	334 (49,6%)	43 (6,4%)	377 (56%)
<b>Externas</b>	48 (7,1%)	249 (36,9%)	297 (44%)
<b>Total</b>	382 (56,7%)	292 (43,3%)	

**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 al primer cuadrante, es decir, dentro de las incidencias internas, aquellas que afectan a la producción, las cuáles suponen prácticamente un 50% del total de incidencias registradas.

Otro resultado positivo es que el 43,3% 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 44% 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.

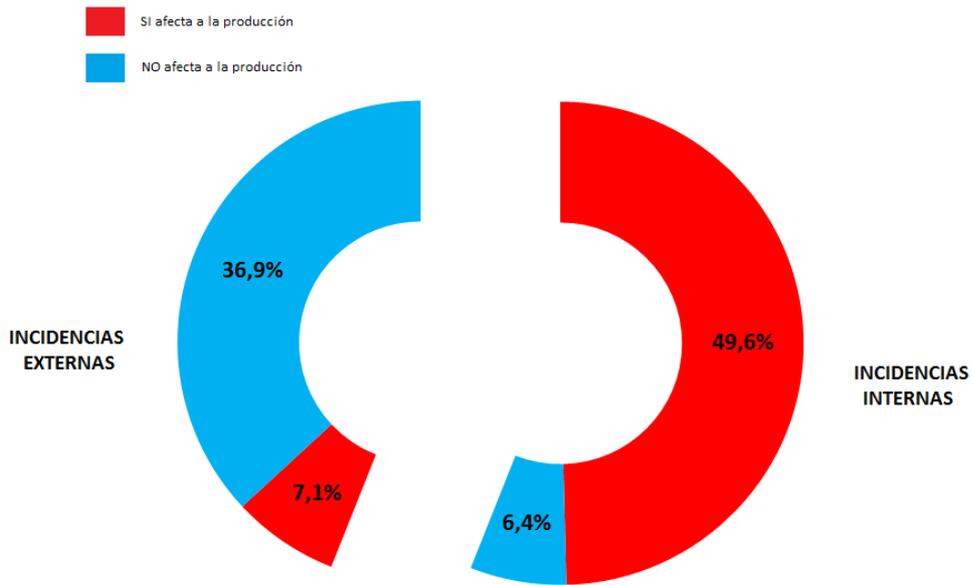


Ilustración 7.4. Representación gráfica de las proporciones de cada tipo de incidencias.

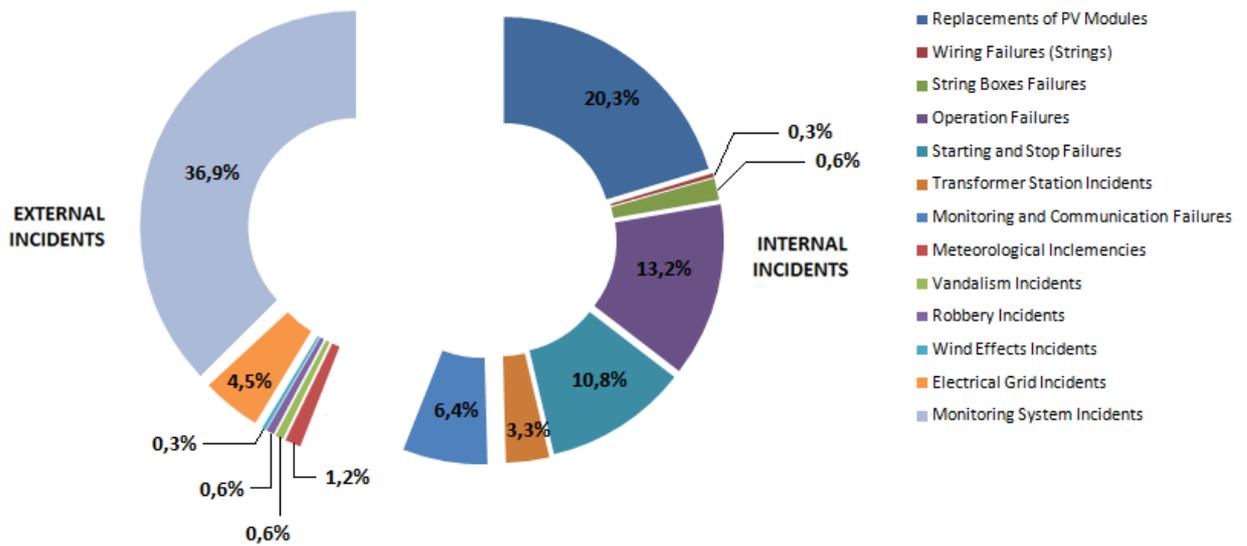


Ilustración 7.5. Desglose de fallos analizados del gráfico de la Ilustración 7.4.

	Carácter	INTERNAS		EXTERNAS		Σ	nº Inc/mes
	¿Afectan producción?	SI	NO	SI	NO		
PARQUES FV	S	0	0	2	4	6	0,4
	C	20	2	2	4	28	1,9
	V	57	24	28	41	150	10,0
	A	38	9	3	3	53	3,5
	MA	1	0	1	2	4	0,3
	MB	5	0	2	4	11	0,7
	MC	5	0	0	2	7	0,5
	B	2	0	0	34	36	2,4
	T	3	0	0	26	29	1,9
	TS	68	2	0	47	117	7,8
	TA	19	1	0	24	44	2,9
	F	4	0	0	20	24	1,6
	CR	22	4	1	15	42	2,8
	D	8	0	1	11	20	1,3
	PP	53	0	2	3	58	3,9
	P2	16	1	3	5	25	1,7
	P3	13	0	3	4	20	1,3
	Σ	334	43	48	249	674	44,9
	nº Inc/parque FV	19,6	2,5	2,8	14,6	39,6	2,6

**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 17 parques fotovoltaicos, desde un punto de vista estadístico, puede deducirse que, de forma general, el valor promedio de incidencias en cada parque fotovoltaico es de  $39,6 \frac{inc}{parque}$ , es decir, aproximadamente 40 incidencias por parque FV.

A su vez, considerando que la contabilización de incidencias se ha llevado a cabo durante un periodo de 15 meses, puede obtenerse el promedio mensual del número de incidencias por cada parque, el cual toma un valor de  $2,6 \frac{inc}{parque \cdot mes}$ , es decir, que según el análisis realizado, se produce una media de prácticamente 3 incidencias al mes en cada parque FV, o lo que es lo mismo, se tendría una incidencia cada 12 días en el mismo.

En la Tabla 7.4 se recogen los valores del número total de incidencias ocurridas en cada parque, dónde puede observarse que el promedio mensual de incidencias es inferior a  $4 \frac{inc}{parque \cdot mes}$  en todos los parques salvo en dos (V y TS), en los cuales se tiene un aumento considerable de las incidencias.

Se trata de un resultado interesante, ya que justamente estos dos parques son los que más número de inversores poseen, y en consecuencia, dónde se tienen mayor cantidad de incidencias asociados a los mismos.

PARQUES FV		Incidencias Internas		Incidencias Externas		Incidencias SI a.p.		Incidencias NO a.p.	
		nº Inc	nº Inc/mes	nº Inc	nº Inc/mes	nº Inc	nº Inc/mes	nº Inc	nº Inc/mes
		S	0	0,0	6	0,4	2	0,1	4
C	22	1,5	6	0,4	22	1,5	6	0,4	
V	81	5,4	69	4,6	85	5,7	65	4,3	
A	47	3,1	6	0,4	41	2,7	12	0,8	
MA	1	0,1	3	0,2	2	0,1	2	0,1	
MB	5	0,3	6	0,4	7	0,5	4	0,3	
MC	5	0,3	2	0,1	5	0,3	2	0,1	
B	2	0,1	34	2,3	2	0,1	34	2,3	
T	3	0,2	26	1,7	3	0,2	26	1,7	
TS	70	4,7	47	3,1	68	4,5	49	3,3	
TA	20	1,3	24	1,6	19	1,3	25	1,7	
F	4	0,3	20	1,3	4	0,3	20	1,3	
CR	26	1,7	16	1,1	23	1,5	19	1,3	
D	8	0,5	12	0,8	9	0,6	11	0,7	
PP	53	3,5	5	0,3	55	3,7	3	0,2	
P2	17	1,1	8	0,5	19	1,3	6	0,4	
P3	13	0,9	7	0,5	16	1,1	4	0,3	
<b>Σ</b>		377	1,5	297	1,2	382	1,5	292	1,1

**Tabla 7.5.** Cantidad y promedio mensual de cada tipo de incidencias en cada parque FV analizadas de forma independiente.

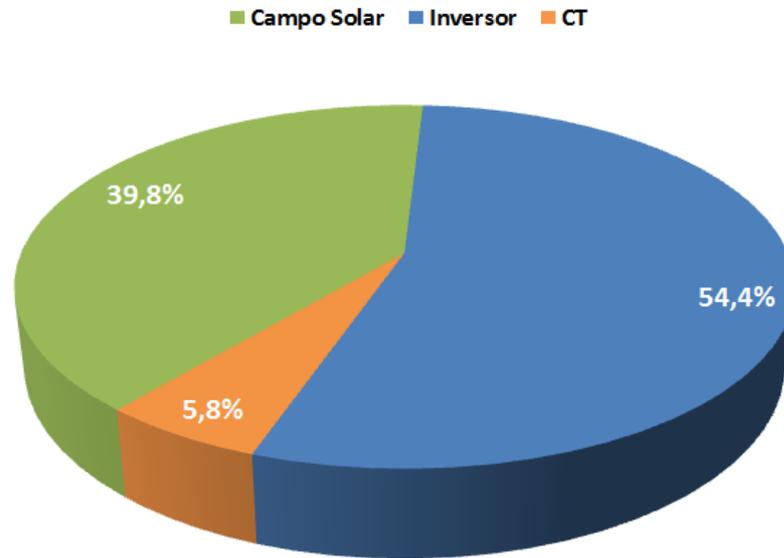
Además se muestra en la Tabla 7.5 la distribución de cada tipo de incidencias, pero contabilizadas de forma independiente, lo que complementa a su vez la información recogida en la Tabla 7.3. Al igual que en el caso anterior, se han obtenido los valores promedios mensuales de cada tipo de incidencias en cada parque FV.

Puede comprobarse que estadísticamente se han producido de media 1,5 incidencias por parque fotovoltaico que tienen consecuencias negativas en la producción, lo que significa que en cada parque aparece una incidencia de este tipo cada 20,7 días, lo que se traduce en que de forma estimada, en un parque FV se producirían 18 incidencias anuales que afectan a la producción de energía.

Esta afirmación se encuentra del lado de la seguridad, ya que puede observarse que la mayoría de parques presentan menos de 3 incidencias mensuales que afectan a la producción a excepción de tres de ellos. No obstante, se han considerado a la hora de obtener un valor promedio de incidencias que afectan a la producción por parque, por lo que hay que tener en cuenta que esta cifra podría ser inferior desde el punto de vista de la probabilidad.

## 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.

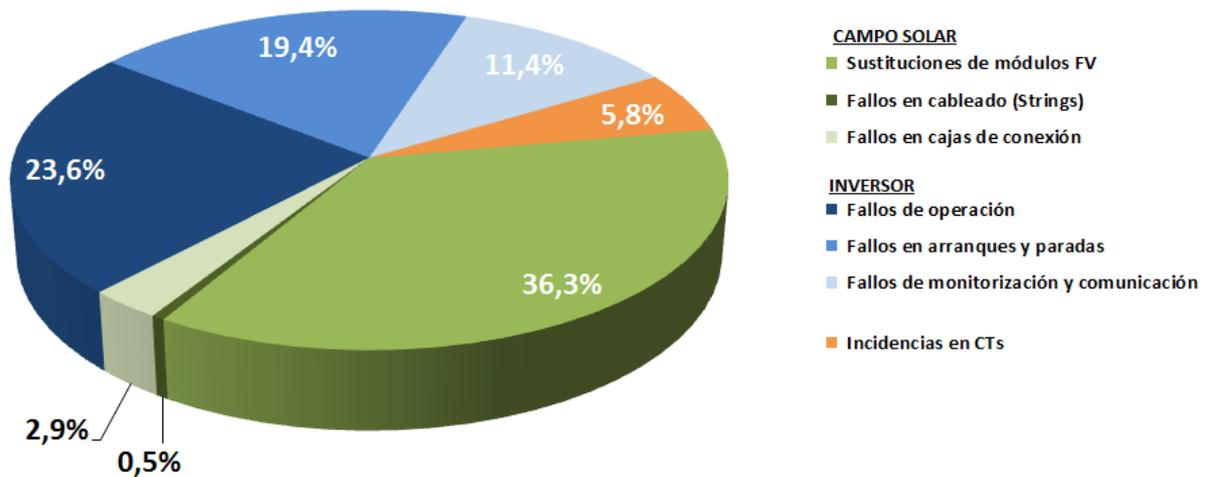


**Ilustración 7.6.** Porcentajes de incidencias internas registradas en cada uno de los elementos analizados.

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 o pequeños retrasos en el arranque. Asimismo, el porcentaje de incidencias internas asociadas al campo solar es de prácticamente un 40%, las cuales como ya se ha comentado en otras ocasiones apenas repercuten 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 6% de las incidencias internas analizadas asociadas a fallos en centros de transformación, que aunque provoquen la parada total de la planta y sean por tanto de gran importancia, se trata del elemento con menor probabilidad de fallo.

Como se ha visto anteriormente se han contabilizado un total de 377 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  $15,7 \frac{inc}{planta}$ .

Al igual que antes, considerando que la contabilización de incidencias se ha llevado a cabo durante un periodo de 15 meses, puede obtenerse el promedio mensual del número de incidencias internas por cada planta, el cual toma un valor de  $1,05 \frac{inc}{parque \cdot mes}$ , es decir, que según el presente análisis, se produce una media de prácticamente 1 incidencia de carácter interno al mes en cada planta FV, o lo que es lo mismo, se tendría una incidencia cada 29,6 días en la misma.



**Ilustración 7.7.** Porcentajes de los diferentes tipos de incidencias internas registradas.

Al igual que anteriormente, mediante la Ilustración 7.7 se muestra el desglose establecido de fallos e incidencias, pero en este caso ciñéndose únicamente a las de carácter interno. Los comentarios pertinentes a cada tipo de fallo se comentarán más adelante.

Se presenta a continuación la Tabla 7.6 en la que se recoge la distribución de las incidencias internas registradas en cada una de las 24 plantas objeto del presente estudio.

CARACTERÍSTICAS PLANTAS FV																								
Parque FV	EMPLAZAMIENTO	Provincia	TIPO	CAMPO SOLAR			INVERSOR		CT	PLANTA	CAMPO SOLAR				INVERSOR		CT							
				Nº paneles	Nº strings	Material	Potencia pico (Wp)	Nº Inversores			Potencia nominal (kW)	Nº CTS	Potencia pico (kWp)	Potencia nominal (kW)	Fallos de operación	Fallos en arranques	Fallos de monitorización y comunicación	Incidencias Totales	%	Incidencias Totales	%			
S	S-1	Valencia	Cubierta	3266		Si PC	230	1	630	1	751,2	630	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0	0,0%
	S-2		Cubierta	3266		Si PC	230	1	630	1	751,2	630	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	0	0	0,0%
C	C1	Zamora	Terreno	57888	6432	CdTe	75	4	1000	4	4341,6	4000	13	0	2	15	68,2%	1	0	2	3	13,6%	4	18,2%
V	V-1		Terreno	29106	3234	CdTe	75	21	90	3	2183,0	1890	6	1	0	7	15,9%	13	9	15	37	84,1%	0	0,0%
	V-2	Cádiz	Terreno	29106	3234	CdTe	75	21	90	3	2183,0	1890	0	0	0	0	0,0%	12	5	8	25	100,0%	0	0,0%
	V-3		Terreno	26334	2926	CdTe	75	19	90	3	1975,1	1710	0	1	0	1	8,3%	6	2	1	9	75,0%	2	16,7%
A	A-1	Mallorca	Terreno	44928	1664	CdTe	75/77,5	2	500	3	3425,8	3160	26	0	1	27	57,4%	6	2	9	17	36,2%	3	6,4%
MA	MA-1	Murcia	Terreno	25812	2868	CdTe	80	4	500	3	2065,0	2000	0	0	0	0	0,0%	0	1	0	1	100,0%	0	0,0%
MB	MB-1	Murcia	Terreno	9540	477	Si PC	235	4	500	4	2241,9	2000	0	0	2	2	40,0%	3	0	0	3	60,0%	0	0,0%
MC	MC-1	Murcia	Terreno	13680	684	Si PC	230	6	500	3	3146,4	3000	0	0	3	3	60,0%	0	2	0	2	40,0%	0	0,0%
B	B-1	Castellón	Cubierta	3465	231	Si MC	238	7	100	1	824,7	700	0	0	0	0	0,0%	1	0	0	1	100,0%	0	0,0%
	B-2		Cubierta	2590	259	Si MC	305	7	100	1	789,9	700	0	0	0	0	0,0%	1	0	0	1	100,0%	0	0,0%
T	T-1	Tarragona	Cubierta	5374	260/270	Si PC	215-235	10	100	1	1218,6	1000	0	0	0	0	0,0%	2	1	0	3	100,0%	0	0,0%
TS	TS-1	Lérida	Cubierta	1587		Si PC	215-235	22	15	1	354,6	330	0	0	0	0	0,0%	7	16	1	24	100,0%	0	0,0%
	TS-2		Cubierta	1560		Si PC	235	24	15	1	366,1	360	0	0	0	0	0,0%	31	14	1	46	100,0%	0	0,0%
TA	TA-1		Cubierta	520	2	Si PC	220	20	5	1	114,4	100	0	0	0	0	0,0%	0	3	0	3	100,0%	0	0,0%
	TA-2	Lérida	Cubierta	520	2	Si PC	220/225	14	5	1	81,3	70	0	0	0	0	0,0%	1	9	0	10	100,0%	0	0,0%
	TA-3		Cubierta	5139	141/148	CdTe	77,5	4	100	1	398,0	400	0	0	0	0	0,0%	1	5	1	7	100,0%	0	0,0%
F	F-1	Lérida	Cubierta	3754	22,24,25	Si PC	235	8	100	1	880,1	800	0	0	2	2	50,0%	0	2	0	2	50,0%	0	0,0%
CR	CR-1	Cremona	Terreno	34080	12	CdTe	77,5	2	500	2	2641,2	2520	16	0	0	16	61,5%	2	0	4	6	23,1%	4	15,4%
D	D-1	Cremona	Terreno	16200	12	CdTe	77,5	2	630	1	1255,5	1260	8	0	0	8	100,0%	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%
PP	PP-1	Palazzo P.	Terreno	46200	12	CdTe	77,5	3	800	3	3580,5	3490	45	0	0	45	84,9%	1	2	0	3	5,7%	5	9,4%
P2	P2-1	Parmense	Terreno	20520	12	CdTe	77,5	2	800	1	1590,3	1600	12	0	1	13	76,5%	1	0	1	2	11,8%	2	11,8%
P3	P3-1	Parmense	Terreno	16680	12	CdTe	77,5	2	630	1	1292,7	1260	11	0	0	11	84,6%	0	0	0	0	0,0%	2	15,4%
TOTAL	17	24	Terreno 13 Cubierta 11	401115		Si 12,2% CdTe 87,8%		218 MAX 1000 MIN 5	45	38452	35500	137	2	11	150	39,8%	89	73	43	205	54,4%	22	5,8%	377

