



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

GESTIÓN DE UN PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

León, 20 de Junio de 2014

Autor: Daniel Mendoza Tascón

Tutor: Ana María Díez Suárez

El presente proyecto ha sido realizado por D. Daniel Mendoza Tascón, alumno de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por Dña. Ana María Diez Suárez, profesora del Grado en Ingeniería de la Energía.

Visto Bueno

Fdo.: D. Daniel Mendoza Tascón
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: Dña. Ana María Diez Suárez
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

En el presente proyecto, en primer lugar trata de una breve introducción de qué es la energía fotovoltaica y cuáles son los recursos de los que dispone España.

Por otro lado, se expone el proceso que se debe seguir para realizar de forma correcta un mantenimiento de un parque solar fotovoltaica tanto correctivo, preventivo y predictivo así como la forma de actuación que se debe llevar a cabo para realizarlo y en el caso de haber alguna incidencia tiene como objetivo describir la forma de actuar para resolverla.

Además, se ha centrado parte del proyecto en la elaboración de un seguimiento de la evolución de la normativa fotovoltaica a lo largo de la historia y explicar las causas que lo ha motivado y las consecuencias que ha llevado a cabo.

Toda la elaboración del proyecto se ha hecho en base a un parque solar fotovoltaico real así como las pruebas que se describen a lo largo del proyecto de tal forma que todo lo expuesto a continuación se basa en un método experimental.

ABSTRACT

This Project consist on: a brief ntrouction of the photovoltaic energy bases, and the available resources in our country.

After that, there is a detailed description of the proper maintenance of the photovoltaic park.A corrective, preventive and predictive plan are also shown, besides the way of perform it, specially if there is an issue, it is shown how to solve it.

In addition, part of the project is focus on the development of a follow-up of the evolution of the photovoltaic regulations along the history and the causes which led to it and the consequences that has produced.

Every single study and development of this project has been based on a real photovoltaic solar energy park ,as well as the tests that are described throughout the project , in that way all the conclusions and results that are expressed are based on an experimental method.

ÍNDICE

1	MEMORIA	10
1.1	HOJA DE IDENTIFICACIÓN	10
1.2	OBJETO DEL PROYECTO	10
1.3	ALCANCE	10
1.4	ANTECEDENTES	11
2	INTRODUCCIÓN	12
3	EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGISLATIVO	17
3.1	INICIO DE LA FOTOVOLTAICA Y DEL RÉGIMEN ESPECIAL.....	17
3.2	PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 1991-1990	17
3.3	COMIENZAN LAS PRIMAS	20
3.4	NUEVO PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010.....	23
3.5	EL DESARROLLO DEFINITIVO DE LAS RENOVABLES	25
3.6	EL FRENO A LAS RENOVABLES.....	28
3.7	EL DÉFICIT TARIFARIO Y LAS NORMAS APROBADAS EN 2009 Y 2010	29
3.8	ÚLTIMOS AÑOS DE LAS RENOVABLES	33
4	PLAN DE MANTENIMIENTO	47
4.1	PUESTA EN MARCHA PLAN DE MANTENIMIENTO	49
4.2	MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	51
4.2.1	Ventajas e inconvenientes del mantenimiento correctivo	52
4.3	MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	53
4.3.1	Fases de la elaboración.....	54
4.4	MANTENIMIENTO PREDICTIVO	56
4.5	NORMATIVA DE SEGURIDAD EN EL MANTENIMIENTO	56
4.6	PREVENCIÓN DE RIESGOS Y SEGURIDAD EN EL MANTENIMIENTO DE INSTACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	58
4.6.1	Planes de seguridad en el mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas	59
4.6.2	Plan de prevención	59
4.6.3	Prevención de riesgos en el mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas	61
4.6.4	Accidentes comunes	61
4.6.5	Riesgos químicos.....	62
4.6.6	Riesgos físicos y biológicos.....	62
4.6.7	Factores ergonómicos.....	63
4.7	ACCIONES PREVENTIVAS EN LA ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO	63
4.8	EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL.....	64
4.8.1	Clasificación de los EPI	65
4.8.2	Equipos de protección individual en instalaciones solares fotovoltaicas	67
4.9	SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD	70
4.9.1	Colores de seguridad	71
4.9.2	Tipos de señales de seguridad	71
5	MANTENIMIENTO PREDICTIVO	74
5.1	NORMATIVA APLICABLE PARA MEDICIONES	74
5.2	INSTRUMENTOS DE MEDIDA	75
5.3	OPERACIONES DE CONTROL	83
6	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	91
6.1	Módulos fotovoltaicos.....	91

6.1.1	Control de las características eléctricas del módulo.....	92
6.1.2	Limpieza periódica del panel	94
6.1.3	Inspección visual del módulo	96
6.1.4	Control de la temperatura del panel	98
6.1.5	Control de las características eléctricas del panel	99
6.1.6	Posibles averías.....	99
6.1.7	Estructura Fija	101
6.2	INVERSORES	103
6.3	TRANSFORMADORES.....	110
6.3.1	Local del centro de transformación	113
6.3.2	Señalización y seguridad	114
6.3.3	Celdas de media tensión	115
6.3.4	CABLEADO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	117
6.3.5	Aparata de baja tensión.....	117
6.3.6	Transformadores de potencia.....	118
6.4	PUESTAS A TIERRA.....	121
6.5	CAJAS DE AGRUPAMIENTO	123
6.6	CAJAS CENTRALES.....	126
6.7	CUADROS ELÉCTRICOS	128
6.8	LÍNEA ELÉCTRICA	132
6.9	LOCALES	135
6.9.1	Instalación eléctrica	135
6.9.2	Ventilación	136
6.10	EXTINCIÓN DE INCENDIOS	137
6.11	CANALIZACIONES.....	140
6.12	ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	144
6.13	CONTROL DE LA VEGETACIÓN	145
6.14	ALUMBRADO DE LA PLANTA.....	146
7	PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO	148
7.1	AVERÍAS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	148
8	CONCLUSIONES.....	152
9	BIBLIOGRAFÍA	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.4-1. Tipos de energía renovables	12
Figura 1.4-2. Mapa radiación solar mundial.....	13
Figura 1.4-3. Mapa radiación solar Europa	13
Figura 1.4-4. Mapa radiación solar España	14
Figura 1.4-5. Producción fotovoltaica en España	15
Figura 1.4-6. Partes de una instalación fotovoltaica	16
Figura 3.5-1. Desarrollo de la potencia instalada.....	26
Figura 3.5-2. Evolución prima fotovoltaica equivalente.....	27
Figura 3.6-1. Evolución de la potencia fotovoltaica	28
Figura 3.7-1. Contribución fotovoltaica en el déficit tarifario	30
Figura 4.8-1. Guantes protectores	67
Figura 4.8-2. Botas de seguridad.....	68
Figura 4.8-3. Arnés o cinturón de seguridad	68
Figura 4.8-4. Gafas protectoras.....	69
Figura 4.8-5. Casco	69
Figura 4.9-1. Señales de prohibición	72
Figura 4.9-2. Señales de advertencia	73
Figura 4.9-3. Señales de obligación.....	73
Figura 4.9-4. Señales de salvamento o socorro.....	74
Figura 4.9-5. Señales indicativas	74
Figura 5.2-1. Voltímetro	76
Figura 5.2-2. Multímetro analógico.....	77
Figura 5.2-3. Multímetro digital	78
Figura 5.2-4. Amperímetro digital	Figura 5.2-5. Amperímetro analógico
79	
Figura 5.2-6. Pinza amperimétrica	80
Figura 5.2-7. Piranómetro con disco parasol	81
Figura 6.1-1. Módulos fotovoltaicos	92
Figura 6.1-2. Estructura paneles fotovoltaicos.....	94
Figura 6.1-3. Limpieza paneles fotovoltaicos	95
Figura 6.1-4. Panel fotovoltaico inspeccionado	98
Figura 6.1-5. Termografía panel fotovoltaico	98
Figura 6.2-1. Sala de inversores	103
Figura 6.2-2. Inversor	105
Figura 6.2-3. Comunicación del inversor	107
Figura 6.2-4. Elemento de corte del inversor	109
Figura 6.3-1. Bornas transformador	112
Figura 6.3-2. Cinco reglas de oro.....	115
Figura 6.3-3. Fusibles alta tensión.....	118
Figura 6.4-1. Puesta a tierra	122
Figura 6.6-1. Cajas centrales	126
Figura 6.7-1. Cuadro eléctrico	129
Figura 6.7-2. Portafusibles y fusibles baja tensión	130
Figura 6.7-3. Cuadro corriente alterna.....	131

Figura 6.7-4. Identificación de riesgo eléctrico	132
Figura 6.8-1. Línea eléctrica	133
Figura 6.8-2. OCR.....	134
Figura 6.10-1. Extintor	139
Figura 6.12-1. Conexiones estación meteorológica	145

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.7-1. Evolución de precios 2004-2012	32
Tabla 3.8-1. Código de la instalación seguidores	40
Tabla 3.8-2. Costes de explotación seguidores	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3.8-3. Resumen de retribuciones.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3.8-4. Código de la instalación fijas	45
Tabla 3.8-5. Costes de explotación fijas	46

1 MEMORIA

1.1 HOJA DE IDENTIFICACIÓN

➤ **TÍTULO DEL PROYECTO :**

GESTIÓN DE PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

➤ **EMPLAZAMIENTO :**

El parque que se ha seguido como modelo para la elaboración del proyecto se encuentra en el municipio de Golpejar de la Sobarriba, localidad perteneciente al ayuntamiento de Valdefresno, LEÓN

➤ **AUTOR DEL PROYECTO**

- **NOMBRE :** DANIEL MENDOZA TASCÓN
- **DNI :** 71447642 - M
- **DIRECCIÓN :** C/ REGIMIENTO DEL SOL Nº2 1ºIZQ
- **CORREO :** dmendt00@estudiantes.unileon.es
- **TITULO :** Grado en Ingeniería de la Energía

1.2 OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene el propósito de elaborar un plan de mantenimiento y seguimiento para la gestión de un parque fotovoltaico tanto desde un punto de vista de mantenimiento predictivo como correctivo que se encuentre en funcionamiento.

Otro de los objetivos de este proyecto es el de describir cuál ha sido la evolución de la normativa fotovoltaica en España y describir paralelamente cuáles han sido las consecuencias de esta tanto en lo positivo como en lo negativo.

1.3 ALCANCE

Este proyecto se basa en elaborar cada uno de los puntos que se debe tener en cuenta cuando se quiere mantener una instalación fotovoltaica con un buen mantenimiento y prever cada una de las averías o incidencias que se puede tener el parque.

Además se ha buscado cuál ha sido la incidencia de la tecnología fotovoltaica en el mercado eléctrico y que incidencia ha tenido todas las reformas políticas en la evolución de un parque fotovoltaica.

Se pretende con ello, dar a conocer cuáles son los pasos a seguir y la forma de operar en un parque fotovoltaico ya que actualmente debido a la situación, lo que predomina es el mantenimiento de un parque ya que la construcción del mismo es menos habitual en la actualidad.

1.4 ANTECEDENTES

Como ya hemos dicho anteriormente, la motivación principal de la realización de este proyecto es la situación actual de dicho mercado, es decir, durante años en este campo de aplicación primaba la realización de proyectos para construir parques fotovoltaico pero en la actualidad la crisis económica y la baja retribución que existe para al sector motiva a que sea preferente el mantenimiento de un parque en funcionamiento que la construcción de uno ya que la inversión económica es elevada.