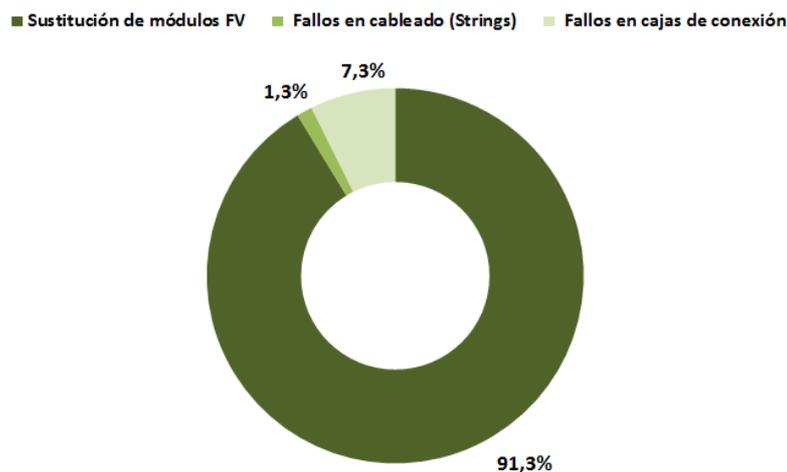
Tabla 7.6. Distribución del total de incidencias registradas en cada planta FV analizada.

### 7.2.1 Campo Solar

Respecto a las incidencias asociadas al campo solar se han registrado un total de 160 incidencias, entre las cuales, 144 son relativas a módulos fotovoltaicos, 5 asociadas al cableado de strings y 11 asociadas a cajas de conexión (string boxes), sin embargo excluyendo aquellas que fueron originadas por los causantes externos que se registraron (vandalismo, robo y accidentes por viento), en total se tendrían 150 incidencias asociadas a fallos reales en el campo solar y las cuales se desglosan a continuación:

<b>Incidencia</b>	<b>N°</b>	<b>Frecuencia Relativa Inc. Campo Solar</b>	<b>Frecuencia Relativa Inc. Internas</b>	<b>Frecuencia Relativa Inc. Totales</b>
Sustitución de módulos FV	137	91,3%	36,3%	20,3%
Fallos en cableado (Strings)	2	1,3%	0,5%	0,3%
Fallos en cajas de conexión	11	7,3%	2,9%	1,6%
	150	100,0%	39,8%	22,3%

**Tabla 7.7.** Incidencias del campo solar en las plantas FV analizadas.



**Ilustración 7.8.** Incidencias Campo Solar

Puede observarse en la Tabla 7.7 que dentro del campo solar, dónde se ha dado un mayor número de fallos e incidencias, ha sido en los módulos fotovoltaicos, con un 91,3% de las mismas, sin embargo como ya se comentó anteriormente durante la clasificación de fallos, 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.

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.

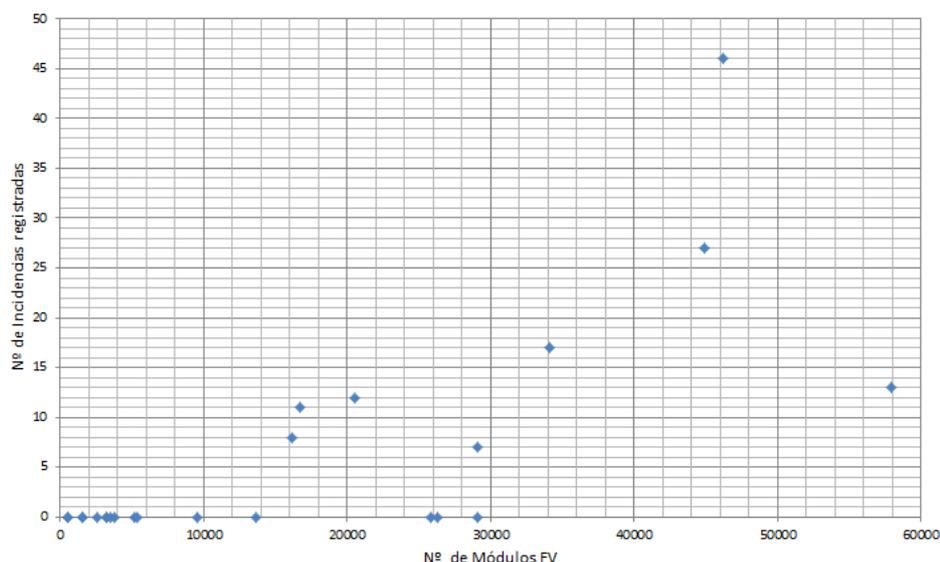
El resto de incidencias asociadas al cableado y cajas de conexión, se dan de forma minoritaria, ya que prácticamente suponen en conjunto un 1,9% del total de incidencias registradas, por lo que no se entrará en mayor detalle y únicamente se tendrá en cuenta el índice de aparición de tal tipo de fallos.

Estas 137 incidencias asociadas a fallos en el funcionamiento de módulos o paneles fotovoltaicos suponen un 36,3% de las incidencias internas detectadas y un 20,3% del total de incidencias registradas. Se trata por tanto del índice de fallo exclusivo de la tecnología fotovoltaica en instalaciones de conexión a red (plantas FV).

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 A dónde se han registrado un total de 27 incidencias en módulos, y suponiendo una situación hipotética en la que dichas incidencias hayan ocurrido simultáneamente, es decir, 27 módulos fotovoltaicos dejan de generar electricidad al mismo tiempo, se tiene una pérdida total de potencia pico de:  $27/44928=0,06\%$ . 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.

Un aspecto interesante es que todas las plantas fotovoltaicas en las que se han registrado sustituciones de módulos y por tanto, dónde se tiene prueba de que han habido realmente fallos en los mismos, tienen en común que el tipo de panel FV utilizado es de película fina, cuyas células son de Teluro de Cadmio. Este resultado puede llegar a ser lógico, ya que este tipo de módulos son estructuralmente más delicados debido a su pequeño grosor (aproximadamente de unos 7 mm), además de que presentan potencias pico menores y por tanto para un mismo tamaño de planta (potencia pico), es necesario utilizar una mayor cantidad de módulos, lo que aumenta la probabilidad de fallo. Esto último puede comprobarse con la Ilustración 7.9, dónde se ha contrastado el número de módulos fotovoltaicos existentes en cada planta frente al número de incidencias en módulos registradas. Puede observarse que aproximadamente para plantas en las que se tienen más de 15.000 módulos empiezan a aparecer incidencias en los mismos, mientras que para las plantas que tienen menos de dicha cantidad, no se tiene constancia de incidencia alguna.

Una cuestión relativa al aspecto anterior, es que precisamente un grupo de plantas que tienen menos de 15000 módulos, son las instaladas sobre cubiertas (ya que la instalación sobre cubierta con mayor cantidad de paneles FV es de alrededor 5400).



**Ilustración 7.9.** Nº de incidencias en módulos FV registradas frente al nº de módulos FV en cada planta analizada.

Por tanto, el hecho de que las instalaciones sobre cubiertas tengan una mayor fiabilidad en cuanto a la operación del campo solar, puede ser precisamente debido a que son de menor tamaño en general, y por tanto, al disponer de menos elementos en el mismo (módulos FV, strings y cajas de conexión) tienen una menor probabilidad de fallo. Otro factor a tener en cuenta es que todas las plantas sobre cubiertas analizadas a excepción de una, poseen módulos convencionales de silicio, los cuales se ha visto que tienen menor índice de fallo que los módulos de CdTe.

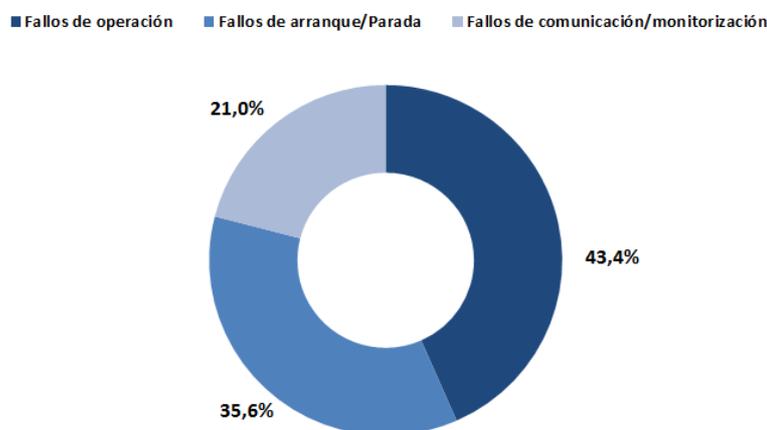
Por último, de forma general, puede estimarse la probabilidad de fallo de un módulo fotovoltaico de acuerdo al análisis realizado. Ya que se han tenido constancia de 137 sustituciones de módulos en 401115 módulos analizados en un periodo de 15 meses, dicha probabilidad toma un valor de 0,34 ‰, es decir, se tendría que sustituir 1 de cada 2930 módulos FV en dicho periodo según el presente análisis. Sin embargo, si se tiene en cuenta que todos los módulos sustituidos fueron de tecnología CdTe, un valor más preciso de dicha probabilidad se tendría si se considerasen únicamente este tipo de módulos. Por tanto, si se han contabilizado 137 sustituciones en 351993 módulos, la probabilidad de que un módulo sea sustituido será del 0,39 ‰, por lo que se tendría que sustituir 1 de cada 2570 módulos de CdTe de acuerdo a la información analizada.

### 7.2.2 Inversor

En cuanto a las incidencias de los inversores de cada planta FV analizada, se ha contabilizado un total de 205 incidencias, entre las cuales, de acuerdo con la clasificación establecida, 89 se corresponden a fallos de operación, 73 a defectos y fallos en arranques y paradas de los equipos, y 43 asociadas a fallos de monitorización y comunicación del inversor.

Incidencia	Nº	Frecuencia Relativa	Frecuencia Relativa	Frecuencia Relativa
		Inc. Inversores	Inc. Internas	Inc. Totales
Fallos de operación	89	43,4%	23,6%	13,2%
Fallos en arranques y paradas	73	35,6%	19,4%	10,8%
Fallos de monitorización y comunicación	43	21,0%	11,4%	6,4%
	205	100%	54,4%	30,4%

**Tabla 7.8.** Incidencias en Inversores en las plantas FV analizadas.



**Ilustración 7.10.** Incidencias en Inversores

En la Tabla 7.8 se observa que el tipo de incidencia más común que se produce en los inversores es el correspondiente a problemas y fallos de operación, es decir, paradas del equipo, el cual ha supuesto un 43,4% de las incidencias en inversores, siendo además el tipo de incidencia de mayor importancia, ya que es la que afecta a la producción en mayor medida. A continuación le siguen los fallos en arranques y paradas, con un 35,6% de los casos, sin embargo, aunque estos fallos afecten a la producción, la mayoría de los casos suelen ser escasos minutos en horas de baja radiación solar (arranques al amanecer y paradas a atardecer), por lo que su aparición no afecta al funcionamiento de la planta de forma considerable.

Por último, respecto a los fallos del sistema de comunicación y monitorización del inversor, no se hará especial hincapié, ya que como se ha comentado en ocasiones anteriores no afectan a la producción del equipo, además de que se producen en menor medida (prácticamente un 6,4% del total de incidencias).

En la Tabla 7.6, se tiene la distribución de las incidencias de inversores en cada planta fotovoltaica analizada, sin embargo, llegado este punto del análisis, resulta más interesante analizar dichas incidencias a nivel de inversor, es decir, analizar cómo se distribuyen los fallos en cada uno de los inversores existentes. Esto permite desde un punto de vista teórico, considerar cada inversor como si formara parte de una instalación fotovoltaica unitaria independiente. Desde esta perspectiva, se están analizando las 218 instalaciones fotovoltaicas correspondientes a cada uno de los inversores que contiene cada planta fotovoltaica considerada en el presente estudio.

En la Tabla 7.9, se recoge el número de inversores que han padecido una determinada cantidad de incidencias durante su operación:

n	Nº Instalaciones con n fallos
0	131
1	41
2	22
3	7
4	9
5	2
6	2
7	2
8	1
9	0
10	0
11	0
12	0
13	0
14	0
15	0
16	0
17	0
18	0
19	1
20	0

**Tabla 7.9.** Inversores en función del número de incidencias existentes.

Puede observarse, que más de la mitad de inversores analizados, es decir, 131 inversores no han presentado ninguna incidencia. Por otro lado, se ve que no se tienen inversores con más de 9 incidencias, sin embargo sí se tiene un inversor con 19 incidencias, lo cual se trata de una anomalía, ya que dicho inversor presenta fallos de comunicación y monitorización de forma inusual.

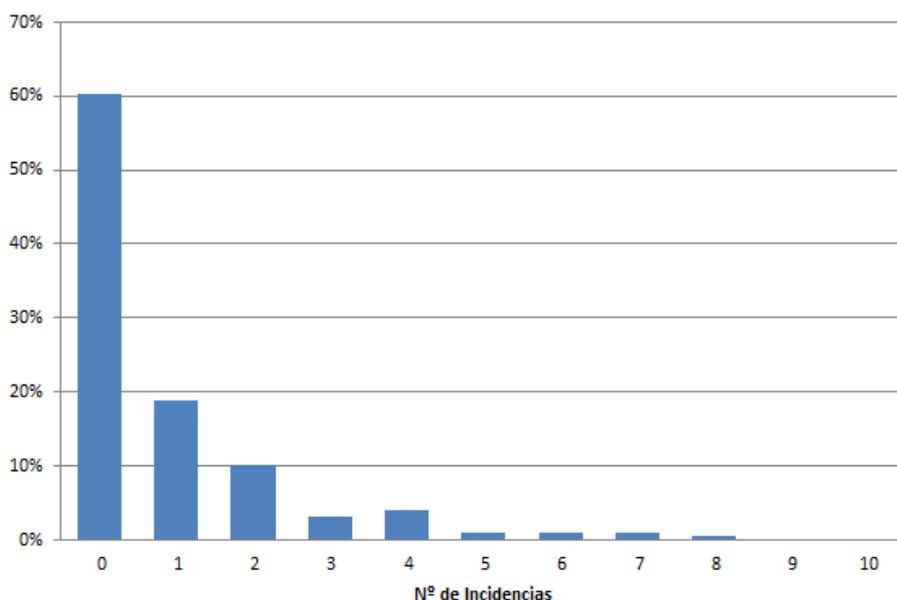
Por tanto, excluyendo dicho inversor anómalo, puede obtenerse la distribución de frecuencias correspondiente a los inversores que presentan un determinado número de incidencias, la cual se muestra en la Tabla 7.10:

Nº Fallos	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Absoluta Acumulada	Frecuencia Relativa	Frecuencia Relativa Acumulada
0	131	131	60,4%	60,4%
1	41	172	18,9%	79,3%
2	22	194	10,1%	89,4%
3	7	201	3,2%	92,6%
4	9	210	4,1%	96,8%
5	2	212	0,9%	97,7%
6	2	214	0,9%	98,6%
7	2	216	0,9%	99,5%
8	1	217	0,5%	100,0%
9	0	217	0,0%	100,0%
10	0	217	0,0%	100,0%
11	0	217	0,0%	100,0%
12	0	217	0,0%	100,0%
<b>Total</b>	217		100%	

**Tabla 7.10.** Distribución de frecuencias de inversores e incidencias.

La columna relativa a la frecuencia absoluta, representa el número de inversores que presentan un total de fallos indicados en la primera columna, mientras que la frecuencia absoluta acumulada, como su propio nombre indica, no es más que el acumulado correspondiente.

La frecuencia relativa, se obtiene a partir del cociente de la frecuencia absoluta por el número total de inversores analizados (en lugar de 218 inversores hay 217, ya que se descartó un inversor cuyo comportamiento no era representativo). A su vez, la frecuencia relativa puede interpretarse como la probabilidad de que un inversor presente un determinado número de fallos (probabilidad empírica), por lo que se identificaría con la función de densidad de probabilidad, la cual se representa en la Ilustración 7.11:



**Ilustración 7.11.** Función de densidad de probabilidad (Frecuencia relativa de la muestra)

Puede observarse, que la situación más probable es aquella en la en un determinado inversor no presente ninguna incidencia con una probabilidad del 60,4%, al menos en el periodo de tiempo que se ha considerado

para realizar este análisis, es decir, 15 meses. Por otro lado, puede deducirse la probabilidad de que durante dicho periodo se produzca al menos una incidencia, es decir, la probabilidad de que un inversor falle:

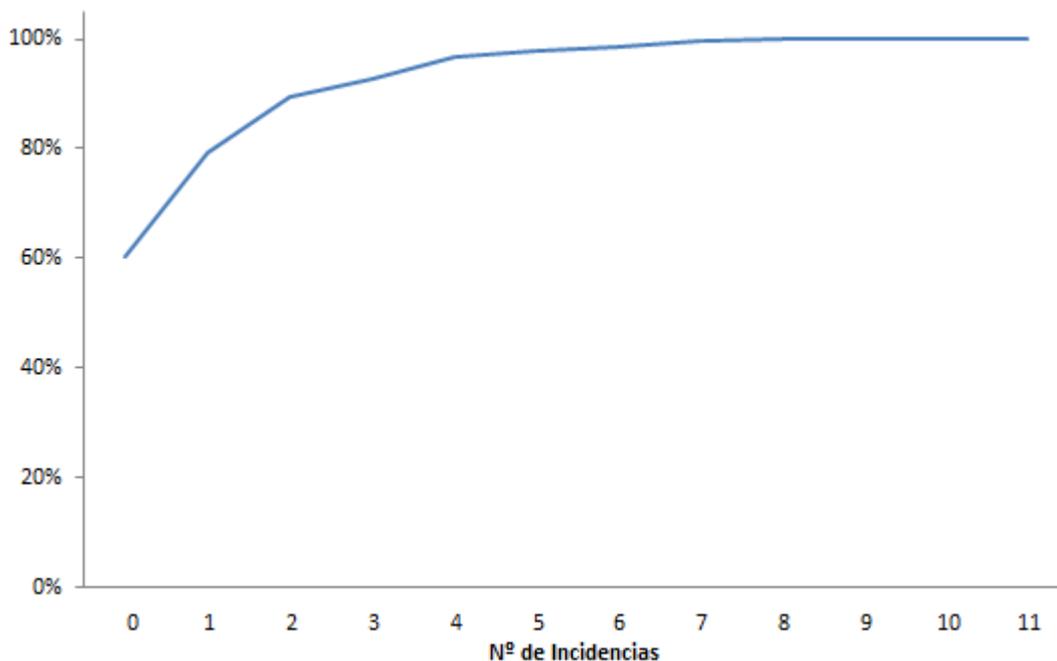
$$P_{nofallo}^{INV} = 60,4\%$$

$$P_{fallo}^{INV} = 1 - P_{nofallo}^{INV} = 39,6\%$$

La frecuencia relativa acumulada, se identificaría con la función de distribución de probabilidad correspondiente, ya que por definición, se obtiene como la suma de función de densidad:

$$F(x) = P(X \leq x) = \sum_{-\infty}^x f(k)$$

Dicha función de distribución se representa en la Ilustración 7.12:



**Ilustración 7.12.** Función de distribución de probabilidad. (Frecuencia relativa acumulada de la muestra)

Puede comprobarse el hecho de que prácticamente, la probabilidad de que un inversor presente al menos dos incidencias durante 15 meses es del 90%, lo que supone un resultado muy positivo ya que se trata de un porcentaje que asegura una gran fiabilidad en la operación de un inversor.

A continuación se muestra en la Ilustración 7.13 la distribución de fallos en cada uno de los inversores analizados que han presentado incidencias. Para una mejor visualización, se han omitido los inversores que no han presentado ningún fallo:

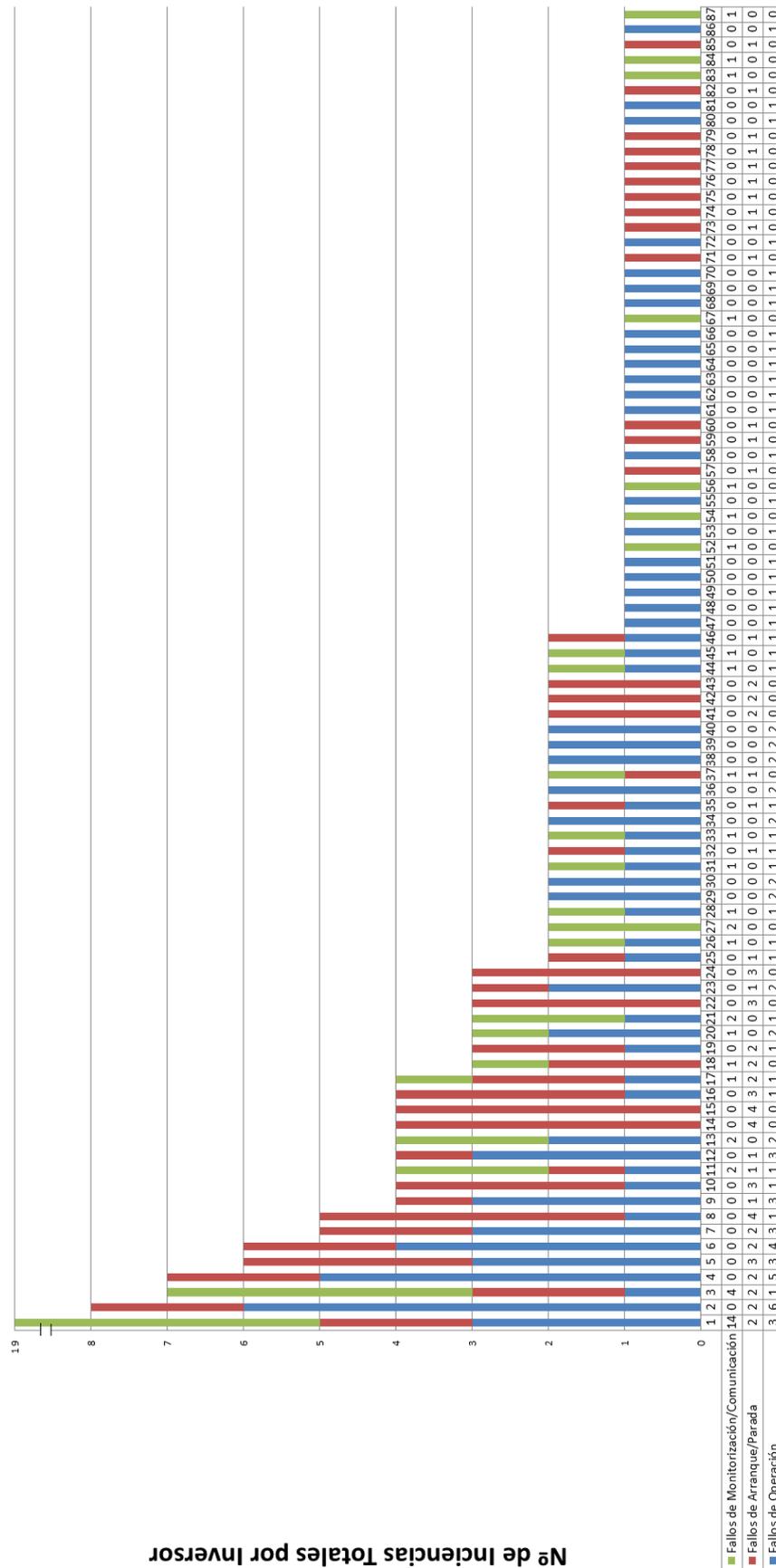
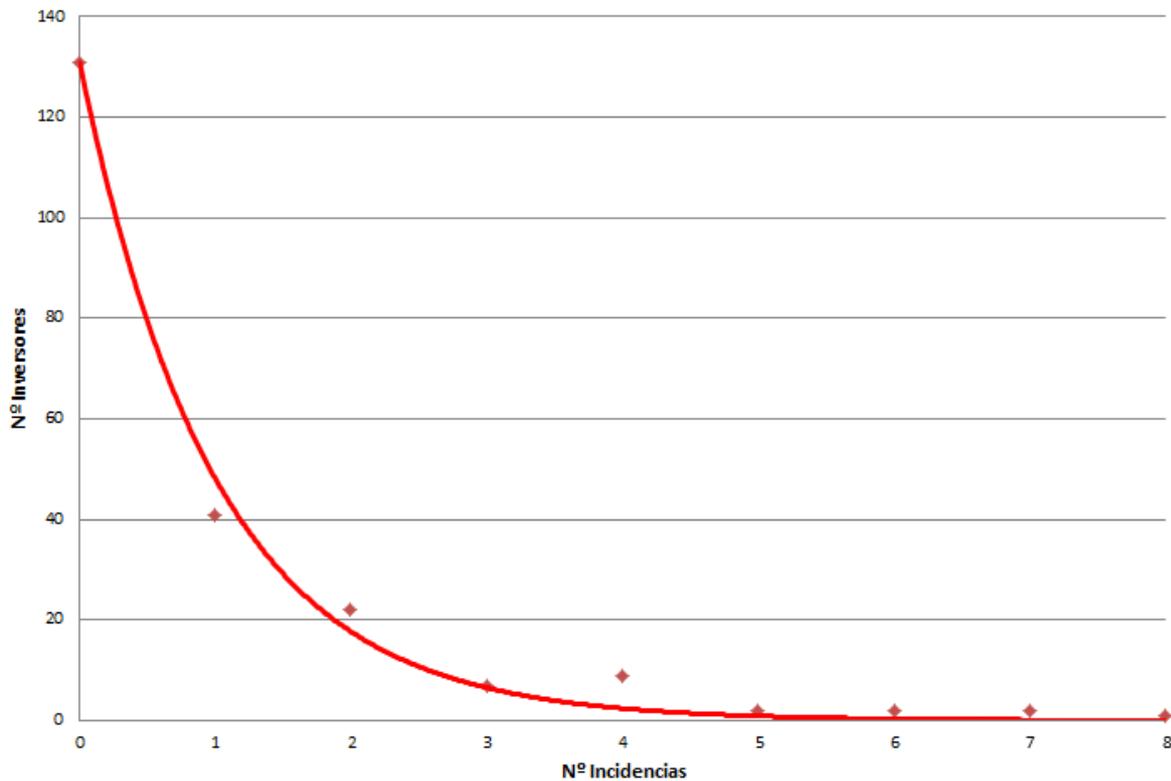


Ilustración 7.13. Distribución de incidencias en inversores analizados

A primera vista, puede apreciarse una clara tendencia exponencial decreciente del número de inversores a medida que aumenta el número de incidencias existentes.

Dicha evolución puede apreciarse mejor si se representan gráficamente los puntos de la Tabla 7.9:



**Ilustración 7.14.** Representación gráfica del número de inversores frente al número de incidencias que presentan.

En la Ilustración 7.14, junto con dichos puntos se ha añadido la línea de regresión correspondiente, mediante un tipo de tendencia exponencial, en la cual se ha obtenido un coeficiente de correlación  $R=0,87$ , con lo que se demuestra por tanto la evidencia de dicha tendencia.

Este resultado es interesante ya que debido al hecho de que el número de incidencias que se dan en los inversores presente una tendencia con un comportamiento exponencial y por tanto natural, dota de sentido a la generalidad con la que se ha asumido este estudio.

Otro aspecto interesante, sería analizar las incidencias que se han dado en los inversores teniendo en cuenta la potencia nominal (tamaño) de los mismos. Como se vio en el capítulo 6, dónde se describieron las características de todas las plantas fotovoltaicas analizadas, se tenían inversores con potencias desde 5 a 1000 KW, por lo que sería posible tratar de sacar alguna conclusión sobre la fiabilidad de estos equipos según su potencia.

A continuación se muestra en la Tabla 7.11 información relativa al número de inversores existentes con una determinada potencia nominal, así como el total de incidencias que han registrado, indicando a su vez el número de inversores que han presentado fallos. Únicamente se han considerado en este análisis los fallos de operación y de arranques y paradas, ya que resulta de mayor interés conocer en qué medida se ve afectada la producción de los inversores en función de su tamaño.

Potencia (KW)	Nº Inv.	Nº Inv. Fallidos	Porcentaje Inv. Fallidos	Fallos Operación	Fallos A/P	Fallos Totales	Fallos Totales/Inv. Totales
5	34	10	29,4%	1	12	13	0,4
15	46	23	50,0%	38	30	68	1,5
90	61	22	36,1%	31	16	47	0,8
100	36	9	25,0%	5	8	13	0,4
500	19	8	42,1%	6	4	10	0,5
540	4	3	75,0%	4	2	6	1,5
630	8	1	12,5%	1	1	2	0,3
760	2	1	50,0%	1	0	1	0,5
800	4	1	25,0%	1	0	1	0,3
1000	4	1	25,0%	1	0	1	0,3
<b>Total</b>	218	79		89	73	162	

**Tabla 7.11.** Incidencias en inversores según potencia nominal.

Con la información recogida, es difícil establecer para que potencias se tiene una mayor probabilidad de fallo debido a que las proporciones en las que se tienen inversores de diferentes potencias es muy variada, por lo que aunque se tenga un mayor índice de fallos e incidencias para inversores pequeños, este hecho viene determinado por la mayor cantidad de inversores de menor potencia existentes. Por tanto, para determinar el rango de potencias para los que un inversor falla con mayor frecuencia, se ha considerado como parámetro comparativo el cociente del número de total de incidencias en inversores de una determinada potencia y el número total de los mismos.

Mediante su evaluación pueden observarse algunos aspectos. En primer lugar puede comprobarse que, en general, se tiene una evolución decreciente de dicho parámetro y que para inversores de pequeñas y medianas potencias, dicho parámetro es superior que el correspondiente a inversores de grandes potencias (>600 KW). Este resultado era lógico de esperar, ya que se entiende que los inversores de grandes potencias poseen sistemas de control internos más sofisticados y eficientes que los que presentan los inversores de menor potencia. Por tanto se comprueba que estadísticamente los inversores de potencias grandes tienen una mayor fiabilidad en su operación.

Asimismo, en el caso de los inversores de menor potencia existentes (5 KW), se tiene también un valor inferior de dicho ratio. Esto puede ser debido a que los inversores de este tamaño, no solo tienen aplicación en plantas de generación de energía, sino que son ampliamente utilizados en instalaciones aisladas e instalaciones de autoconsumo. Por tanto, tienen una mayor demanda de mercado y resulta lógico pensar que presentan mejores prestaciones desde el punto de vista de diseño y fabricación.

Otro aspecto a destacar es que en el caso de los inversores de 540 KW de los que cabe pensar que presentan una buena fiabilidad, se ha obtenido un valor alto del ratio en cuestión. Una posible explicación a este hecho puede ser que precisamente estos inversores pertenecen a la planta A1, la cual se encuentra en Mallorca, donde probablemente la red sea más inestable por tratarse de una isla. Además puede comprobarse en los archivos de seguimiento de dicha planta, que tras producirse una serie de incidencias en la red eléctrica se produjeron algunos fallos en estos inversores, probablemente originados por dichas inestabilidades en la red.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que se está considerando una muestra pequeña de inversores de cada rango de potencias, lo que hace que este análisis no sea del todo plausible. Sin embargo, ha servido para al menos, sacar algunas conclusiones en relación a la potencia de los inversores.

### 7.2.3 Centro de Transformación

Los centros de transformación se tratan de un elemento frontera en las instalaciones fotovoltaicas, ya que es un elemento puramente eléctrico, por lo que aunque sea independiente de la tecnología fotovoltaica, es el elemento terminal de dicha instalación. Por tanto, en cuanto a las incidencias asociadas a cortes en las celdas de los centros de transformación de las plantas fotovoltaicas analizadas, se han contabilizado un total de 27 saltos de las diferentes celdas de protección.

Ya que no se trata de una cantidad lo suficientemente grande para realizar un análisis más exhaustivo, ya que independientemente del número de plantas presentes en el análisis, este tipo de incidencias suele darse en menor medida, simplemente se comentarán a modo de análisis sencillo los siguientes resultados.