El otro motivo de la realización del presente proyecto es que he contado con la ayuda de haber podido realizar las prácticas en un parque fotovoltaico y me he podido basar en el mantenimiento que se ha llevado a cabo de forma diaria para poder elaborar este proyecto y conocer que se hace en cada momento en una instalación de este tipo.

El parque que se ha utilizado como modelo para la elaboración del plan de mantenimiento es el que se encuentra en Golpejar de la Sobarriba que tiene una potencia instalada de 1MW y que procedemos a describir brevemente.

El parque fotovoltaico está formado por 10 sociedades en la que cada una produce 100kW la instalación es de 1MW.

Las tres primeras están formadas por paneles fijos y las demás por seguidores en las que se colocan 8 en cada sociedad. La potencia generada se envía al edificio donde se encuentra el almacén y la oficina y los inversores donde se pasa a corriente alterna que posteriormente es elevada en el centro de transformación y conectada a una red de 13.600V.

2 INTRODUCCIÓN

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Las energías renovables se dividen en diferentes categorías en función de los recursos utilizados para la generación de energía:

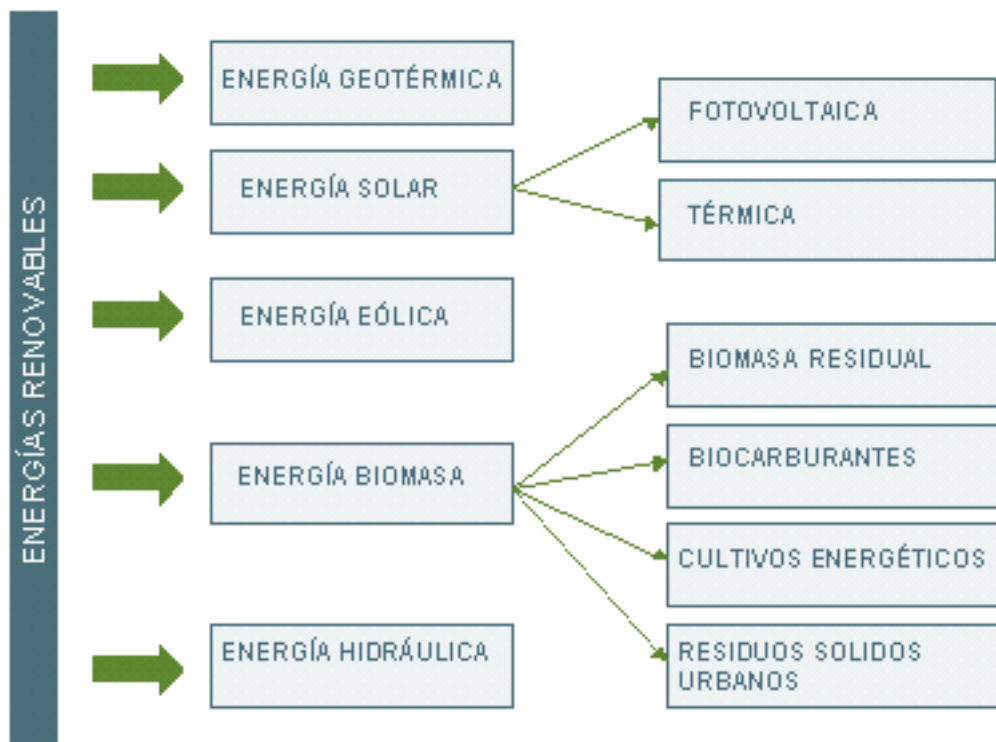


Figura 1.4-1. Tipos de energía renovables

Las energías renovables han experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años, destacando la energía fotovoltaica y la eólica, aunque como posteriormente veremos, han sufrido un frenazo debido a una serie de reformas llevadas a cabo por el gobierno. Se han convertido en la alternativa del futuro ya que puede liberarnos de la dependencia de energías contaminantes como el petróleo, la energía nuclear... y su impacto medioambiental es mínimo frente a las energías actuales y antes mencionadas.

La radiación solar no se distribuye de forma uniforme en todo el mundo, pero España se encuentra en una situación geográfica privilegiada y con una climatología ideal para la explotación de la energía solar.

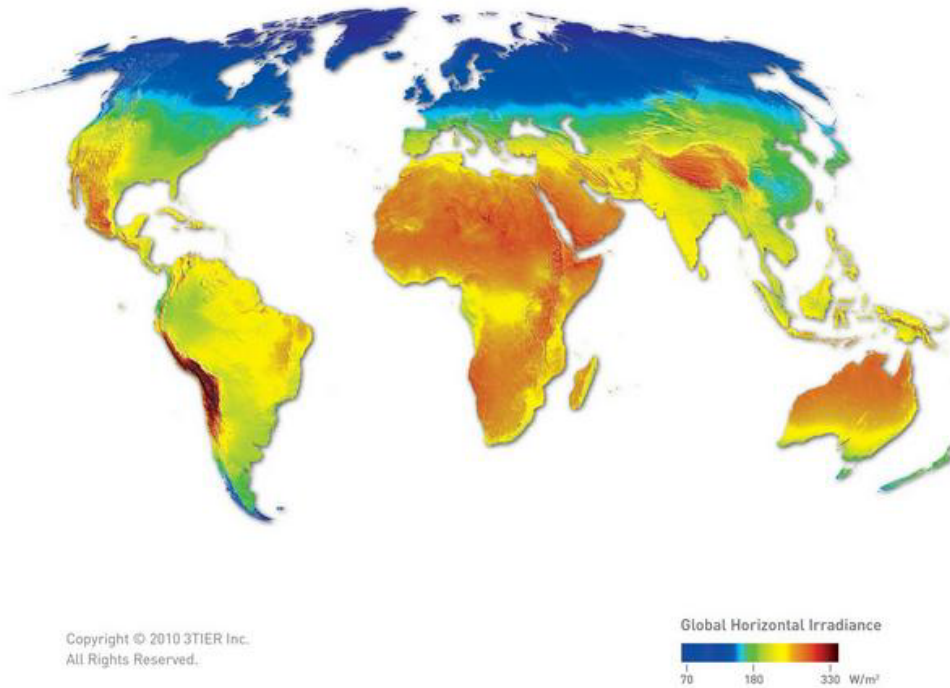


Figura 1.4-2. Mapa radiación solar mundial

Cabe destacar que España se encuentra ubicada en un lugar privilegiado para su producción, con altas zonas de irradiancia, dada la excelente situación geográfica y climatológica; y se ve particularmente favorecida respecto al resto de los países de Europa, ya que sobre cada metro cuadrado de su suelo inciden al año unos 1.500 kilovatios-hora de energía.

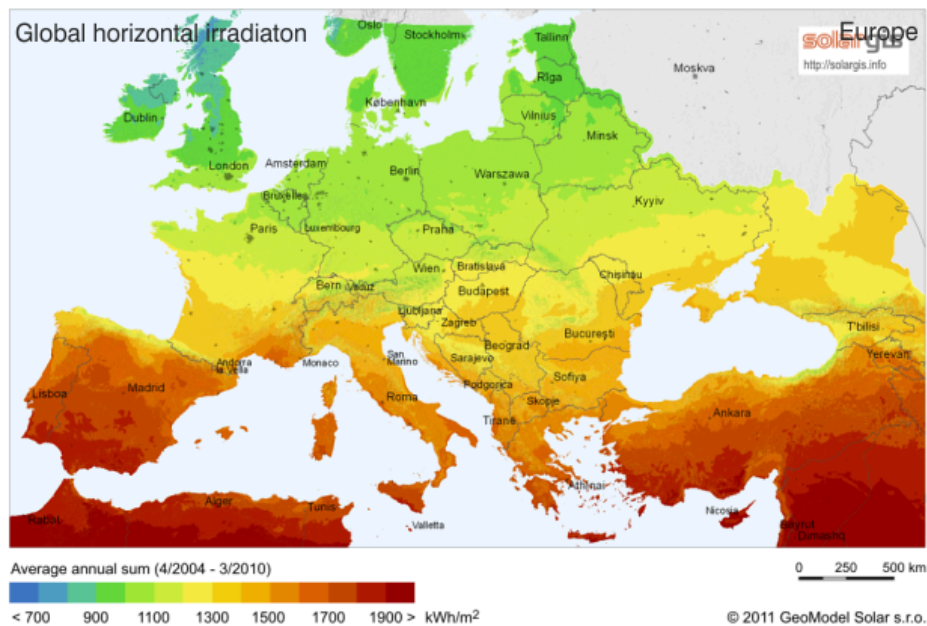
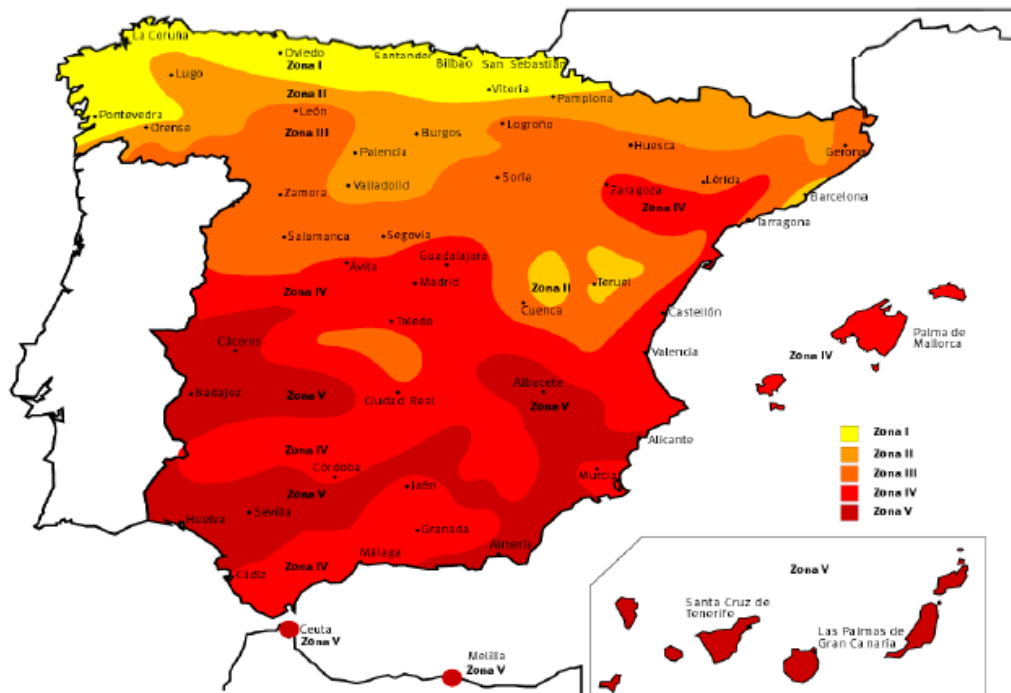


Figura 1.4-3. Mapa radiación solar Europa

La siguiente figura muestra la estimación de la cantidad de energía media diaria por unidad de superficie (irradiación) en España, según 5 zonas climáticas:

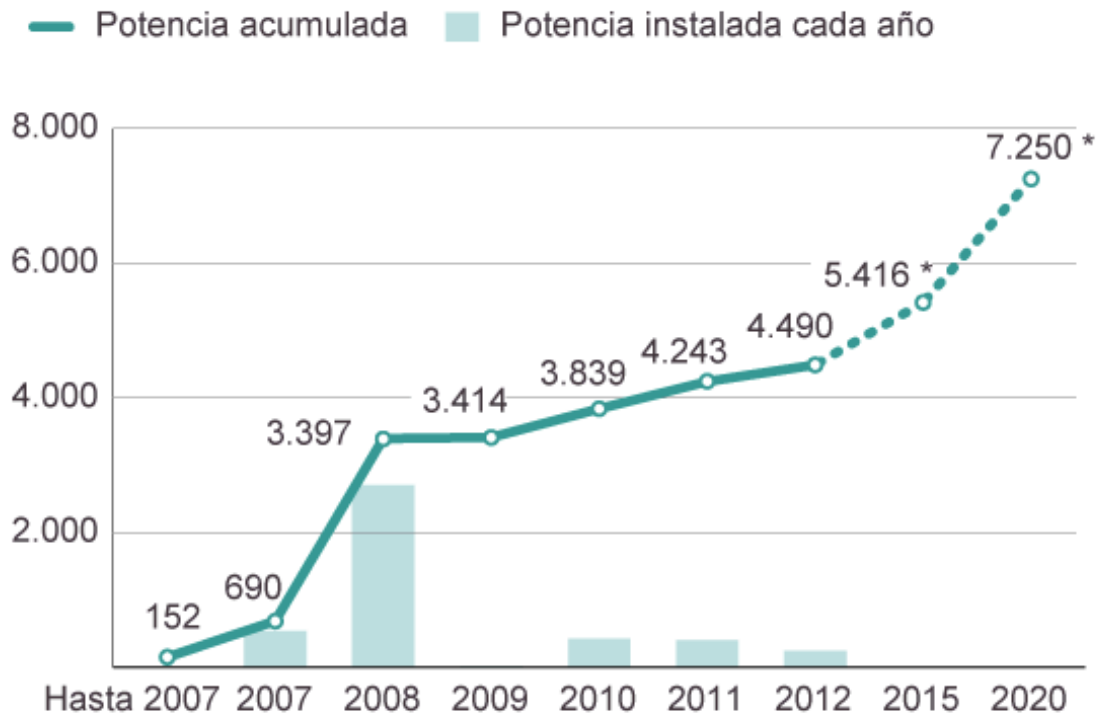


- Zona 1: < 3,8 kWh/m²
- Zona 2: 3,8 – 4,2 kWh/m²
- Zona 3: 4,2 – 4,6 kWh/m²
- Zona 4: 4,6 – 5,0 kWh/m²
- Zona 5: >5,0 kWh/m²

Figura 1.4-4. Mapa radiación solar España

La evolución de la fotovoltaica que entraremos a ver en detalle durante la evolución de la normativa se resume en 3 grandes periodos:

- **Antes de 2007.** Antes de este año, las instalaciones fotovoltaicas no tenía un peso importante en la producción de energía y no fue un punto fuerte del mercado eléctrico.
- **Años 2007-2008.** Durante estos años se comenzó a incentivar a las instalaciones fotovoltaicas lo que produjo un fuerte incremento en la implantación de instalaciones fotovoltaicas.
- **Después de 2008.** La implantación de estas instalaciones fotovoltaicas comienza a disminuir a consecuencia de unos recortes propuestos por el gobierno y por la inestabilidad del sector, que es lo que ocurre actualmente.



*Objetivos marcados en el Plan Nacional de Energías Renovables

Figura 1.4-5. Producción fotovoltaica en España

La energía fotovoltaica es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol, supone la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico, utilizando como medio las “células solares fotovoltaicas”.

La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico basado en semiconductores de silicio, cuando la luz del sol incide en la superficie de la célula, ésta genera una corriente eléctrica que se suele utilizar como fuente de energía.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas:

- La radiación **directa** es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias.
- La radiación **difusa** es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres.

Los componentes principales que forman una instalación fotovoltaica con conexión a red eléctrica son las siguientes:

- Módulos o paneles fotovoltaicos
- Generador fotovoltaico
- Inversor
- Contadores
- Protecciones y aparataje eléctrica

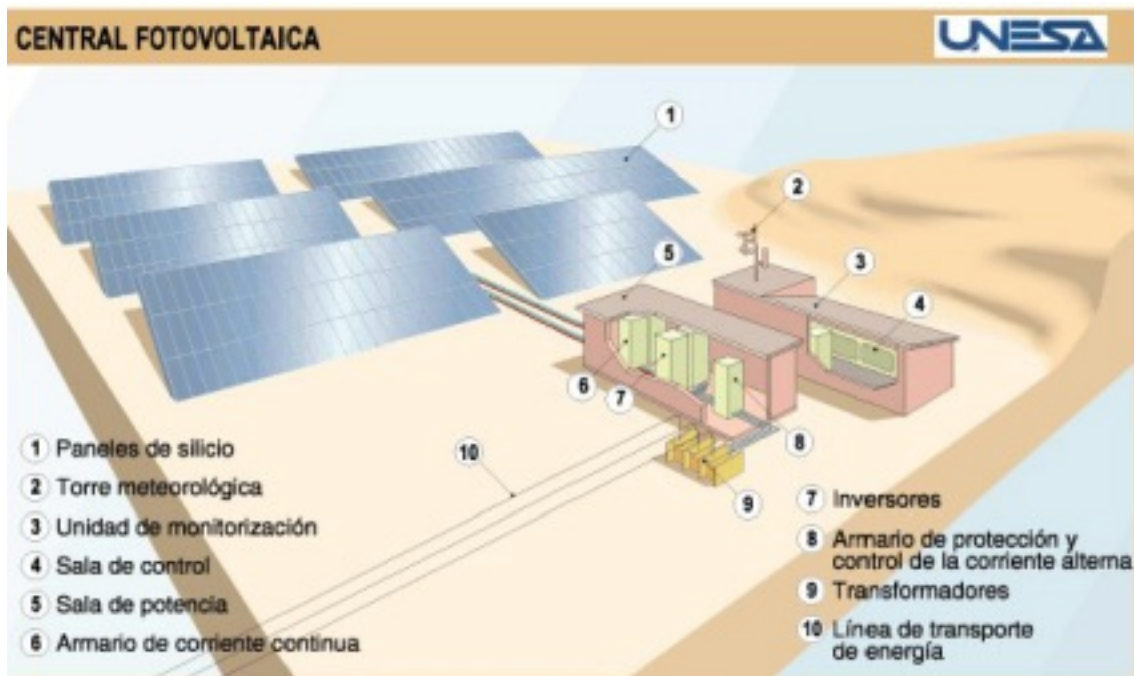


Figura 1.4-6. Partes de una instalación fotovoltaica

En el presente estudio, se busca estudiar cada una de las partes de una instalación fotovoltaica y cuál es el mantenimiento al que debe estar sometido para evitar el mayor número de incidencias en el parque fotovoltaico.

3 EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGISLATIVO

3.1 INICIO DE LA FOTOVOLTAICA Y DEL RÉGIMEN ESPECIAL

El régimen especial viene siendo regulado en España desde 1980, año en el que se promulgó la **Ley 82/1980 de Conservación de la Energía**. Esta Ley fue motivada por la necesidad de hacer frente a la segunda crisis del petróleo y, en ella, se establecían los objetivos de mejorar la eficiencia energética de la industria y de reducir la dependencia de las importaciones.

Dentro de este contexto, se elabora la Ley 40/94 (LOSEN) dejó consolidado el concepto de régimen especial como tal . Basándose en los principios establecidos en la LOSEN, se publica el , **Real Decreto 2366/1994 de 9 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables**.

En el Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre , en lo que se refiere a ámbito de aplicación afirma que podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto, siempre que respondan a criterios de planificación energética general, aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia instalada igual o inferior a 100 MVA incluidas en alguno de los grupos definidos y que en lo que respecta a la fotovoltaica es el citado en el primer apartado:

- Instalaciones abastecidas únicamente por recursos o fuentes de energía renovables no hidráulicas, tales como solar, eólica, mareomotriz, geotérmica y otras similares.

3.2 PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 1991-2000

El motivo por el que desarrolla la Ley de conservación de la energía, se dicta como consecuencia del Plan Energético Nacional 1991-2000 que incluye, entre sus prioridades de política energética, aumentar la contribución de los autogeneradores a la generación de energía eléctrica, pasando del 4,5% en 1990 al 10% para el año 2000.

El precio de venta de esta energía se fija en función de las tarifas eléctricas, dependiendo de la potencia instalada y del tipo de instalación, constando de un término de potencia y de un término de energía además de los complementos correspondientes.

No fue hasta 1997 cuando, con la publicación de la **Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico**, se diferencia los productores de energía eléctrica en régimen ordinario que desarrollan su actividad en el mercado de producción, de los productores acogidos al régimen especial, que deben tener una potencia instalada menor o igual a 50 MW. Además se incluyen en el régimen especial las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios

con una potencia instalada menor o igual a 25 MW, aunque esto no tiene nada que ver con el sector fotovoltaico.

Dicha ley, queda derogada , salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera por la **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico** («B.O.E.» 27 diciembre), que posteriormente pasaremos a analizar. En cuanto a la retribución de la energía entregada se destacan las siguientes notas:

1. Se diferencia ya entre las distintas tecnologías atendiendo a la clasificación citada.
2. Se retribuye por tarifa, que incluye un término de potencia, y un término de energía.
3. Las tarifas se corresponden con tarifas de venta de energía a consumidores, con entrega en alta tensión. Pero no se distingue ya entre energías garantizadas, programadas o eventuales.

Asimismo, se les imputa, en su caso, el coste de los desvíos entre su energía casada en el mercado y su producción real. Se establece un periodo transitorio para que las instalaciones que estaban acogidas al R.D. 2366/1994 mantengan su régimen mientras existan los CTC.

Además, se establece que las energías renovables deben alcanzar el 12% de la demanda energética en España en el año 2010.

La Ley del Sector no tardó en ser modificada en lo referente al régimen especial. Así, si la Ley 54/1997 se promulga el 27 de noviembre, el 30 de diciembre lo hace la **Ley 66/1997 de acompañamiento de los presupuestos para 1998**, que modifica libremente el régimen retributivo de dichas instalaciones. Otra ley de acompañamiento, la **Ley 14/2000, de 29 de diciembre, de Medidas fiscales, administrativas y del orden social**, devolvió la habilitación al Gobierno para que pudiera autorizar primas superiores a las previstas para el resto de las instalaciones, a aquéllas que utilicen como energía primaria energía solar.

En resumen, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico distingue la producción en Régimen Ordinario de la producción en Régimen Especial, si bien para el primero establece un sistema de mercado como mecanismo básico de funcionamiento; algunas instalaciones del Régimen Especial (potencia instalada hasta 50MW) pueden incorporar su energía excedentaria al sistema (cogeneración, biomasa, residuos), en cuyo caso recibirían el precio medio final del mercado más una prima, y otras participar directamente en el mercado (solar, eólica, geotérmica, energía de las olas, minihidráulica), en cuyo caso recibirían una prima, más el precio marginal horario y, en su caso, una remuneración por garantía de potencia y por servicios complementarios, pero el mercado les imputaría el coste de los desvíos. Adicionalmente, esta ley establece que las energías renovables deberían alcanzar el 12% de la demanda energética total en 2010.

En 1998, se publica el **Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración**, y establece la regulación concreta de la retribución de la energía vertida en régimen especial ajustándose a lo indicado en la Ley 54/97. Dicho Real Decreto establece que las primas deberán ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros y revisadas cada cuatro años. Actualmente, está derogada por el **Real decreto 436/2004 que posteriormente diremos como establece la retribución**.