Si se observa la Tabla 7.6, puede comprobarse que las incidencias asociadas a centros de transformación se producen en 7 de las 24 plantas analizadas, por lo que en un 30% de las plantas aproximadamente, los centros de transformación originaron un corte que afectó de manera significativa a la producción. Un aspecto que llama la atención es que en 6 de ellas se tienen inversores de potencias relativamente grandes (superiores a 500 KW). Por tanto, de lo anterior se deduce que este tipo de incidencias, de acuerdo al presente estudio, pueden atribuirse a plantas gran tamaño situadas sobre el terreno, ya que no ha habido ningún caso de fallo en instalaciones sobre cubiertas (posiblemente debido a que éstas tienen tamaños mucho menores). Asimismo se tiene constancia de que estas 27 incidencias son asociadas a 9 de los 45 centros de transformación existentes, por lo que se tiene un índice de aparición de incidencias o probabilidad de fallo del 20% de los mismos.

Sin embargo hay que aclarar que únicamente en una de las plantas (C1), pudo determinarse que los diferentes saltos de celdas que se acontecieron, se debían a problemas internos del transformador. En el resto de plantas, simplemente se tenía constancia de dichos saltos en las celdas, probablemente debidos a problemas de aislamiento o cualquier fallo eléctrico, pero como ya se comentó anteriormente, el objeto del presente análisis se ciñe a la contabilización de fallos e incidencias sin atender al origen de las mismas por su general indeterminación.

## 7.3 Análisis de Ratios de Operación

De acuerdo al análisis anteriormente realizado, debido a que el 58% de los fallos e incidencias que se han registrado en las plantas fotovoltaicas son de carácter interno, es decir, afectan al correcto funcionamiento de los componentes internos de las mismas, penalizando en la mayoría de los casos a la producción de energía, resulta lógico pensar que dichos fallos penalicen a su vez a los ratios de eficiencia de dichas instalaciones. Por tanto, como última parte de este proyecto, se procederá a comprobar de forma experimental si existe relación entre dichos ratios y las incidencias (internas) existentes.

Al igual que para llevar a cabo la contabilización de incidencias, se tuvo que seleccionar un grupo de plantas, de todas aquellas de las que se disponía información, en las que el seguimiento y control de dichas incidencias era riguroso y preciso, en este caso para realizar este análisis, no se han podido considerar todas las plantas analizadas, ya que en algunas de ellas, los datos de radiación de los que se disponían, no eran fiables para evaluar los distintos ratios de operación. En concreto, se trata precisamente de la mayoría de instalaciones sobre cubiertas, en las que existen varias inclinaciones dentro de una misma instalación, por lo que si únicamente se tiene un sensor que mide la radiación global para determinada inclinación, dicho valor no es representativo para la instalación en su globalidad.

Por otro lado, se considerarán como ratios representativos de la operación de cada una de las plantas fotovoltaicas seleccionadas el rendimiento energético (RE%) y el PR (Performance Ratio, PR%):

- El *rendimiento energético*, hace referencia al significado clásico de rendimiento o eficiencia, el cual se entiende como el cociente entre la energía obtenida o generada por un sistema o proceso y la energía suministrada o aportada al mismo. En el caso de una instalación solar fotovoltaica, se define como el cociente entre la energía producida en el inversor o conjunto de inversores, es decir, la energía inyectada a la red, para la cual suele tomarse el valor medido por el contador de la compañía eléctrica y la energía radiante captada en el campo solar de la instalación:

$$RE(\%) = \frac{E[KWh]}{H_g \left[ \frac{KWh}{m^2} \right] \cdot A_{Cap} [m^2]} \cdot 100$$

- El *performance ratio* o *PR*, es el ratio más utilizado para evaluar y comparar la operación de plantas fotovoltaicas, ya que más que la capacidad de conversión energética que es capaz de realizar el sistema, en este caso, la planta fotovoltaica, expresa la relación entre la energía producida real con respecto a la energía máxima teórica posible:

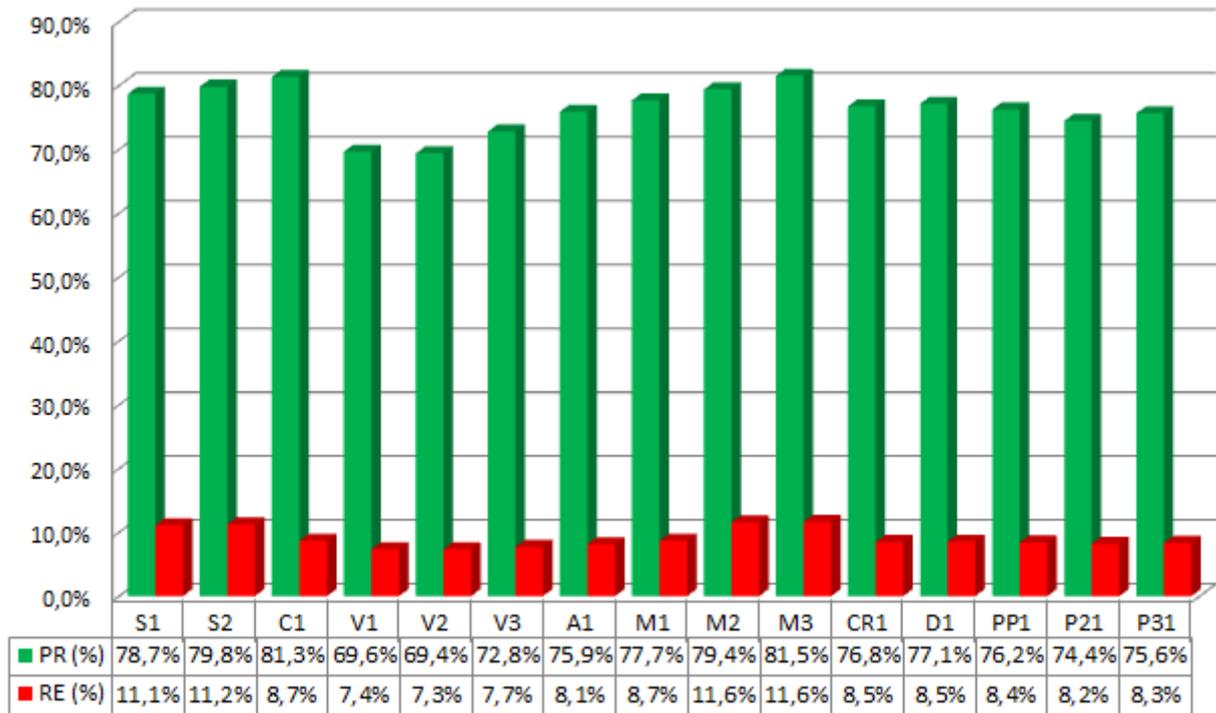
$$PR(\%) = \frac{E[KWh]}{\frac{H_g \left[ \frac{KWh}{m^2} \right]}{1000 W/m^2} \cdot P_p [W_p] \cdot \left[ 1 - \alpha \left[ \frac{\%}{^{\circ}C} \right] \cdot (\overline{T_p} - 25) [^{\circ}C] \right]} \cdot 100$$

Es decir, compara la energía real producida con la máxima posible que podría generar una instalación fotovoltaica, dadas unas determinadas condiciones de operación (radiación, temperatura de célula, etc.), por tanto se trata de un parámetro que más que la eficiencia, mide la efectividad o calidad de la instalación.

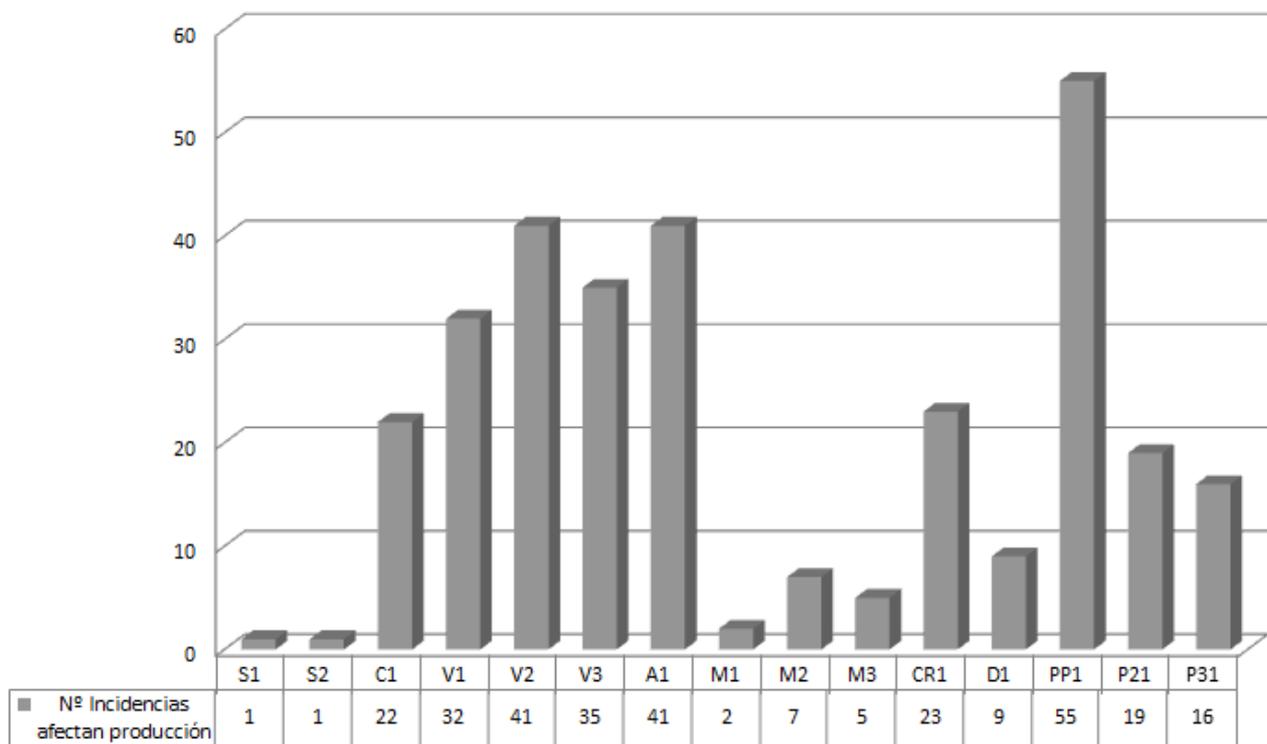
Teniendo en cuenta lo comentado anteriormente, a continuación se presenta la Tabla 7.12, dónde se recoge una tabla resumen con los valores de producción y radiación, así como el PR y el rendimiento energético del conjunto de plantas seleccionadas, considerando además el total de incidencias internas que se han registrado en las mismas.

EMPLAZAMIENTO		TIPO		CAMPO SOLAR PANELES FV/CABLEADO				INVERSOR		PLANTA			Parámetros de operación durante el periodo de estudio			PR (%)	RE (%)	Nº incidencias a.p.
Parque FV	Planta	Provincia	Terreno/Cubierta	Nº paneles	Material	Tamaño [m²]	Coefficiente Temp. (α)	Potencia pico [Vp]	Nº inversores	Potencia nominal [kW]	Potencia pico [kVp]	Potencia nominal [kW]	Producción [MWh]	Radiación [kWh/m²]	Tª media [°C]			
S	S-1	Valencia	Cubierta	3266	Silicio PC	1,67	0,005	230	1	630	751,2	630	1147,6	1905,5	21,2	78,7%	11,1%	1
	S-2	Valencia	Cubierta	3266	Silicio PC	1,67	0,005	230	1	630	751,2	630	1164,3	1905,5	21,2	79,8%	11,2%	1
C	C-1	Zamora	Terreno	57888	CdTe	0,72	0,0025	75	4	1000	4341,6	4000	7729,8	2139,0	15,7	81,3%	8,7%	22
	V-1	Cádiz	Terreno	29106	CdTe	0,72	0,0025	75	21	90	2183,0	1890	3796,4	2464,2	19,5	69,6%	7,4%	32
V	V-2	Cádiz	Terreno	29106	CdTe	0,72	0,0025	75	21	90	2183,0	1890	3778,1	2464,2	19,9	69,4%	7,3%	41
	V-3	Cádiz	Terreno	26334	CdTe	0,72	0,0025	75	19	90	1975,1	1710	3588,3	2464,2	19,7	72,8%	7,7%	35
	A-1	Mallorca	Terreno	44928	CdTe	0,72	0,0025	75/77,5	6	2x500 + 4x540	3425,8	3160	5943,6	2258,5	20,1	75,9%	8,1%	41
MA	MAA-1	Murcia	Terreno	25812	CdTe	0,72	0,0025	80	4	500	2065,0	2000	4050,7	2507,3	22,1	77,7%	8,7%	2
MB	MB-1	Murcia	Terreno	9540	Silicio PC	1,63	0,0045	235	4	500	2241,9	2000	4460,9	2473,0	22,0	79,4%	11,6%	7
MC	MC-1	Murcia	Terreno	13680	Silicio PC	1,63	0,0045	230	6	500	3146,4	3000	6411,8	2470,0	22,3	81,5%	11,6%	5
CR	CR-1	Cremona	Terreno	34080	CdTe	0,72	0,0025	77,5	4	500,760	2641,2	2520	3578,3	1722,9	15,2	76,8%	8,5%	23
D	D-1	Cremona	Terreno	16200	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	630	1255,5	1260	1673,5	1682,4	14,2	77,1%	8,5%	9
PP	PP-1	P. Pignano	Terreno	46200	CdTe	0,72	0,0025	77,5	5	630	3580,5	3490	4775,0	1709,3	15,6	76,2%	8,4%	55
P2	P2-1	Parmense	Terreno	20520	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	800	1590,3	1600	2116,0	1744,2	15,1	74,4%	8,2%	19
P3	P3-1	Parmense	Terreno	16680	CdTe	0,72	0,0025	77,5	2	630	1292,7	1260	1751,1	1752,3	16,0	75,6%	8,3%	16

Tabla 7.12. Comparativa de los ratios de operación de las plantas seleccionadas.



**Ilustración 7.15.** Gráfico del PR y RE promedios durante el periodo de estudio de las plantas seleccionadas.



**Ilustración 7.16.** Gráfico del número de incidencias que afectan a la producción registradas en las plantas seleccionadas.

Para una mejor visualización del efecto que se quiere comprobar, a continuación se muestra en la Tabla 7.13 el número total de incidencias que afectan a la producción ordenadas de forma creciente junto con los valores obtenidos de PR y RE para cada una de las plantas FV analizadas en este apartado:

Planta FV	PR (%)	RE (%)	Nº Incidencias a.p.
S-1	78,7%	11,1%	1
S-2	79,8%	11,2%	1
MA-1	77,7%	8,7%	2
MC-1	81,5%	11,6%	5
MB-1	79,4%	11,6%	7
D-1	77,1%	8,5%	9
P3-1	75,6%	8,3%	16
P2-1	74,4%	8,2%	19
C-1	81,3%	8,7%	22
CR-1	76,8%	8,5%	23
V-1	69,6%	7,4%	32
V-3	72,8%	7,7%	35
V-2	69,4%	7,3%	41
A-1	75,9%	8,1%	41
PP-1	76,2%	8,4%	55

**Tabla 7.13.** Relación del número de incidencias que afectan a la producción y los ratios de rendimiento.

Se observa por tanto que en general, las plantas con mayor índice de incidencias que afectan a la producción presentan valores inferiores de los ratios de rendimiento (ya que puede apreciarse una zona superior clara y una zona inferior más oscura según la escala de colores utilizada). Hay que destacar, que aunque se tengan plantas con mayor índice de incidencias que presenten valores de PR o RE superiores respecto a otras con menor cantidad, se debe básicamente a que se han analizado instalaciones diferentes localizadas en emplazamientos distintos, por lo que existen numerosos factores que pueden aumentar estos parámetros a pesar del número de incidencias existentes como por ejemplo el clima, el cual determina una temperatura de operación determinada.

Además hay que tener en cuenta que estos parámetros son muy sensibles al valor de radiación considerado, por lo que habría que considerar además el grado de indeterminación en las medidas de irradiación, la cual no se trata precisamente de una magnitud fácil de medir con exactitud, ya que la mayoría de sensores y dispositivos de medida se degradan con el tiempo.

Se trata por tanto de un resultado interesante, ya que se pone de manifiesto cómo afecta la aparición de fallos e incidencias a estos ratios de operación, en concreto al PR, ya que se trata del parámetro que evalúa y compara la operación de plantas fotovoltaicas, siendo además el que se utiliza generalmente en los contratos de O&M, en los que la compañía o empresa encargada de dicho servicio, se compromete a garantizar, entre otras cuestiones,

un valor de PR anual determinado que asegure el correcto mantenimiento y supervisión técnica de la instalación.



## 8 CONCLUSIONES

---

**E**n vista de los gráficos y estadísticas obtenidas en el capítulo 7 del presente proyecto, se puede llegar a una serie de conclusiones que servirán para tener presente el tipo de incidencias que pueden aparecer durante la operación de una planta fotovoltaica, así como su frecuencia y probabilidad de aparición. Desde una perspectiva general, se concluyen los siguientes resultados generales:

En los 15 meses se han registrado 674 incidencias. Los resultados, después de la depuración de toda la información, aparecen resumidos y clasificados en la Tabla 7.2.

En la Ilustración 7.1 aparece la distribución porcentual de las incidencias en función del elemento que resulta afectado aplicando el criterio general de clasificación seleccionado, dónde se pone de manifiesto que el elemento con mayor índice de fallo ha sido el sistema de monitorización con el 36,9% del total de incidencias. Asimismo en la Ilustración 7.2 aparece el desglose de fallos e incidencias analizadas en cada elemento.

De todas las incidencias en las instalaciones:

- La instalación solar fotovoltaica es la responsable del 56% del total de los fallos registrados. Y de estos, el modulo fotovoltaico es el responsable del 20,3% del total de fallos. Por otro lado, el 44% de las incidencias son debidas a causas externas (ajenas) a la instalación FV.
- A nivel de parque fotovoltaico, se ha registrado un total de 674 incidencias en un período de 15 meses, lo que supone una incidencia cada 11,4 días por parque y dentro de éstas, un 56,7% tienen repercusiones negativas en la producción de energía eléctrica, por lo que estadísticamente se tiene un fallo que afecta a la producción cada 20,2 días por parque.
- A nivel de planta fotovoltaica, se tiene un total de 377 incidencias internas en dicho período de 15 meses lo que supone el 56% del total de incidencias. Se tratan de las incidencias asociadas a fallos en el campo solar, inversor o grupo de inversores y centros de transformación existentes, excluyendo las incidencias originadas por causas ajenas y se tiene una incidencia de este tipo cada 28,9 días por planta FV. A su vez, el 88,6% de las incidencias internas registradas penalizan a la producción, por lo que estadísticamente se tiene un fallo interno que afecta a la producción cada 32,7 días por planta FV.

En cuanto a fallos asociados al campo solar, hay que aclarar que la aparición de fallos puntuales en un módulo apenas afecta a la producción, a no ser que se den causas externas de mayor gravedad, como es el caso de accidentes debido por viento, vandalismo o robo, los cuales pueden afectar a una cantidad considerable de módulos FV, ocasionando una pérdida de producción importante. Por tanto según esta experiencia se deduce que incrementando los niveles de seguridad en instalaciones fácilmente accesibles, así como reforzando las estructuras porta-módulos en aquellas instalaciones que sean más vulnerables a la existencia de fuertes cargas

de viento, como por ejemplo en instalaciones sobre cubiertas, podrían evitarse las incidencias asociadas a estos factores, tales como robos, vandalismo o accidentes por viento, registradas en el presente estudio.

Dentro de la tecnología fotovoltaica el 100% de las incidencias se ha debido a la tecnología de CdTe, no presentando ninguna incidencia los módulos de tecnología Monocristalino y Policristalino. Esto implicaría que la probabilidad de sustituir un módulo de CdTe considerando sólo los de esta tecnología es del 0,39 ‰, en lugar del 0,34 ‰, por lo que se tendría que sustituir 1 de cada 2570 módulos de CdTe.

Por otro lado, de acuerdo a la Tabla 7.8, aproximadamente un 24% del total de incidencias registradas son relativas a incidencias en inversores que afectan a la producción, las cuales suponen a su vez un 79% del total de incidencias en los mismos, lo que se traduce, en que prácticamente 1 de cada 5 incidencias que se den en un inversor, no afecta realmente a la producción.

Además, hay que citar que aproximadamente un 60% de los 218 inversores analizados no han presentado ningún tipo de anomalía en su funcionamiento, por lo que de acuerdo al presente análisis estadístico, se deduce que la probabilidad de que un inversor presente al menos una incidencia en 15 meses es del 39,6%. Asimismo, esta incidencia afectará a la producción en un 43,4%, afectará al arranque/parada del inversor en un 35,6% y afectará las comunicaciones del mismo en un 21%.

La influencia de estas incidencias en la producción fotovoltaica no ha sido muy significativa, habiéndose obtenido PR desde valores mínimos del 0,69 hasta 0,83. Como conclusión, la tecnología fotovoltaica es muy fiable. El elemento que habría que asegurar más su fiabilidad es el sistema de monitorización.

## 9 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 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, así como un horizonte temporal más amplio, sería posible obtener los valores de la probabilidad de fallo de cada uno de los componentes con mayor precisión, además de las respectivas distribuciones de frecuencia, pudiendo determinar si dichas distribuciones presentan un comportamiento determinado y por tanto, identificar el tipo de distribución de variable discreta que siguen.
- En relación a la propia 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 debido a la inmensidad del campo solar, éste es inapreciable. 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, pudiendo incluso compararlos por tecnologías.
- 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 considerar un mayor número de inversores, así como realizar 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.

Otra consideración a tener en cuenta dentro del análisis de fallos en inversores, sería contrastar el total de incidencias detectadas con el histórico de alarmas registradas por el sistema de monitorización de los inversores, con el fin de determinar el origen de dichos fallos e incidencias. Asimismo se podría establecer una nueva clasificación de fallos atendiendo a diferentes causas o motivos. De esta forma,

podría determinarse qué porcentaje del total de alarmas registradas son falsas, y por otro lado, qué porcentaje de las mismas generan un fallo real en el equipo, con lo que se estaría evaluando la fiabilidad del sistema de detección automática de fallos.

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, hablando siempre desde el punto de vista estadístico.

# REFERENCIAS

---

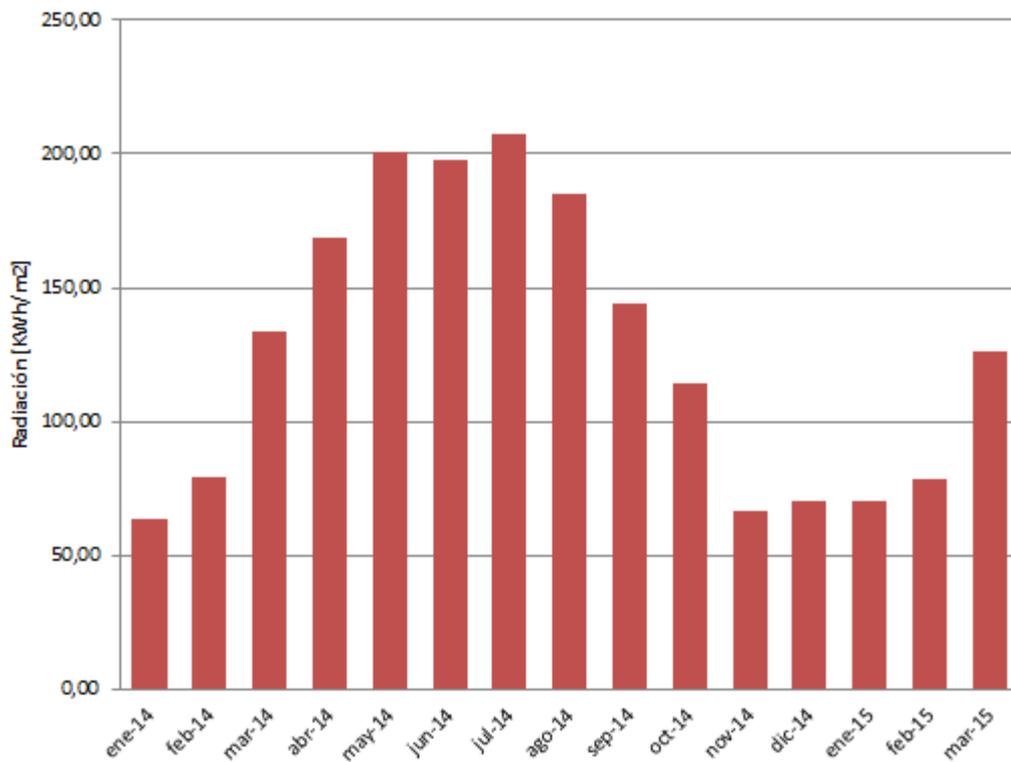
1. *Photovoltaics - A Path to Sustainable Futures*. **Pearce, Joshua**. Futures 34, 663-674, Pennsylvania : s.n., 2002.
2. *Real Decreto 1578/08 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de 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*. [Online] 2015.  
[http://www.photon.info/photon\\_news\\_detail\\_en.photon?id=90684](http://www.photon.info/photon_news_detail_en.photon?id=90684).
5. **Sun Edison**. [Online] <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*. [Online]  
<http://ingemecanica.com/tutorialessemanal/tutorialn192.html>.
8. **Solar Web**. Solar Web. *Autoconsumo Fotovoltaico*. [Online]  
<http://www.solarweb.net/fotovoltaica/autoconsumo.php>.
9. **Sitio Solar**. Sitio Solar.com - Portal de Energías Renovables. *El autoconsumo fotovoltaico inyectado a red*. [Online] <http://www.sitiosolar.com/el-autoconsumo-fotovoltaico-inyectado-a-red/>.
10. **Creara. Energy Experts**. *SUMINISTRO DE ENERGÍA ELECTRICA CON AUTOCONSUMO ELECTRICIDAD*. Madrid : s.n., 2015.
11. **UNESA**. UNESA-Asociación Española de la Industrial Eléctrica. *Central Fotovoltaica*. [Online]  
<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. [Online] [http://opex-energy.com/fotovoltaica/componentes\\_fotovoltaicos.html#2.\\_INVERSOR](http://opex-energy.com/fotovoltaica/componentes_fotovoltaicos.html#2._INVERSOR).



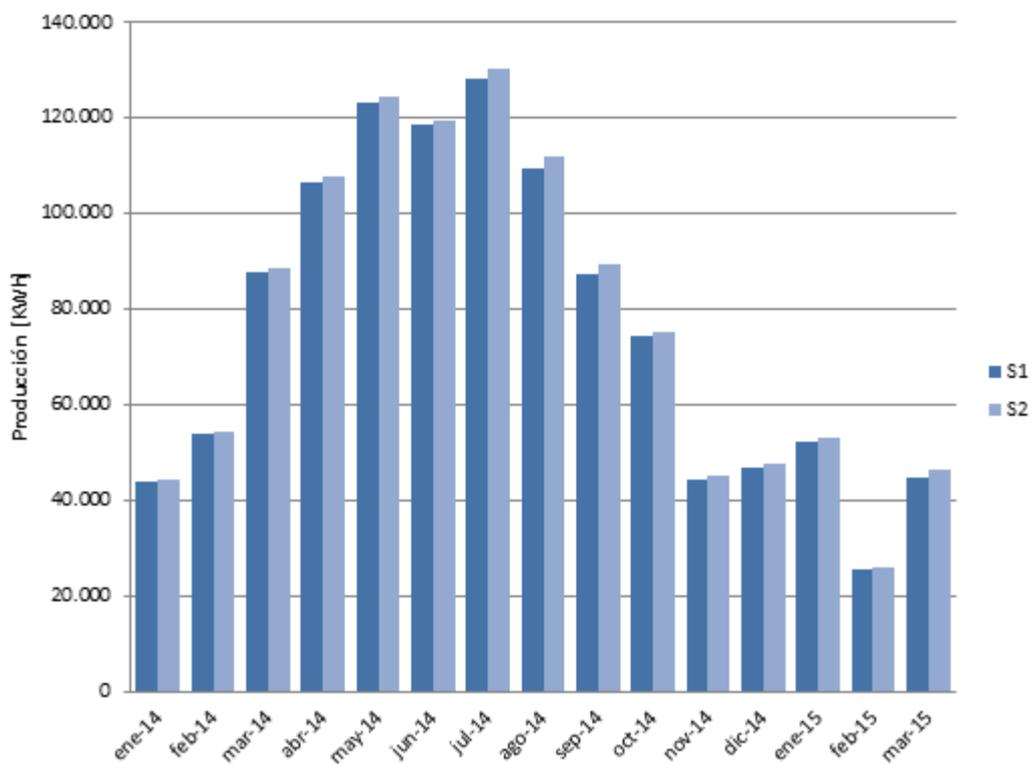
En este anexo se recogen una serie de gráficos y tablas de carácter adicional que han sido indispensables a la hora de llevar al cabo el presente análisis.

En concreto se muestran los valores mensuales de producción y radiación de cada una de las plantas seleccionadas para determinar los ratios de operación (PR y RE) en el punto 7.3.