Las notas características de esta norma son las siguientes:

- La clasificación de las instalaciones en categorías y subcategorías, atendiendo a la fuente de energía utilizada y, en su caso, de la potencia. Esta clasificación se ha mantenido, con ligeras variaciones hasta el momento actual.
- Describe el procedimiento de autorización de estas instalaciones, así como el de su inclusión en el régimen especial, que les otorga un derecho a prima. Establece el correspondiente registro administrativo para estas instalaciones.
- La energía excedentaria cedida a la empresa distribuidora es facturada a ésta por el propio generador, teniendo después la distribuidora que liquidar la energía así como las primas. Sólo las instalaciones abastecidas por energías renovable pueden incorporar a la red toda la energía producida, "en tanto no se alcance el 12% del total de la demanda energética", objetivo de la Ley del Sector como hemos citado anteriormente.
- Se establece además el derecho de estos generadores de acceso al mercado de producción de energía eléctrica, así como de formalizar contratos bilaterales.
- En cuanto al régimen económico se establece la no obligación de acudir al mercado aquellas instalaciones de menos de 50 MW. El precio de la energía es el precio final horario complementado con una prima, más un complemento o penalización asociado a la energía reactiva.
- El real decreto establece las primas y, para determinadas instalaciones de renovables, la posibilidad de acogerse a una tarifa bonificada, que será independiente de los precios del mercado. Como curiosidad, las instalaciones de energía solar fotovoltaica tenían una prima de 60 pesetas/kWh, "siempre que la potencia instalada nacional de este tipo de instalaciones no supere la potencia de 50 MW". Esto es, una prima de 361 €/MWh aproximadamente.
- La prima era simplemente de 1 pta/kWh [unos 6 €/MWh] para instalaciones de energías renovables de potencia superior a 50 MW.

Posteriormente, El **Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER) aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999**, establece los objetivos de crecimiento necesarios en cada una de las tecnologías consideradas como renovables, para conseguir que la producción con estas energías represente el 12% del consumo español de energía primaria en el año 2010.

3.3 COMIENZAN LAS PRIMAS

Dada la nula participación de las instalaciones de régimen especial en el mercado bajo la aplicación del Real Decreto 2818/98, el **Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios**, estableció la obligación para las instalaciones del RD 2366/94 con una potencia superior a 50 MW, de participar en el mercado de producción

Al mismo tiempo, fijó el objetivo de incentivar la participación en el mercado del resto de instalaciones de régimen especial. También se estableció la posibilidad de que estas instalaciones pudieran realizar contratos de venta de energía con comercializadores. Se estableció la cantidad de 0,009015 €/kWh (1,5 pesetas/kWh) en concepto de garantía de potencia para aquellas instalaciones de régimen especial que participaran en el mercado.

El **Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión**, simplificó las condiciones para la conexión de estas instalaciones a la red. Para el resto de instalaciones de régimen especial, sigue vigente la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 5 de septiembre de 1985.

Es una norma, fundamentalmente técnica, que aplica específicamente a instalaciones fotovoltaicas que se conectan a redes de baja tensión, con una potencia máxima de 100 kW. Las condiciones específicas de la conexión son, no obstante, rigurosas. Así, simultáneamente, debían cumplirse las siguientes condiciones:

- Que la capacidad de la línea o transformador al que se conectan debe ser el doble de la de instalación generadora.
- Que la caída (subida) de tensión que provoque la conexión (desconexión) de la instalación no supere el 5%.

Una **Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas**, establecía un modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Establece, además de lo que indica su título, un esquema de conexión a la red donde se establece claramente para estas instalaciones, con primas elevadas, una ventaja adicional, vender no sólo la energía excedentaria sino toda la energía producida.

Al año siguiente, es publicado el **Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial**

su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, desarrolla en Real Decreto-Ley 6/2000.

El Real Decreto 841/2002 tiene por objeto el desarrollo reglamentario de los artículos 17, 18 y 21 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio en lo que afecta a la incentivación de la participación de determinadas instalaciones de producción en régimen especial en el mercado de ofertas.

El ámbito de aplicación de este Real Decreto además, afecta a las instalaciones de producción situadas en territorio peninsular con potencia superior a 1 MW reguladas por el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre y a las reguladas de acuerdo con el párrafo 1 del apartado 2 de la Disposición Transitoria Octava de la Ley 54/1997.

Se regulan las características generales de las ofertas y en concreto la obligación de acudir al mercado para las instalaciones reguladas por el artículo 31 del Real Decreto 2818/1998 y las mayores de 50 MW de las reguladas por el penúltimo párrafo del artículo 23 de dicho Real Decreto y por el Real Decreto 2366/1994. Para el resto de instalaciones del régimen especial su participación en el mercado tiene carácter voluntario.

En el caso de aquellas instalaciones que no superan los 50 MW su participación puede realizarse a través de un agente vendedor (productor o comercializador). Para aquellos con una potencia inferior a 5 MW esta posibilidad se convierte en obligatoria.

Un segundo capítulo importante que regula este Real Decreto es el régimen económico a aplicar a estas instalaciones por las desviaciones. Es ese sentido el Real Decreto fija la obligación de comunicación por parte de los productores a los distribuidores sobre su programa de producción para el día siguiente, así como la posibilidad de corregir dicho programa con anterioridad a cada sesión de intradiario.

Se fija también el procedimiento de cálculo y liquidación de los desvíos distinguiéndose entre aquellos productores que, siempre que su desvío supere un determinado umbral, tendrán que hacer frente al coste de los mismos, y el resto de los productores que en ningún caso soportarán dicho coste.

Mediante la Disposición Adicional Primera, se modifica lo dispuesto en el Real Decreto 2818/1998 sobre instalaciones que utilizan como fuente la energía solar.

Por último, se establece una prima específica para las instalaciones que utilicen únicamente como energía primaria para la generación eléctrica energía solar térmica de 12 cent€/kWh

En resumen, el Real Decreto 841/2002 por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, su incentivación en la

participación en el mercado de producción, determina obligaciones de información de sus previsiones de producción y al adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, desarrolla el RD-Ley 6/2000, y establece la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia superior a 50 MW, que quedan así incluidas en el Régimen Ordinario.

Además, se permite la opción de contratación entre generadores en Régimen Especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida. Por último, se establece una prima específica para aquellas instalaciones que utilicen únicamente energía solar térmica como energía primaria para la generación eléctrica.

La Tarifa Media o de Referencia se define en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR) .Dicho decreto sigue vigente en la actualidad y ha derogado artículos del Real Decreto 2017/1997, 26 diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Con el **Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial**, se establece un nuevo marco regulatorio para el régimen especial.

El titular de la instalación tiene dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada:

- Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada (que se define como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, que viene a ser la relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades de suministro de energía eléctrica y la previsión de la demanda de usuario final), cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde la fecha de puesta en marcha de la instalación, imputándose el coste de los desvíos
- Vender la electricidad libremente en el mercado, acudiendo directamente al mismo, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, o bien a través de un contrato bilateral o a plazo con una comercializadora, percibiendo por ello, en cualquiera de los casos, el precio de mercado más un incentivo por participar en él, así como, en su caso, una prima.

La revisión de las tarifas, primas, e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectará a las nuevas instalaciones. Se derogan el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, y el Real Decreto 2818/98, de 23 de diciembre y se establece un período transitorio para las instalaciones acogidas al RD2366/94 que tienen la opción de mantenerse en el antiguo régimen económico que les corresponde. Por otra parte se obliga a ciertas instalaciones, a comunicar su programa de producción a la distribuidora correspondiente, pudiendo ser penalizadas cuando su desvío resulta mayor de un margen determinado, a partir del 1 de enero de 2005.

En el año 2004, se publica el **Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico**, y además, modifica las primas del anexo VI del Real Decreto 436/2004 correspondientes a los grupos a.1 y a.2 cuando utilicen como combustible fuel oil y la del grupo d.1. Se permite a las instalaciones de energía solar que puedan utilizar un combustible de apoyo en un porcentaje no superior al 12 %-15% de la producción total de electricidad, dependiendo de la opción de venta elegida.

3.4 NUEVO PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 .La nueva planificación sustituye al Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, cuyos resultados han sido insuficientes, pues, a pesar de que en el período 1999-2004 el consumo global de energías renovables había crecido en España en 2.700.000 toneladas equivalentes de petróleo (tep), sólo se había cumplido el 28,4 % del incremento global previsto para la presencia de estas fuentes en el sistema energético español.

Con esta revisión se trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos comunitarios indicativos de 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para 2010. Así, aumenta el objetivo de las energías eólica (de 9.000 MW a 20.155 MW) y solar, que es lo que nos atañe en este proyecto (en la solar fotovoltaica se pasa de 135 a 400 MW; en la solar térmica de 309 ktep a 809 ktep; y la solar termoeléctrica multiplica sus objetivos pasando de 200 MW a 500 MW), y disminuye el de la potencia instalada de biomasa en 154 MW, fijándose en 1.695 MW y en el Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, se establece la tarifa eléctrica para 2005.

La **Ley 24/2005, de 18 de Noviembre, de reformas para el impulso a la productividad**, modifica normativa de diversos sectores, entre ellos, el sector energético. En lo relativo al régimen especial, establece que el Gobierno podrá autorizar primas superiores a las previstas para las instalaciones que utilicen como energía primaria, energía solar o biomasa.

Ese mismo año, 2005, se publica el **Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico**, modifica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con el objeto de racionalizar el incentivo de las cogeneraciones de más de 50 MW y para detallar aspectos del Real Decreto que faciliten la elaboración de la facturación de la energía adquirida y su admisión en el sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados. Modifica el artículo 28 del mismo Real Decreto, indicando que las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW a las que se refiere el apartado 7 deberán estar asociadas a un centro de control, que actuará como interlocutor del operador del sistema.

Además, modifica el Real Decreto 2019/1997, estableciendo que los distribuidores de energía eléctrica deberán presentar ofertas económicas de venta de energía específicas por la parte de energía que estén obligados a adquirir al régimen especial no cubierta mediante sistemas de contratación bilateral con entrega física.

También, se modifica la Orden de 17 de diciembre de 1998, que permite el cobro de garantía de potencia a la producción vinculada a un contrato bilateral, siempre que se acredite la disponibilidad.

Ese mismo año, además como en años anteriores, en el **Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006**, se establecen las primas y las tarifas del régimen especial así como la Tarifa Eléctrica Media o de referencia.

En la línea del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, el **Real Decreto 314/2006 por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación**, establece la obligatoriedad de incorporar instalaciones solares térmicas y paneles fotovoltaicos en ciertas edificaciones. Estas medidas afectarán a los nuevos edificios y a aquellos que se rehabiliten en España.

Posteriormente, se elabora el **Real Decreto 809/2006, de 30 de junio** y que revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, sin que las primas y tarifas del régimen especial se vean afectadas.