### Parque Fotovoltaico S

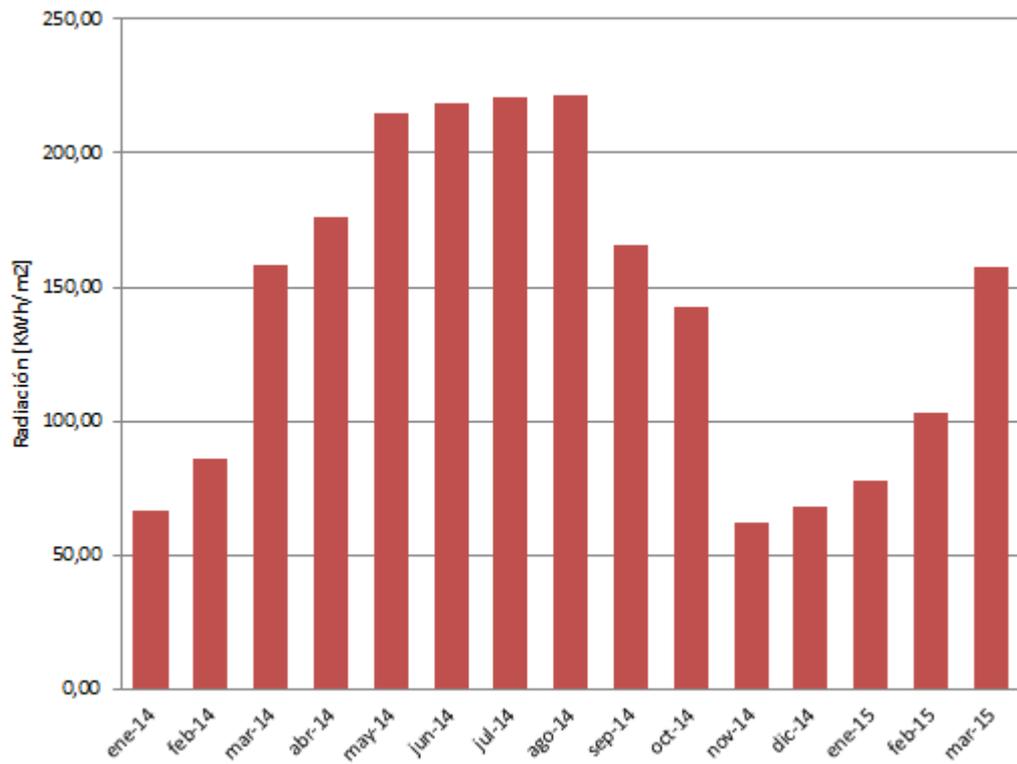


**Ilustración 0.1.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV S.

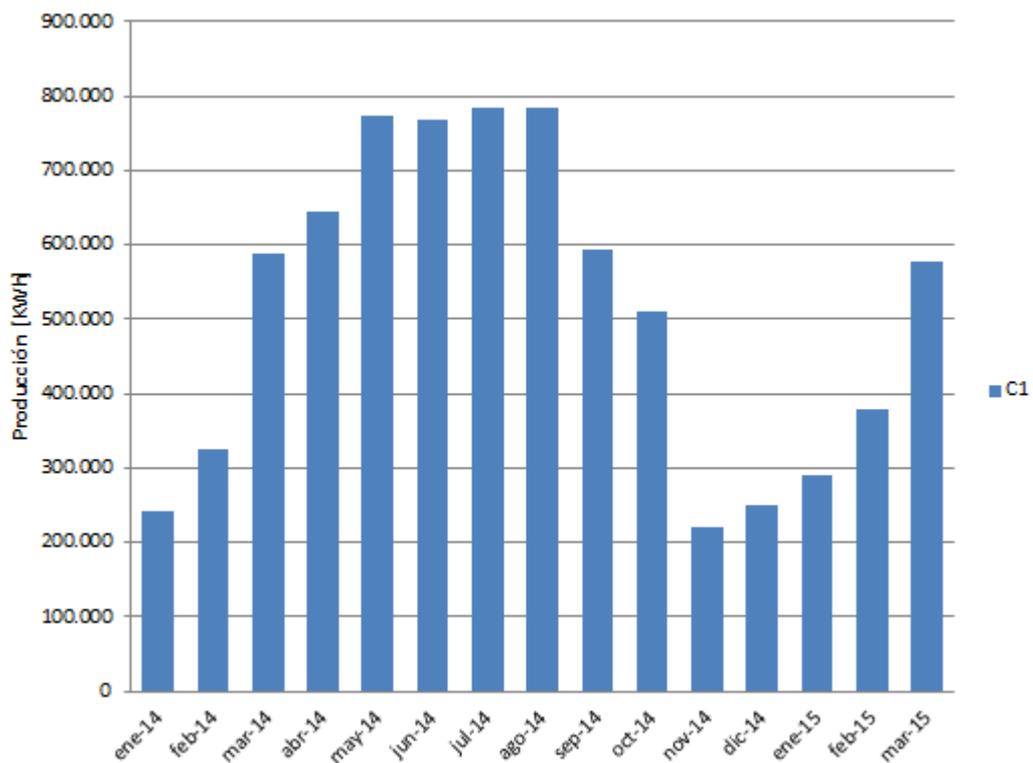


**Ilustración 0.2.** Producciones mensuales de las plantas FV S1 y S2 del parque FV S.

**Parque Fotovoltaico C**

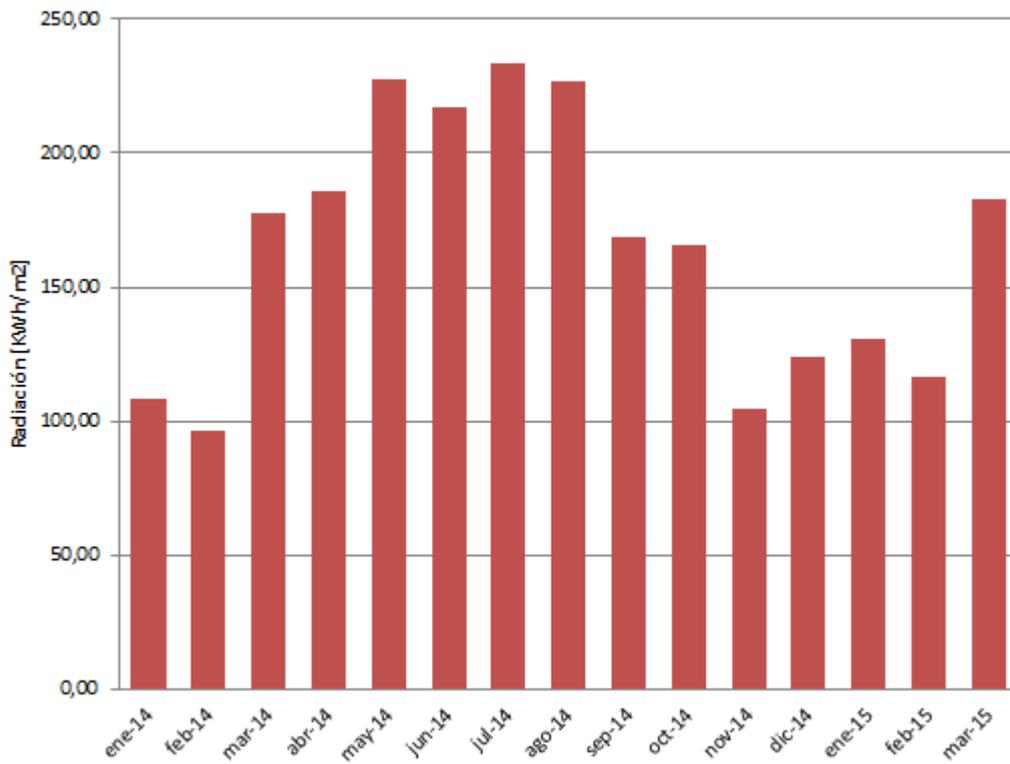


**Ilustración 0.3.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV C.

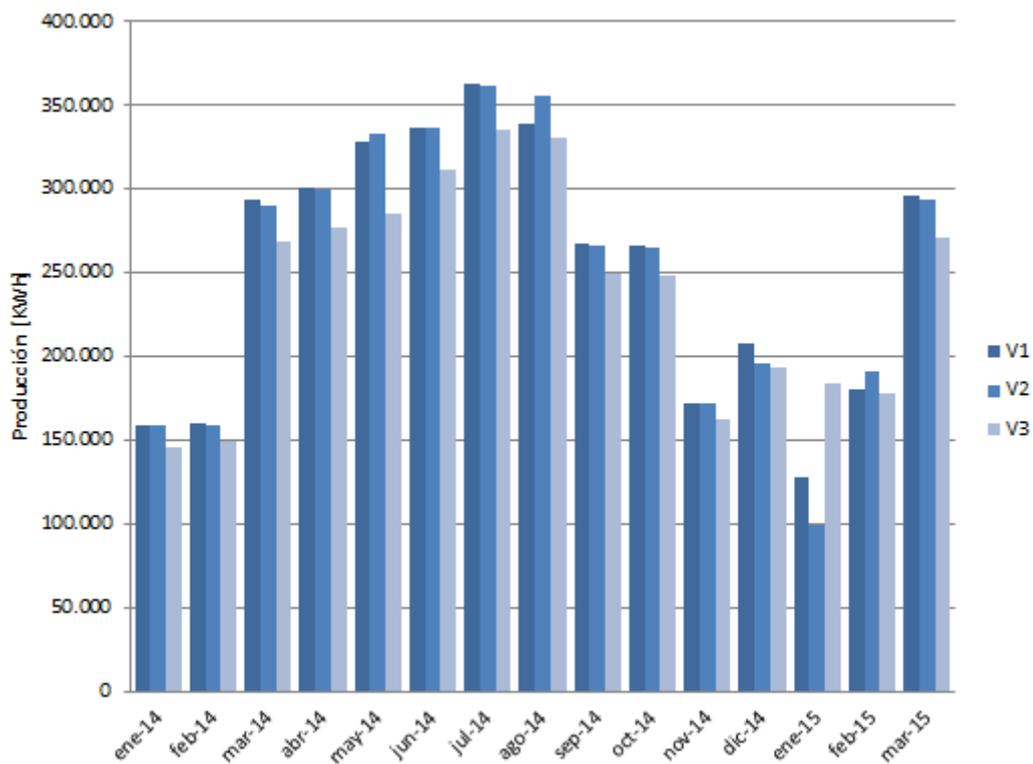


**Ilustración 0.4.** Producciones mensuales de las plantas FV C1 del parque FV C.

### Parque Fotovoltaico V

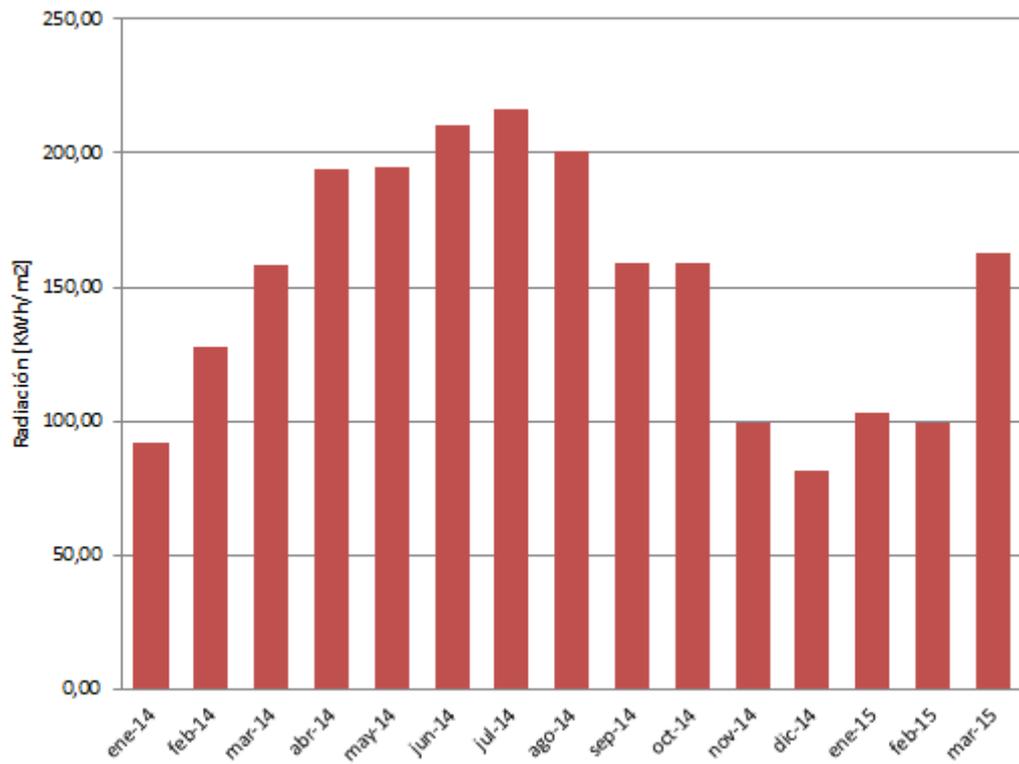


**Ilustración 0.5.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV V.

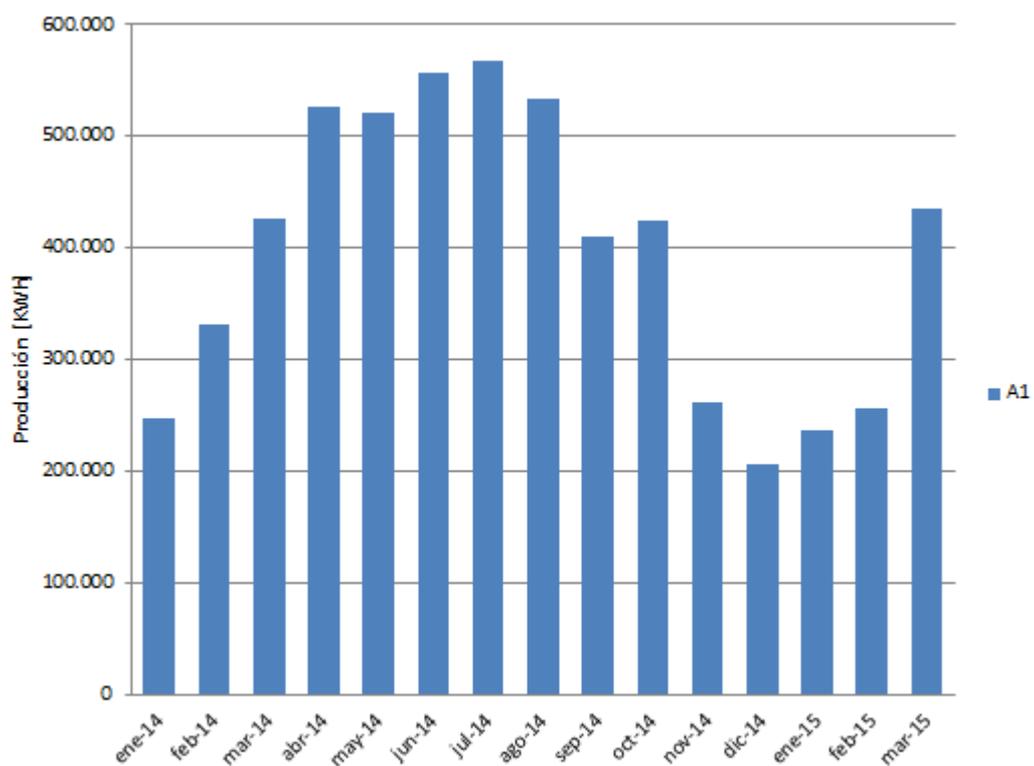


**Ilustración 0.6.** Producciones mensuales de las plantas FV V1, V2 y V3 del parque FV V.

**Parque Fotovoltaico A**

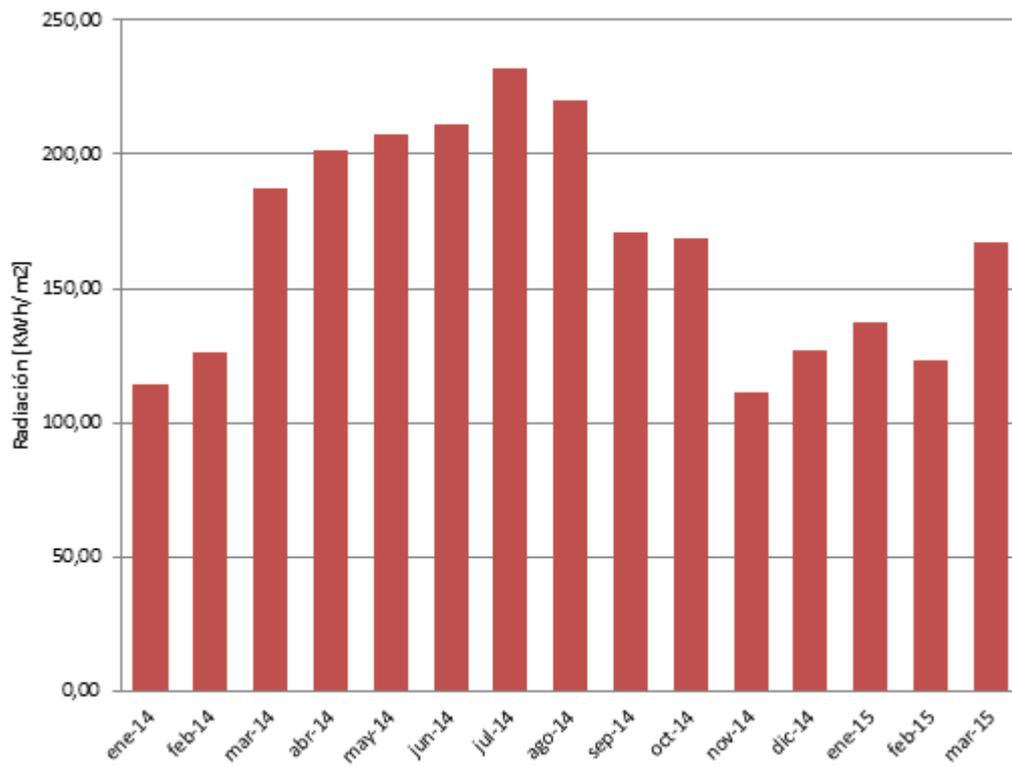


**Ilustración 0.7.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV A.

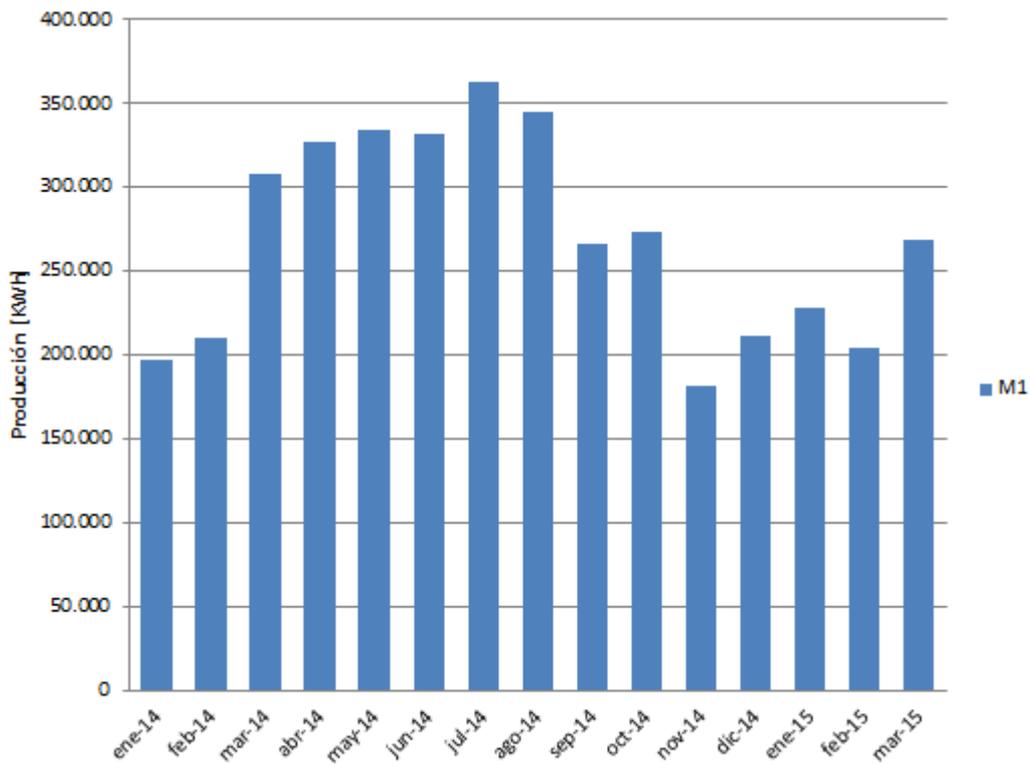