El 1 de julio de 2006 la Tarifa Eléctrica Media o de referencia se incrementa un 1,38% sobre la tarifa que entró en vigor el 1 de enero de 2006, sin que las primas y tarifas del régimen especial se vean afectadas

Como hemos dicho en años anteriores, se publica el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, y que introduce las siguientes modificaciones:

- Ampliación del plazo de aplicación de la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto 436/2004.
- Se establece un incentivo para las instalaciones del grupo a.1.1 de más de 10 MW y no más de 25 MW definidas en el Real Decreto 436/2004.
- Se amplía plazo para adscripción a centros de control de instalaciones de potencia superior a 10 MW del artículo 28 apartado 7 Real Decreto 436/2004 hasta junio de 2007.
- Se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para desarrollar los sistemas de garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia, derivados de las Directivas 2001/77/CE y 2004/8/CE.
- El gestor de la red de transporte atendiendo a criterios de seguridad de suministro, podrá establecer límites por zonas territoriales a la capacidad de conexión de las instalaciones de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica

3.5 EL DESARROLLO DEFINITIVO DE LAS RENOVABLES

El 26 de mayo de 2007 fue aprobado el **Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial**. Así, se sustituye el Real Decreto 436/2004 y se establece un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación. Además, el Real Decreto 661/2007 determina una prima para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que utilicen energías renovables (con excepción de la hidráulica), las cogeneraciones y las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás.

Los cambios más significativos que este Real Decreto plantea frente a la regulación anterior, son los siguientes:

- La retribución del régimen especial no va ligada a la Tarifa Media o de Referencia. La actualización de las tarifas, primas y complementos irá ligada a la evolución de diversos factores (como el IPC o el precio del gas natural).
- Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la generación procedente de renovables que participa en el mercado.
- Se establece un aval que deberán satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar el acceso a la red de distribución. El aval era ya necesario en el caso de productores que se quieran conectar a red de transporte.
- Los nuevos parques eólicos deberán ser capaces de mantenerse conectados a la red ante una breve caída de tensión en la misma.
- Se permite la hibridación en instalaciones de biomasa y solar termoeléctrica.
- Obligación del régimen especial de potencia instalada superior a 10 MW a conectarse a un centro de control.
- Obligación del régimen especial a tarifa a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero por medio de un representante.
- Derecho del régimen especial a tarifa a que la distribuidora sea su representante para la participación en el mercado hasta el 31/12/2008. Los distribuidores empezarán a cobrar al régimen especial por este servicio un cargo de 0,5 c€/kWh a partir del 1/07/2008.
- Se aplicarán costes de desvíos a las instalaciones en régimen especial a tarifa que deban disponer de equipo de medida horaria.

El RD 661/2007 eliminó cualquier atisbo de incertidumbre con respecto a la retribución de las plantas fotovoltaicas: la tarifa inicial era fija y su valor, para las plantas ya autorizadas, se actualizaría todos los años según la inflación, menos una pequeña deducción porcentual. La norma disponía, además, un descenso parcial de la tarifa tras veinticinco años. La combinación de una tarifa perfectamente conocida y un método de actualización inequívoco y fácil de aplicar, junto con la garantía temporal de largo plazo, condujo la inversión en plantas fotovoltaicas a un grado de seguridad poco común.

En los doce meses anteriores a la entrada en vigor del RD 661/2007, la capacidad instalada había ido creciendo a un ritmo medio mensual de 17 MW. Puesto que, en mayo de 2007, había 261 MW fotovoltaicos conectados a la red, el objetivo del RD se alcanzó en apenas unas semanas:

POTENCIA FOTOVOLTAICA MENSUAL INSTALADA (FEBRERO 2006-2011)

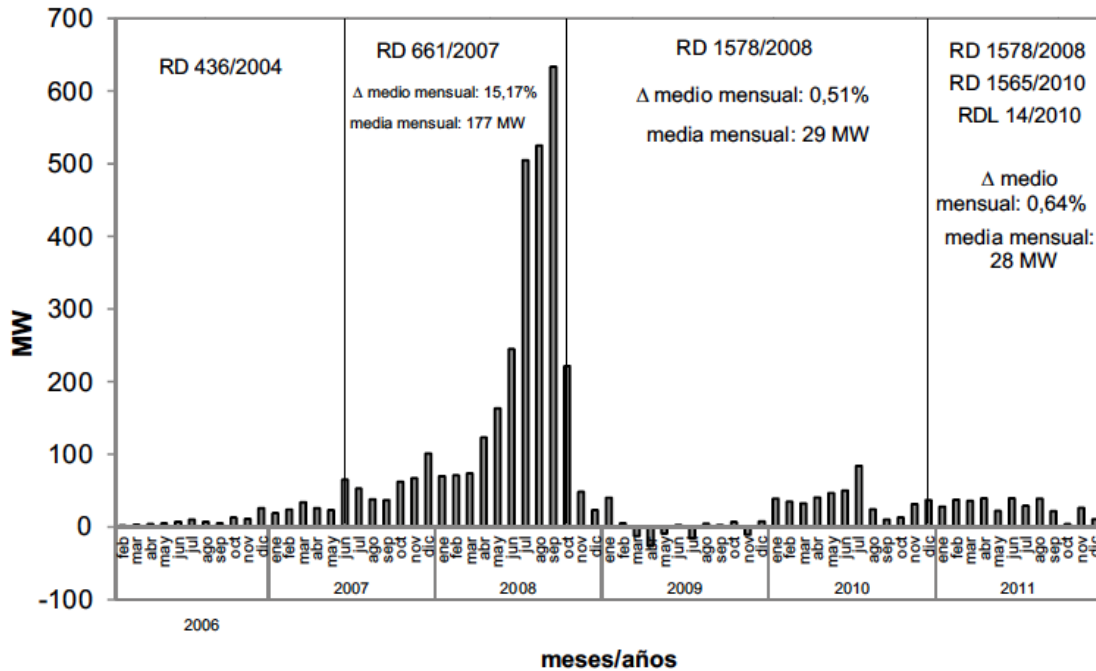


Figura 3.5-1. Desarrollo de la potencia instalada

Como se observa, durante el otoño de 2007 y posterior invierno, la potencia empezó a crecer, aunque de forma un tanto irregular. El punto álgido fueron los meses de junio y septiembre de 2008 cuando se llegaron a instalar más de 500 MW mensuales. A finales de septiembre, la capacidad inscrita era de 3.116 MW.

Conocida la evolución de la potencia, el siguiente Gráfico muestra la evolución del volumen de prima equivalente percibida por el sector fotovoltaico, tanto en términos absolutos como por kWh. A simple vista queda claro el enorme impacto económico del “boom” fotovoltaico.

EVOLUCIÓN DE LA PRIMA FOTOVOLTAICA EQUIVALENTE

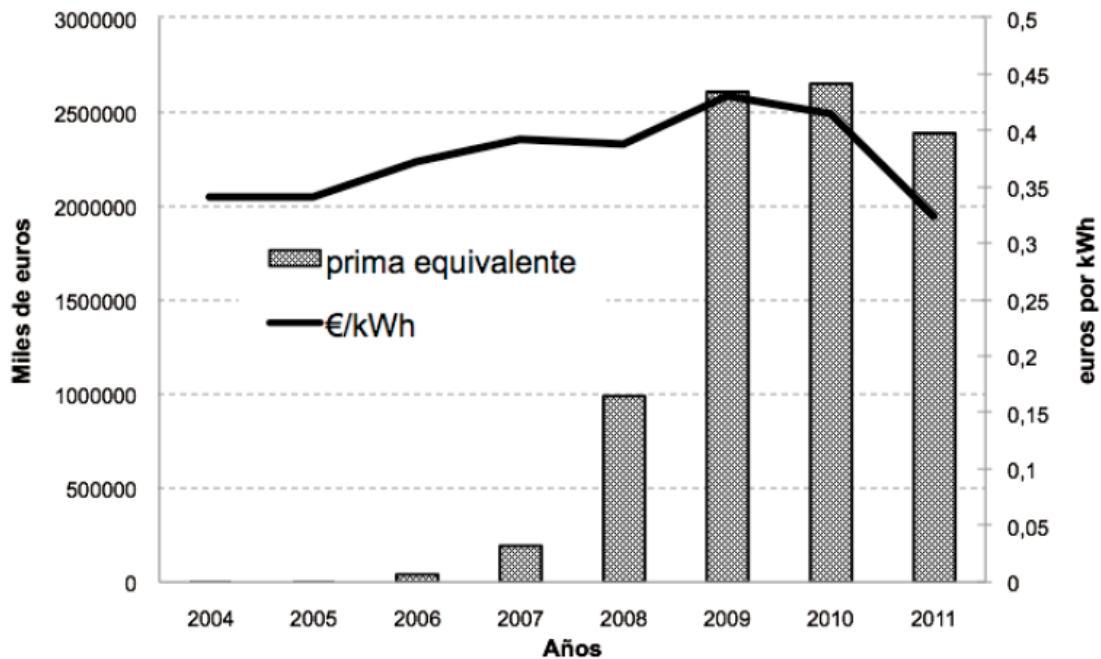


Figura 3.5-2. Evolución prima fotovoltaica equivalente

El RD establecía que el marco retributivo sería revisado en 2010 y, de ahí en adelante, cada cuatro años. La norma, sin embargo, también preveía otro criterio de revisión: alcanzar un determinado volumen de potencia instalada. En el caso fotovoltaico, el objetivo de referencia eran 371 MW. Alcanzado el 85 por 100 de este objetivo, se ponía en marcha el proceso de revisión de las tarifas (art. 22.1).

En julio de 2007 se publica la [Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad](#). En ella se establece que el Gobierno, podrá determinar una prima para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW. Por otra parte, se acuerda modificar el **Plan de Fomento de las Energías Renovables, para adecuarlo a los objetivos que ha establecido a este respecto la Unión Europea del 20% para 2020.**

3.6 EL FRENO A LAS RENOVABLES

En 2008, fue aprobado el **Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.**

El RD 1578/2008 fue el primero en clasificar las instalaciones fotovoltaicas según ubicación, dando una ligera ventaja retributiva a las de techo. Además, con el fin de controlar el crecimiento del sector, se estableció un sistema de convocatorias trimestrales, cuyo grado de éxito en satisfacer el cupo de nueva capacidad fotovoltaica admitida, determinaba el precio del kWh que percibirían los proyectos inscritos. Para ajustar las solicitudes de nuevas instalaciones y el cupo de potencia de cada convocatoria, se creó el Registro de preasignación de retribución (art. 4).

La entrada en vigor del 1578/2008, con su estricto cupo y descenso asociado de las tarifas, junto con los efectos de la crisis económica, frenaron en seco la expansión de la capacidad fotovoltaica. De acuerdo con el siguiente gráfico, no sólo la tendencia cambió de forma radical sino que, durante el primer año de vigencia de esta norma, el sector quedó casi paralizado.

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA FOTOVOLTAICA ACUMULADA (2006-2011)

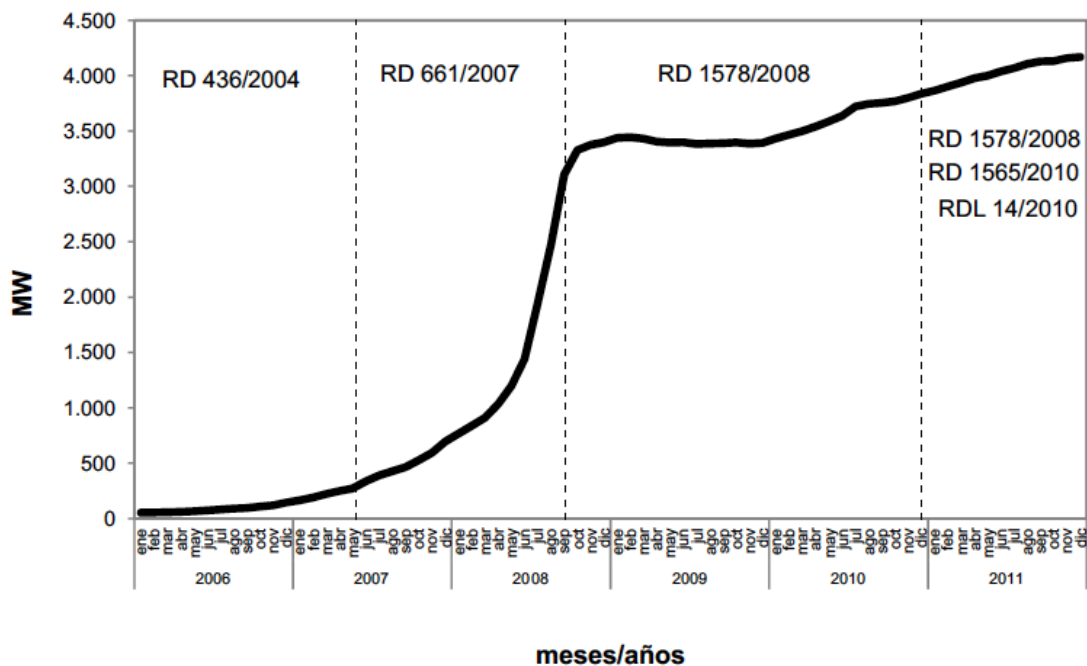


Figura 3.6-1. Evolución de la potencia fotovoltaica

Otro fenómeno del momento fueron los rumores acerca de prácticas especulativas con los derechos de instalación. Para evitarlas, los RD 661/2007 y RD 1.578/2008 exigieron avales.

Además, otro aspecto más a destacar fue el fraude con la fecha de inicio de actividad de las plantas fotovoltaicas. Algunos promotores, con la colaboración de instancias administrativas, llegaron a falsificar dicha fecha para que su instalación quedase acogida a las mejores condiciones económicas del RD 661/2007. A finales de 2008, la CNE inició una campaña de inspección que, en julio de 2009, se extendió a las plantas sujetas al RD 1578/2008, donde también se sospechaban irregularidades administrativas.

Para reforzar el apoyo legal a esta campaña, el Ministerio de Industria hizo público un borrador de real decreto en enero de 2009, aunque hasta el 5 agosto del año siguiente no se promulgó el **RD 1.003/2010**. No obstante, las plantas irregularmente acogidas al RD 661/2007 que voluntariamente renunciaban a este régimen económico, ni tendrían que reintegrar la prima percibida hasta el momento, ni serían sancionadas.

3.7 EL DÉFICIT TARIFARIO Y LAS NORMAS APROBADAS EN 2009 Y 2010

A lo largo del año 2010, la discusión acerca del lastre económico de la tarifa fotovoltaica y, por extensión, el coste de promoción de las fuentes renovables, se mezcló con el asunto del llamado **déficit tarifario**. Dos hechos de naturaleza muy diferente que, por la fuerza de las circunstancias, quedaron de inmediato emparejados en el debate del costo del recibo de la luz.

Cuando a finales de los años 90, el gobierno decidió controlar la evolución de las tarifas eléctricas con el objetivo de mantener comparativamente bajos los precios de la electricidad, la contrapartida fue el déficit tarifario, esto es, la diferencia entre las tarifas aprobadas por el gobierno y los costes (generación, distribución y otros) que la ley exige que sean sufragados con tales tarifas.

Un déficit que toma la forma de una deuda de los consumidores con el sector eléctrico. Las principales medidas que se han tomado para frenar la acumulación del déficit han afectado a las técnicas renovables, tal como se explica a continuación.

En el siguiente gráfico, podemos observar, como ha ido evolucionando el déficit tarifario, y cuál es el impacto que ha tenido tanto la fotovoltaica como las modificaciones que ha sufrido para reducirlo.



Figura 3.7-1. Contribución fotovoltaica en el déficit tarifario

Para empezar, el **RD 1.565/2010** eliminaba, para las plantas fotovoltaicas inscritas según el RD 661/2007, la tarifa regulada más allá del vigésimo quinto año. Este punto pone de manifiesto que el esquema retributivo del RD 1.578/2008, mucho más flexible que el anterior, estableció, sin embargo, una tasa de descenso de la tarifa que fue rebasada por el descenso del precio de los paneles en esos años.

Simultáneamente fue tomando forma el **RDL 14/2010** cuyo objetivo principal, aunque no el único, era incidir de lleno en las condiciones retributivas del RD 661/2007. Así, pues, esta norma limitó las horas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas cuyos kWh generados se retribuirían a tarifa, algo que perjudicó muchísimos a la generación de energía mediante tecnologías renovables. El descenso fue más acusado para las plantas acogidas al RD 661/2007. También para estas instalaciones se extendió en tres años el plazo de veinticinco con retribución preferente que había establecido el RD 1565/2010, apenas un mes antes.

El RDL 1565/2010 y el RDL 14/2010 son los dos decretos que más negativamente influyeron en las energías renovables reduciendo el beneficio que obtendrían las plantas y que había sido fijado por el gobierno y la limitación de horas que sería aplicada la prima y que en mayor medida afectaron a las plantas situadas en el sur de España ya que tienen mayor número de horas de sol.

Como dijimos anteriormente, en este año se aprueba el **Real Decreto 1003/2010, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente**. Establece un procedimiento para mejorar el proceso de acreditación de las distintas instalaciones fotovoltaicas a la hora de ingresar en los distintos marcos retributivos. Su objetivo es la detección de aquellas instalaciones fotovoltaicas que presuntamente se acogieron al marco jurídico y retributivo establecido por el RD 661/2007 de forma fraudulenta.

El Gobierno Central ha publicado en el B.O.E de 30 de Junio de 2010 la [Orden ITC 1732/2010](#), dando constancia de que los precios se mantienen inalterados respecto el anterior ITC. Subida del 0 [%]. Ha estado en vigencia del 1 de Julio de 2010 hasta el 31 de Marzo de 2011. También se publicó la [Orden ITC/3353/2010, de 28 de Diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011](#) y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

En otro orden de cosas, a mediados de 2010, de acuerdo con lo dispuesto en la [Directiva 2009/28/CE de Energías Renovables](#), se redactó el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER, 2010). En él se indicaba que, para 2020, las energías renovables deberían de aportar el 22,7% de la energía final bruta consumida. En el mix de generación eléctrica renovable, la fotovoltaica y la solar termoeléctrica aportaban el 3,6 y 3,8%, respectivamente. A partir de 2015, el PANER preveía una penetración creciente de la energía fotovoltaica procedente de instalaciones para autoconsumo conectadas a la red.

En lo que se refiere a 2011, se aprueba el Real Decreto 302/2011, venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial.

Este cambio afectaba al sistema de pago de primas para las instalaciones de régimen especial a tarifa regulada, aunque no afectaba a las cantidades cobradas por estos productores, dado que cobran siempre un mismo precio por su producción. Sin embargo, a la hora de realizar el pago de este precio fijo se tendrá en cuenta la diferencia del precio de la subasta CESUR y la prima fija acordada (siempre superior al precio de mercado), y no el precio del mercado mayorista, como venía sucediendo hasta ahora.

También fue publicada la **Orden ITC/688/2011 , de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011** y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, que deroga a Orden ITC 1732/2010 y en el DA DB-HE /11 se establecen las nuevas zonas climáticas.

Otras ITC que se publicaron ese año fueron:

- [Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre](#), por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- [Orden ITC/2452/2011, de 13 de septiembre](#), por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- [Orden ITC/1068/2011, de 28 de abril](#), por la que se modifica la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

En la siguiente tabla, podemos ver la evolución del precio desde el año 2004, hasta el 2012 y podemos observar como el precio medio de la Retribución, aumento desde el 2004 hasta en 2009 y a partir de ahí, ha sufrido una importante rebaja llegando a pagarse ya en 2012 a un precio que se aproxima al de 2004, cuando se instalaban poca potencia fotovoltaica ya que no había rentabilidad, siempre teniendo en cuenta que los costes de inversión en aquellos años eran menores a los que existían en 2012 debido al “boom” fotovoltaico.

Tabla 3.7-1. Evolución de precios 2004-2012

Año	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Prima equivalente (miles€)
2004	23	18	18	3.233	6.791	36,741	6.144
2005	47	41	41	5.328	16.402	39,909	13.990
2006	145	106	106	9.720	45.499	42,747	39.783
2007	692	495	495	19.967	214.601	43,382	193.837
2008	3.463	2.549	2.549	51.313	1.155.068	45,321	990.830
2009	3.628	6.203	6.203	52.099	2.868.132	46,236	2.634.074
2010	3.840	6.402	6.402	55.016	2.898.501	45,276	2.651.966
2011	4.250	7.417	5.859	57.991	2.666.116	35,944	2.282.485
2012	4.533	8.166	6.724	60.105	3.012.589	36,894	2.618.682

3.8 ÚLTIMOS AÑOS DE LAS RENOVABLES

En el año 2012, se publica el [Real Decreto-ley 1/2012](#), por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución en las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El RDL 1/2012 (artículo 3), por un lado, suprime las primas a las energías renovables, tanto aquellas contenidas en el Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial ("RD 661/2007"), y que aplican, entre otras, a las instalaciones eólicas y termosolares, como a las fotovoltaicas contenidas en el Real Decreto 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica ("RD 1578/2008"). Por otro lado, el RDL 1/2012 (artículo 4) suspende el procedimiento de preasignación de retribución contenido en el Real Decreto-ley 6/2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético ("RDL 6/2009") y en el Real Decreto 1578/2008.

De acuerdo con lo establecido en el RDL 1/2012 (artículo 2.1), las medidas adoptadas afectan a aquellas instalaciones que a fecha de 28 de enero de 2012 no hubieran sido inscritas en el registro de preasignación al que hace referencia tanto el Real Decreto-ley 6/2009 como el Real Decreto 1578/2008. No obstante, las medidas no afectaban a aquellas instalaciones cuya no preasignación a dicha fecha se debiera a un incumplimiento de la Administración del plazo establecido para resolver (artículo 2.2). Esta previsión no afecta a las instalaciones fotovoltaicas, puestas a la fecha de la entrada en vigor del RDL 1/2012 no se encontraba pendiente ninguna resolución.

En ese mismo año se publicó el [Real Decreto-ley 29/2012, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social](#), en la que había un aspecto a destacar en lo que se refiere al sector fotovoltaico.

De acuerdo con el punto 2 del artículo 8 del RD-L 29/12, "aquellos elementos que no estén expresamente reflejados en el proyecto de ejecución aprobado que dio lugar a la inscripción definitiva de la instalación, no podrán considerarse constitutivos de la instalación ni ponerse en funcionamiento, salvo que se tramite la correspondiente modificación del proyecto de ejecución ante el órgano competente. En este caso, las instalaciones verán corregido el régimen económico de la energía imputable a las modificaciones realizadas, percibiendo el precio del mercado de producción"

Las instalaciones fotovoltaicas que deben sustituir paneles o inversores por averías, desgastes, robos... Si el equipo a reponer no puede cambiarse por otro idéntico porque ya no se fabrique, instalar un equipo similar puede suponer la pérdida del régimen primado. La definición de modificación sustancial fotovoltaica anulada (punto 4 de la disposición adicional segunda del Real Decreto 1699/2011) entendía que ésta se había producido cuando, con equipos nuevos, variaba su tecnología entre fija, seguimiento a un eje y seguimiento a dos ejes, indistintamente, siempre que la sustitución de equipos fuera superior al 5% de la potencia pico de la instalación en el plazo de un año.