**Ilustración 0.8.** Producciones mensuales de la planta FV A1 del parque FV A.

### Parque Fotovoltaico MA

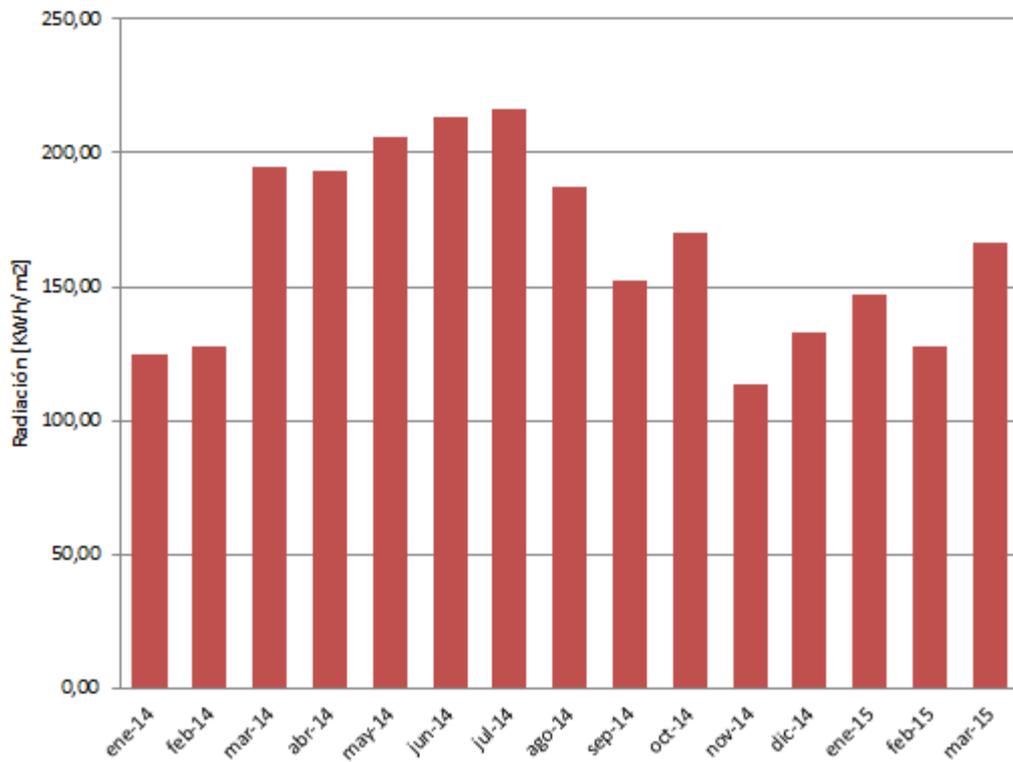


**Ilustración 0.9.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV MA.

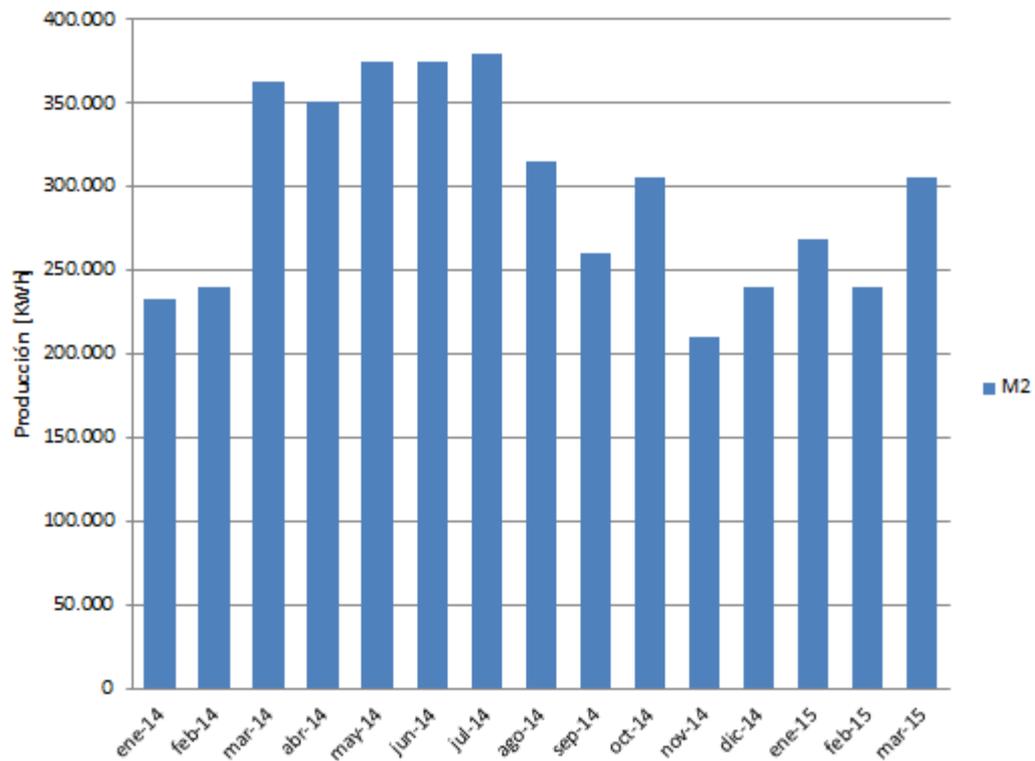


**Ilustración 0.10.** Producciones mensuales de la planta FV MA1 del parque FV MA.

**Parque Fotovoltaico MB**

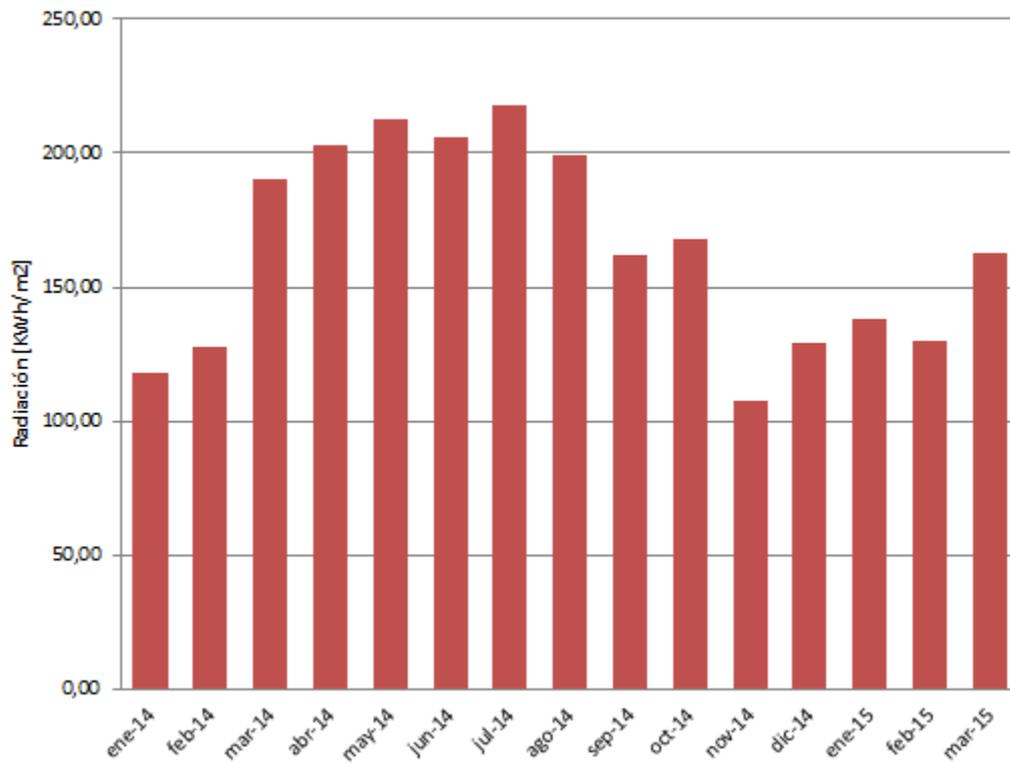


**Ilustración 0.11.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV MB.

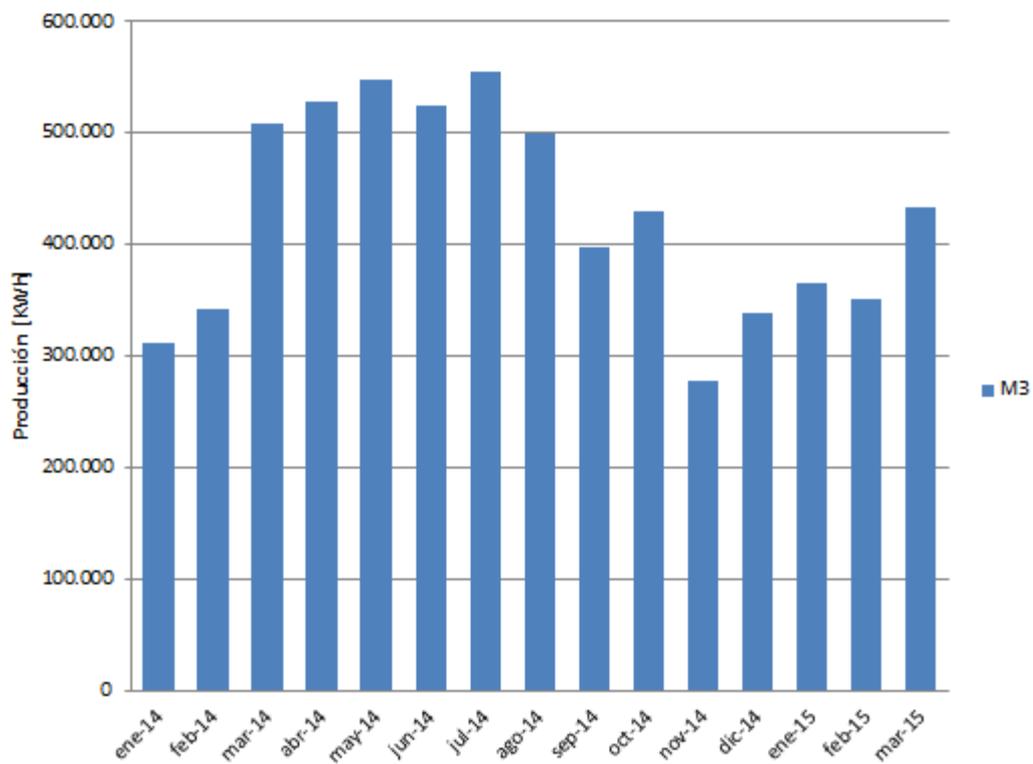


**Ilustración 0.12.** Producciones mensuales de la planta FV MB1 del parque FV MB.

### Parque Fotovoltaico MC

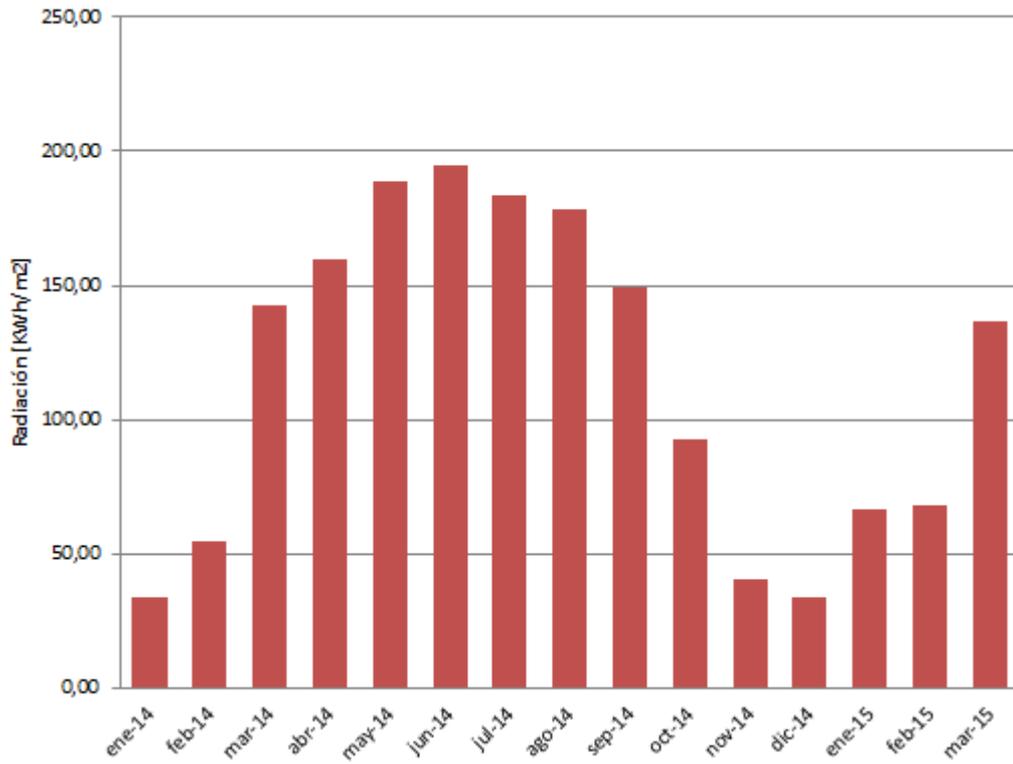


**Ilustración 0.13.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV MC.

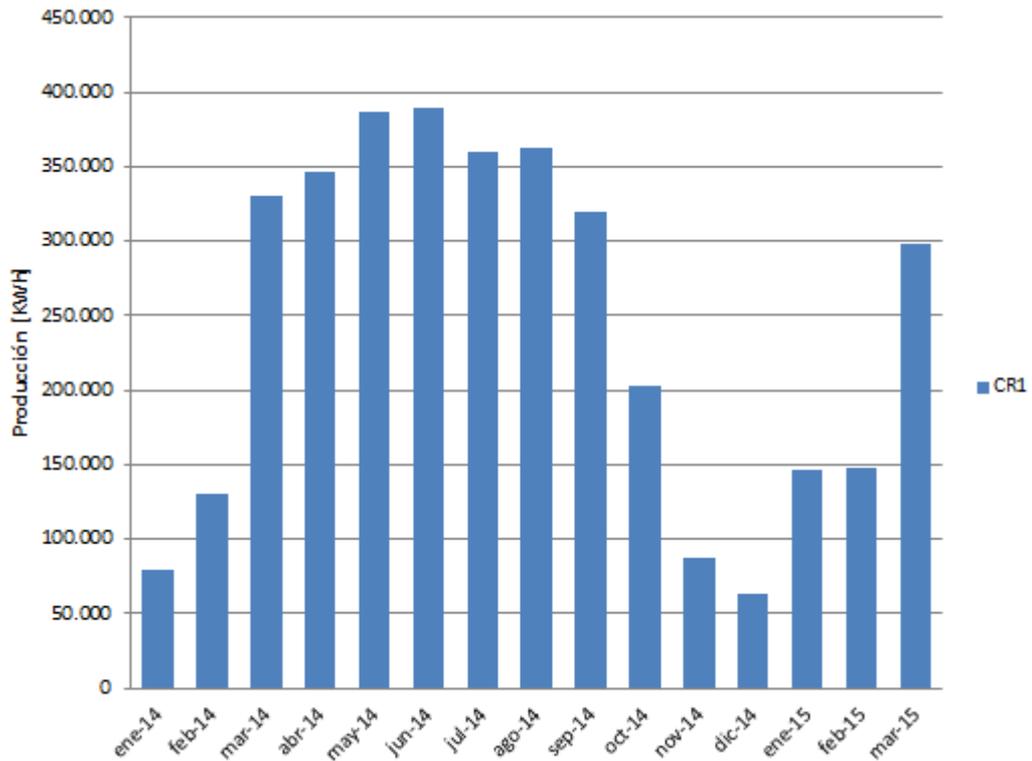


**Ilustración 0.14.** Producciones mensuales de la planta FV MC1 del parque FV MC.

**Parque Fotovoltaico CR**

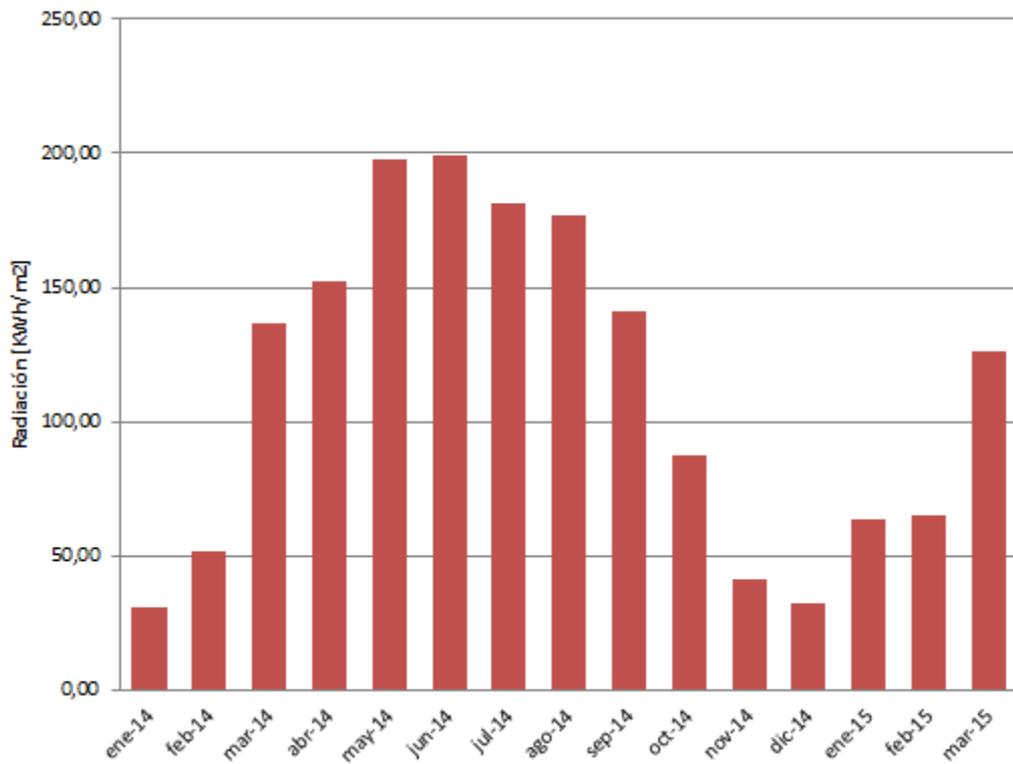


**Ilustración 0.15.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV CR.

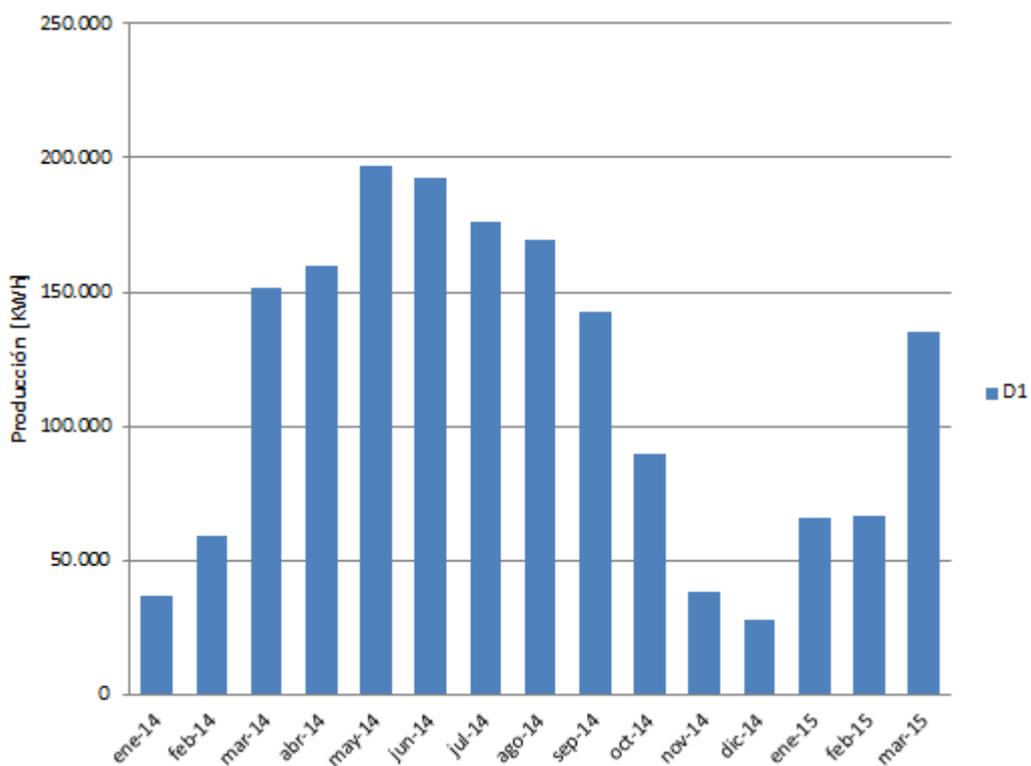