En 2012 también se publica la [Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética](#) en la que, según se indica en su Disposición final 5ª, incluía, entre otras medidas, las siguientes:

- La creación de:
 - ⇒ Un impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, que corresponde a un 7%.
 - ⇒ Un impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica (no afecta a la fotovoltaica)
 - ⇒ Un impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas. (no afecta a la fotovoltaica)
 - ⇒ Un canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica. (no afecta a la fotovoltaica)
- La modificación de la LSE, eliminando el derecho a la percepción de un régimen económico primado por la venta de la energía generada imputable a la utilización de combustibles en instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovable consumible y no consumible, en cuyo caso la utilización de energía renovable consumible sí podrá ser objeto de prima.

Los ingresos obtenidos en aplicación de esta Ley se destinarán a cubrir determinados costes del sistema eléctrico español establecidos en la LSE.

En lo que se refiere al pasado año, se publica el [Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico](#). El nuevo y retroactivo Real Decreto Ley deroga:

- El Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, 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 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- El artículo 4, la disposición adicional primera y el apartado 2 de la disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

El Real Decreto crea un mecanismo de financiación por el que los usuarios pagarán el déficit acumulado de años atrás "por la caída significativa de la demanda, el incremento en la producción eléctrica a partir de fuentes renovables primadas y la reducción de los precios de mercado".

Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se instaura un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se establezcan.

Además, se dispone que en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y que en todo caso, los costes e inversiones deberán responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada:

- Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio de mercado de la producción.
- Los costes estándar de explotación
- El valor estándar de la inversión inicial

Se elimina, desde la fecha de entrada en vigor del RDL 9/2013, el complemento por eficiencia y la bonificación por energía reactiva previstos respectivamente en los artículos 28 y 29 del Real Decreto 661/2007.

En la actualidad, existe un borrador por el que se establece lo citado en 2013, es decir, una planta fotovoltaica tipo en el cual los ingresos han sido estandarizado y en el que se espero, todo según especulaciones, que se establezcan recortes debido a los impuestos que no han sido aplicados y que serán aclarados en este RDL refiriéndose al RDL 9/2013, todos ellos con carácter retroactivo desde este RDL.

Para ello, en la actualidad, y para recuperar este dinero de carácter retroactivo, la CNMC no está abonando la cantidad total y real de la generación de la electricidad de una planta fotovoltaica sino un 25% del primer mes y luego se ha incrementado en torno a un 40% del mes de Febrero y la cantidad correspondiente para ajustar el mes de Enero también al mes de Enero y así sucesivamente, teniendo como obligación abonar el 98% de todo lo producido en una planta fotovoltaica antes de 5 años.

Podemos ver en el siguiente gráfico lo que ocurre en el presente y lo que se prevé que ocurra en un futuro, también vemos cual ha sido el impacto de los nuevos decretos y que evolución siguen los ingresos de las fotovoltaicas respecto al plan energético.

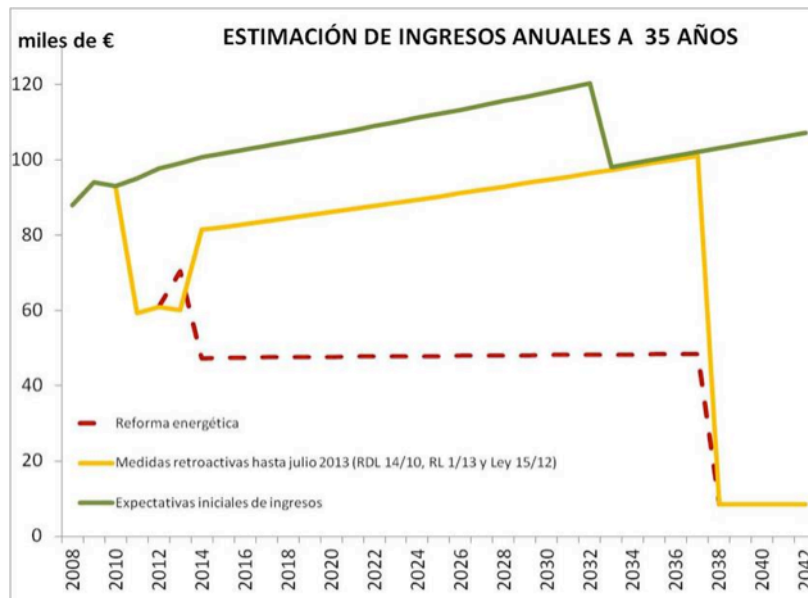


Ilustración 3.8-1. Ingresos de plantas fotovoltaicas

Como vemos, obviamente se supera los ingresos en lo que se refiere a la reforma energética debida a la elevada incentivación que hubo y la consiguiente excesiva instalación de plantas fotovoltaicas en España.

También podemos observar que entre 2010 y 2014 se redujo y se alejó mucho los ingresos de las plantas respecto a las expectativas iniciales de ingresos llegando incluso a estar estos ingresos por debajo de la reforma energética que es donde nos encontramos en la actualidad.

En un futuro, aunque parece incierto, vemos que el aumento de los ingresos anuales es constante hasta 2038 en lo que se refiere a real ya que actualmente la vida de un parque se estima en 30 y en el caso de las expectativas iniciales sería anterior ya que la estimación inicial en los parques era de 25 años.

En la actualidad, y muy recientemente, ha sido aprobado el [Real Decreto 413/2014, de 6 de junio](#), por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Este real decreto determina la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos a las que les sea otorgado.

El presente Real Decreto deroga todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el mismo, y en particular:

- El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- El Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoelectrica y eólica.

Además, este Real Decreto introduce modificaciones en las siguientes disposiciones:

- Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado mediante el Real Decreto 1110/2007.
- Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.
- RD 1544/2011, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Para realizar el cálculo retributivo, se ha establecido una planta tipo mediante la cual se analizan los parámetros de la misma y en el que hay que buscar la tabla que corresponda tanto la tecnología como el año de instalación de la planta y en él se encontrará como se va a establecer el pago en función de la explotación y de las horas de funcionamiento que como ya hemos visto han sido acotadas debido a reformas anteriormente señaladas.

A continuación y a modo de ejemplo, hemos realizado como va a afectar de manera aproximada esta nueva modificación de la normativa al parque solar fotovoltaico con el que nos estamos apoyando, diferenciando claramente entre las estructuras fijas y la de los seguidores solares.

SEGUIDORES

AÑO 2014

Para el cálculo de la reducción del precio del Kwh tenemos en cuenta 3 aspectos :

- Retribución por inversión
- Retribución por operación
- Venta en el mercado

➤ RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN

$$684281 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 0,1\text{MW} = 68428,1\text{€}$$

➤ RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN

Se calcula como retribución a la operación por las horas de funcionamiento máximo por la potencia:

$$10,19 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 2124\text{h} \cdot 0,1\text{MW} = 2164,36\text{€}$$

➤ VENTA EN EL MERCADO

$$49,62 \frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{h}} \cdot 0,1\text{MW} \cdot 2124\text{h} = 10539,29\text{€}$$

➤ TOTAL SIN APLICAR EL DESCUENTO

$$\text{Total} = 68428,1 + 2164,36 + 10539,29 = 81128,75\text{€}$$

➤ TOTAL APLICANDO EL DESCUENTO

$$81128,75 \cdot 0,93 = 75449,74\text{€}$$

➤ PRECIO POR CADA MW·h GENERADO:

$$\frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{h}} = \frac{75449,74\text{€}}{0,1\text{MW} \cdot 2124} = 355,22\text{€/MW} \cdot \text{h}$$

AÑO 2013

En el año 2013, se pagó este tipo de energía a 497,22€/ MW · h

Por tanto la reducción será:

$$\% \text{ reducción} = \frac{497,22 - 355,22}{497,22} \cdot 100 = 28,56\%$$

Hay que tener en cuenta que los parámetros que aparecen en las siguientes tablas, a pesar de que pongan hasta 13 Julio de 2013, dichos datos no han sido actualizados de nuevo y por lo tanto la vigencia actual es la que aparece en dichas tablas.

Tabla 3.8-1. Código de la instalación seguidores

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,a}$ (*)	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Retribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del n ² de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
									3 meses	6 meses	9 meses
IT-00467	30	1,000	786.463	14,109	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00468	30	1,000	702.364	11,098	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00469	30	1,000	638.188	8,800	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00470	30	1,000	644.991	9,043	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00471	30	1,000	716.485	11,603	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00472	30	1,000	724.220	11,605	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00473	30	1,000	750.260	12,528	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00474	30	1,000	685.315	10,226	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00475	30	1,000	654.918	9,149	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00476	30	1,000	656.990	9,223	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00477	30	1,000	670.498	9,701	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00478	30	1,000	684.281	10,190	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00479	30	1,000	593.278	25,096	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00480	30	1,000	585.696	24,749	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00481	30	1,000	583.324	24,641	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00482	30	1,000	536.359	22,496	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00483	30	1,000	550.358	23,135	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00484	30	1,000	567.272	23,908	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00485	30	1,000	630.810	22,461	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00486	30	1,000	560.228	19,934	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00487	30	1,000	532.107	18,927	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00488	30	1,000	632.280	22,514	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%

Tabla 3.8-2. Costes de explotación seguidores

Código de identificación:		IT-00478							
Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:									
Ratio Inversión (€/MW):		8.754.518							
Vida Útil Regulatoria (años):		30							
Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema		Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico €/MWhE	Futuro €/MWhE	Histórico €/MWhE	Futuro €/MWhE		Histórico h netas	Futuro h netas	
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	31,09	-	473,54	-	-	2.027	-	-
2010	-	31,35	-	466,39	-	-	2.024	-	-
2011	-	31,38	-	390,00	-	-	2.118	-	-
2012	-	31,88	-	412,32	-	-	2.129	-	-
2013	-	68,95	59,37	497,22	51,31	-	1.080	995	-
2014	-	-	59,81	-	49,62	-	-	2.124	-
2015	-	-	60,44	-	50,63	-	-	2.113	-
2016	-	-	61,08	-	52,65	-	-	2.103	-
2017	-	-	61,73	-	52,65	-	-	2.092	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Tabla 3.8-3. Costes de explotación seguidores

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Retribución a la Operación extendida 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (h)
IT-00476	30	307.795	7,014	-	2.124	1.274	743
IT-00477	30	314.124	7,561	-	2.124	1.274	743
IT-00478	30	320.581	8,065	-	2.124	1.274	743
IT-00479	30	277.947	22,861	-	1.648	989	577
IT-00480	30	274.395	22,514	-	1.648	989	577
IT-00481	30	273.283	22,406	-	1.648	989	577
IT-00482	30	251.280	20,398	-	1.648	989	577
IT-00483	30	257.839	20,994	-	1.648	989	577
IT-00484	30	265.763	21,778	-	1.648	989	577
IT-00485	30	295.530	20,216	-	2.102	1.261	736
IT-00486	30	262.463	17,717	-	2.102	1.261	736
IT-00487	30	249.289	16,892	-	2.102	1.261	736
IT-00488	30	296.219	20,341	-	2.102	1.261	736
IT-00489	30	314.608	21,693	-	2.102	1.261	736
IT-00490	30	299.146	20,097	-	2.124	1.274	743
IT-00491	30	318.185	21,537	-	2.124	1.274	743
IT-00492	30	313.116	21,140	-	2.124	1.274	743
IT-00493	30	317.041	21,491	-	2.124	1.274	743
IT-00494	30	317.416	21,551	-	2.124	1.274	743
IT-00495	30	266.015	20,911	-	1.648	989	577
IT-00496	30	227.299	17,276	-	1.648	989	577
IT-00497	30	232.995	17,824	-	1.648	989	577