**Ilustración 0.16.** Producciones mensuales de las plantas FV CR1 del parque FV CR.

### Parque Fotovoltaico D

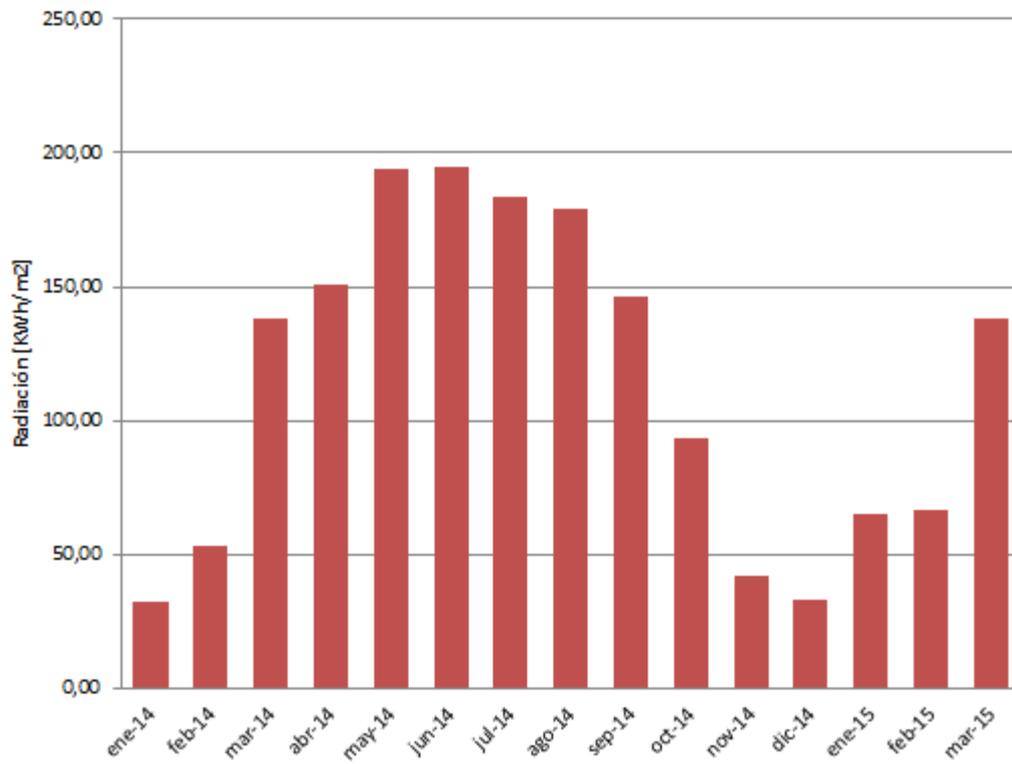


**Ilustración 0.17.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV D.

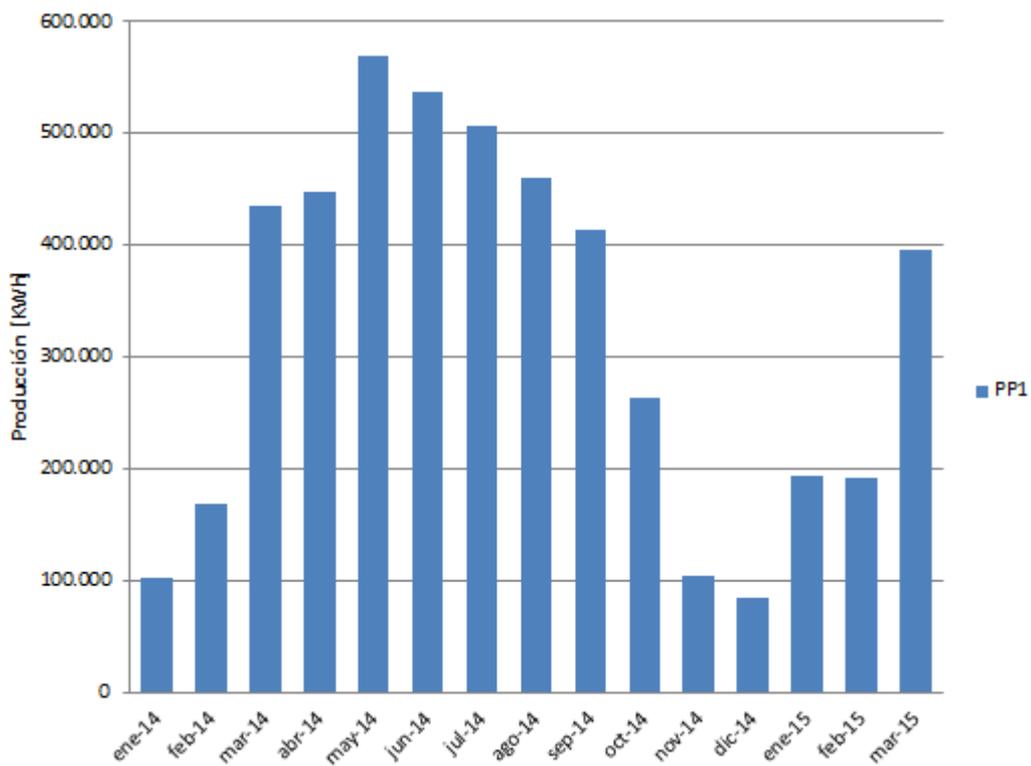


**Ilustración 0.18.** Producciones mensuales de las plantas FV D1 del parque FV D.

**Parque Fotovoltaico PP**

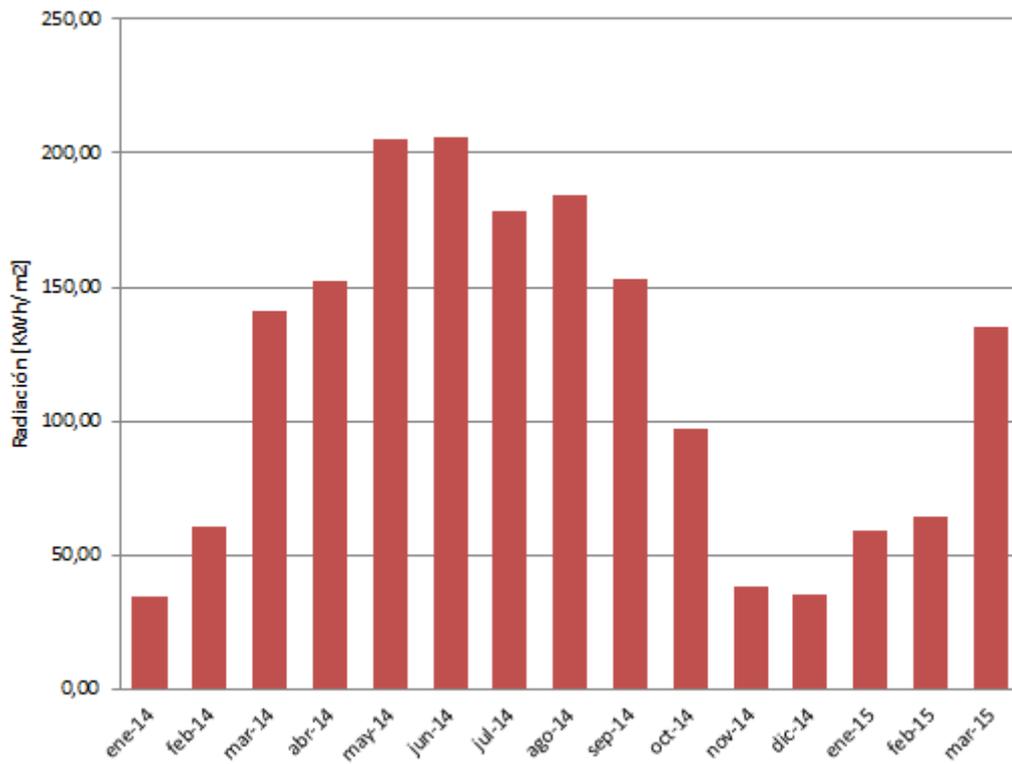


**Ilustración 0.19.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV PP.

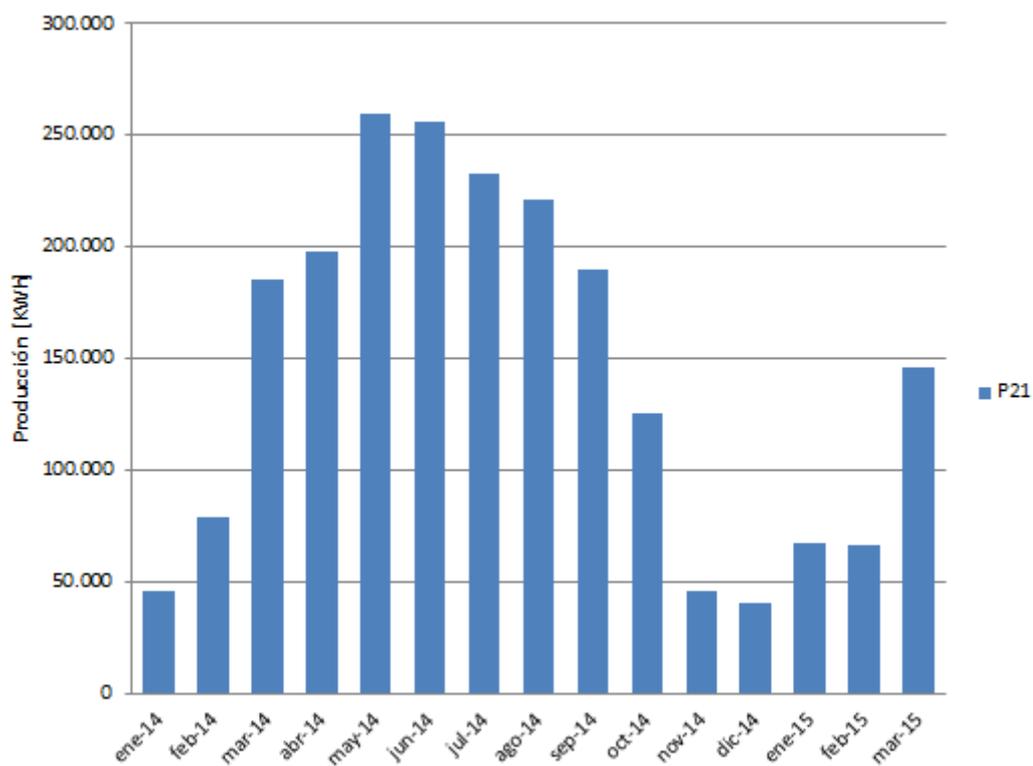


**Ilustración 0.20.** Producciones mensuales de las plantas FV PP1 del parque FV PP.

### Parque Fotovoltaico P2

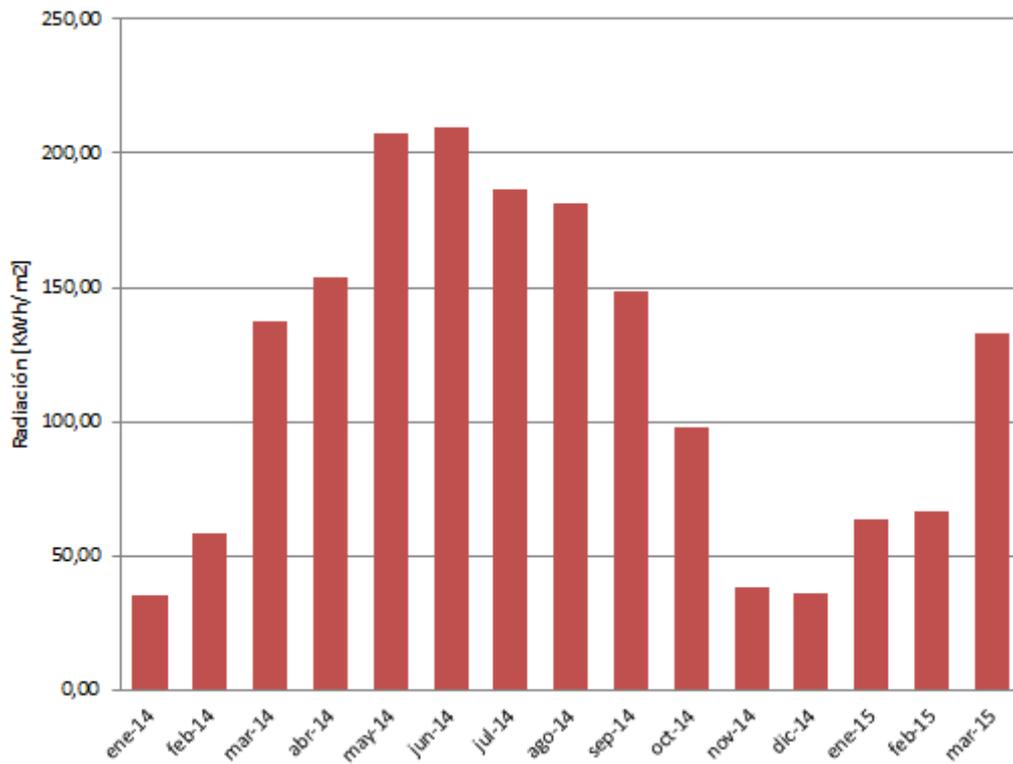


**Ilustración 0.21.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV P2.

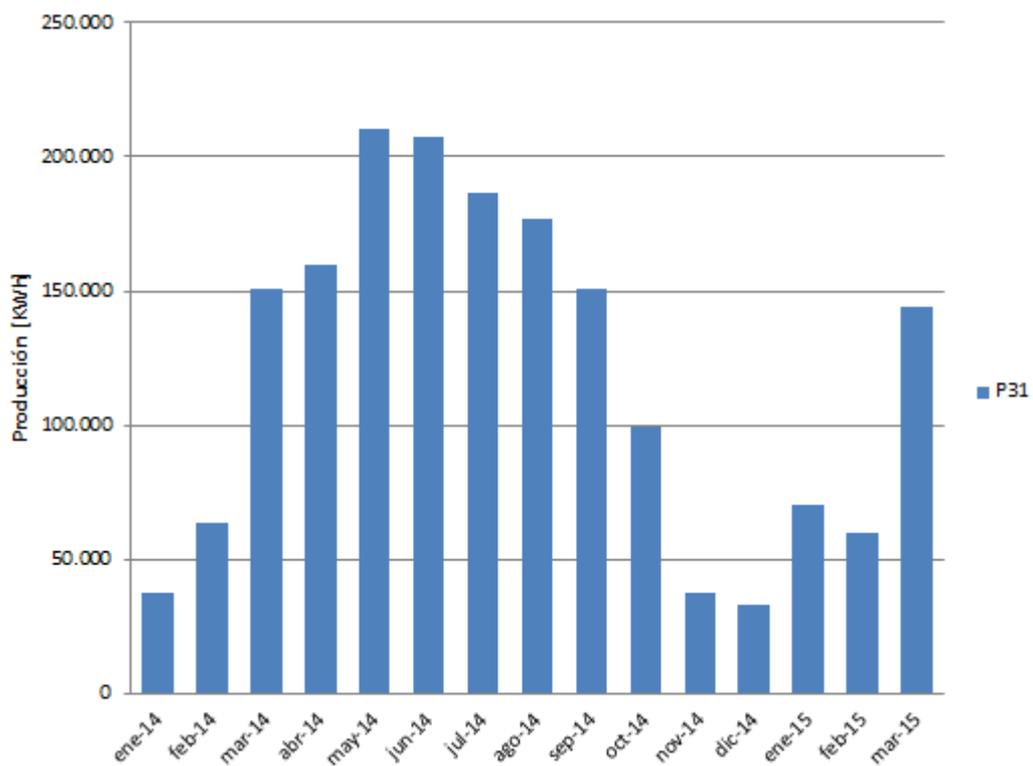


**Ilustración 0.22.** Producciones mensuales de las plantas FV P21 del parque FV P2.

**Parque Fotovoltaico P3**



**Ilustración 0.23.** Valores mensuales de irradiancia en el parque FV P3.



**Ilustración 0.24.** Producciones mensuales de las plantas FV P31 del parque FV P3.