FIJAS**AÑO 2014**

Para el cálculo de la reducción del precio de generación del Kwh tenemos en cuenta 3 aspectos :

- Retribución por inversión
- Retribución por operación
- Venta en el mercado

➤ RETRIBUCIÓN POR INVERSIÓN

$$574.698 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 0,1\text{MW} = 57469,8\text{€}$$

➤ RETRIBUCIÓN POR OPERACIÓN

Se calcula como retribución a la operación por las horas de funcionamiento máximo por la potencia:

$$12,370 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 1648\text{h} \cdot 0,1\text{MW} = 2038,58\text{€}$$

➤ VENTA EN EL MERCADO

$$49,62 \frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{h}} \cdot 0,1\text{MW} \cdot 1648\text{h} = 8177,38\text{€}$$

➤ TOTAL SIN APLICAR EL DESCUENTO

$$\text{Total} = 57469,8 + 2038,58 + 8177,38 = 67685,76\text{€}$$

➤ TOTAL APLICANDO EL DESCUENTO

$$67685,76 \cdot 0,93 = 62947,76\text{€}$$

➤ PRECIO POR CADA MW·h GENERADO:

$$\frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{h}} = \frac{62947,76\text{€}}{0,1\text{MW} \cdot 1648} = 381,96\text{€/MW} \cdot \text{h}$$

AÑO 2013

En el año 2013, se pagó este tipo de energía a 497,22€/ MW · h

Por tanto la reducción será:

$$\% \text{ reducción} = \frac{485,01 - 381,96}{485,01} \cdot 100 = 21,25\%$$

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,a} (*)$	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Retribución a la Operación extendida (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
									3 meses	6 meses	9 meses
IT-00445	30	1,000	653.191	9,337	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00446	30	1,000	647.332	9,127	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00447	30	1,000	731.138	12,128	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00448	30	1,000	677.996	10,225	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00449	30	1,000	680.312	10,308	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00450	30	1,000	797.108	14,490	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00451	30	1,000	729.215	12,059	-	2.102	1.261	736	10%	20%	30%
IT-00452	30	1,000	760.078	12,876	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00453	30	1,000	627.847	8,190	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00454	30	1,000	666.387	9,556	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00455	30	1,000	654.892	9,148	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00456	30	1,000	638.773	8,577	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00457	30	1,000	656.827	9,217	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00458	30	1,000	709.545	11,085	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00459	30	1,000	769.621	13,214	-	2.124	1.274	743	10%	20%	30%
IT-00460	30	1,000	650.427	15,829	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00461	30	1,000	624.843	14,661	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00462	30	1,000	611.766	14,064	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00463	30	1,000	604.217	13,719	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00464	30	1,000	584.130	12,801	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00465	30	1,000	576.411	12,449	-	1.648	989	577	10%	20%	30%
IT-00466	30	1,000	574.698	12,370	-	1.648	989	577	10%	20%	30%

Tabla 3.8-4. Código de la instalación fijas

Código de identificación:

IT-00466

Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:

Ratio Inversión (€/MW):

7.065.614

Vida Útil Regulatoria (años):

30

Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico €/MWhE	Futuro €/MWhE	Histórico €/MWhE	Futuro €/MWhE		Histórico h netas	Futuro h netas	Futuro
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	31,61	-	474,04	-	-	1.554	-	-
2010	-	32,23	-	467,08	-	-	1.532	-	-
2011	-	32,64	-	381,32	-	-	1.582	-	-
2012	-	32,72	-	398,90	-	-	1.614	-	-
2013	-	68,05	61,56	485,01	51,31	-	844	772	-
2014	-	-	61,99	-	49,62	-	-	1.648	-
2015	-	-	62,63	-	50,63	-	-	1.640	-
2016	-	-	63,29	-	52,65	-	-	1.632	-
2017	-	-	63,95	-	52,65	-	-	1.623	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Tabla 3.8-5. Costes de explotación fijas

4 PLAN DE MANTENIMIENTO

En general, hay que destacar que el mantenimiento necesario en instalaciones de energía solar fotovoltaica es mínimos y además tienen una larga vida útil de funcionamiento.

En primer lugar, es importante tener claro que se entiende por mantenimiento el conjunto de actuaciones necesarias para asegurar el funcionamiento de una instalación en las condiciones de uso para las que ha sido diseñada, con las mejores condiciones de rendimiento energético alcanzables, garantizando la seguridad de servicio y la defensa del medio ambiente, durante su periodo de uso.

Las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red se caracterizan por ser instalaciones que requieren escaso mantenimiento, si están bien diseñadas, por lo que siguiendo el presente Plan de Mantenimiento no es de esperar que se produzcan averías en la instalación.

El mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es de carácter preventivo y correctivo. Entre otras cuestiones, es muy recomendable realizar revisiones periódicas de las instalaciones, para asegurar que todos los componentes funcionan correctamente.

La experiencia demuestra que los sistemas fotovoltaicos tienen muy pocas posibilidades de avería, especialmente si la instalación se ha realizado correctamente y si se realiza un mantenimiento preventivo. Básicamente las posibles reparaciones que puedan ser necesarias son las mismas que cualquier aparato o sistema eléctrico, y que están al alcance de cualquier electricista.

A la hora de plantear el mantenimiento se deben considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el usuario y las que debe realizar el instalador.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.

El mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica lo puede realizar el usuario final de la instalación solar fotovoltaica (a través de los operarios cualificados correspondientes), o bien una empresa externa homologada y autorizada por los distintos fabricantes de los equipos suministrados, a fin de no perderla la garantía legal de los distintos equipos. Personalmente se recomienda subcontratar la labor del mantenimiento, dada la especialización de estas empresas en dichos trabajos, a que el coste que esto conlleva no suele ser elevado, y a que disponen de medios de Prevención de Riesgos (hay que recordar que se realizan labores de trabajo en altura y trabajos con riesgo eléctrico, entre otros).

Para facilitar las labores de mantenimiento el usuario de la instalación deberá disponer de planos actualizados y definitivos de la instalación solar, en el que queden reflejados los distintos componentes de la misma y ante cualquier modificación en la instalación o en sus condiciones de uso, un técnico competente especialista en la materia deberá realizar un estudio previo.

Después de cada operación de mantenimiento, se generará un informe en el que se evaluará detalladamente el estado de los componentes revisados, indicando las operaciones efectuadas, sustitución de componentes y se propondrán, cuando las haya, posibles medidas de mejora o sustitución de componentes que predeciblemente no estén operativos hasta una posterior revisión.

4.1 PUESTA EN MARCHA PLAN DE MANTENIMIENTO

Para ponerlo en marcha, es necesario tener en cuenta varias cosas:

- Hay que asegurarse de que todo lo que se indica en el plan es realizable. Es muy habitual que quien redacta el plan y quien lo ejecuta sean personas distintas, con puestos distintos. Una vez redactado el plan y antes de ponerlo en marcha hay que comprobar cada una de las tareas, fijando los rangos de medida que se entenderán como correctos, anotando las herramientas que son necesarias, anotando el tiempo que se necesita para llevar a cabo cada una de ellas. Hay gamas que no se podrán comprobar inmediatamente, porque impliquen paradas prolongadas del equipo. La única alternativa es esperar a que se puedan realizar, y comprobar durante su realización la idoneidad de cada una de las tareas, anotando todas las observaciones que puedan resultar interesantes.
- Hay que designar una o varias personas que se encargarán de su realización. Cada gama y cada ruta deben tener un responsable para su realización, contando con recursos adicionales a los habituales, si es preciso.

- Hay que realizar una acción formativa para la puesta en marcha de cada una de las gamas y rutas, explicando claramente el alcance de cada una de las tareas y qué hacer en caso de encontrar anomalías.
- Durante las primeras semanas tras la puesta en marcha, hay que supervisar la realización, hablando con el personal encargado de realizarlas, y anotando sus sugerencias y comentarios. Tras los primeros días de aplicación, empezarán a surgir cambios al plan inicial. El sistema de revisión del plan debe ser suficientemente ágil para poder ir introduciendo cambios a medida que se identifiquen las posibilidades de mejora del plan. Los primeros cambios se referirán sobre todo a tareas que no puedan ser realizadas, a tareas que se han olvidado y que pudiera ser necesario útil realizar, a rangos de medida incorrectos, a herramientas y materiales no incluidos en la lista de cosas a preparar, o a correcciones en el tiempo necesario para su realización, entre otras. Más tarde, las correcciones se realizarán para excluir tareas que no han demostrado ser útiles o rentables, o bien para incluir tareas que surjan como consecuencia de averías y problemas que se hayan presentado, y que pudieran evitarse con alguna medida preventiva.
- **No es necesario poner en funcionamiento** todas las gamas y rutas a la vez. Es mucho más efectivo ponerlas en marcha escalonadamente, área por área de la planta.

4.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema en alguna de sus partes, con el objetivo de restablecer la operatividad del mismo. Se utiliza cuando es imposible de predecir o prevenir un fracaso, lo que hace el mantenimiento correctivo la única opción.

El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería y un diagnóstico para determinar la causa del fallo. Es importante determinar qué es lo causó el problema, a fin de tomar las medidas adecuadas, y evitar así que se vuelva a producir la misma avería.

Esta estrategia de mantenimiento puede resultar económica a corto plazo, al no invertir en planes de mantenimiento preventivo, si bien puede ocurrir que a causa de una falta de mantenimiento surja una avería que pueda resultar irreparable y con las graves consecuencias que esto conlleva, por tanto no se recomienda este plan de mantenimiento, por estar demostrado que es mucho más costoso que cualquier otro a medio y a largo plazo.

El mantenimiento correcto comprende aquellas acciones, planificadas o no, cuyo objetivo es restablecer el nivel de desempeño de un equipo o sistema después de que haya ocurrido un fallo, sea éste esperado o no como hemos dicho anteriormente.

Hay que tener en cuenta que a veces se opta por este tipo de mantenimiento porque supone un coste económico menor en función del caso. Lo ideal es la realización de un

mantenimiento preventivo como veremos a continuación y, en caso necesario, recurrir a un mantenimiento correctivo como método excepcional.

4.2.1 Ventajas e inconvenientes del mantenimiento correctivo

Hay que destacar que el mantenimiento correctivo se verá muy reducido si se realiza un mantenimiento preventivo de la instalación de forma adecuada, además esto disminuirá la gravedad de las averías que se produzcan.

Entre sus **ventajas** destacan las siguientes:

- ⇒ El coste inicial de su implantación es prácticamente nulo.
- ⇒ Si el equipo está preparado, es decir, si el mantenimiento correctivo está planificado, la intervención en caso de fallo será rápida.
- ⇒ Tiene más importancia la experiencia y la pericia de los operarios de mantenimiento que la capacidad de análisis o de estudio de los problemas que se produzcan, por tanto, no es necesaria una gran infraestructura.
- ⇒ Es rentable en equipos que no intervienen directamente en la producción, donde la implantación de otro sistema resultaría poco económica.

Entre sus **inconvenientes** destacan los siguientes:

- ⇒ Las paradas son inesperadas, no están controladas y programadas previamente.
- ⇒ Suele ser consecuencia de averías de gran importancia, por lo que los costes de reparación pueden ser muy elevados tanto por el coste de las piezas y de la mano de obra como el coste que supone un tiempo de parada prolongado.

- ⇒ El número de piezas de que debe disponerse en almacén es elevado a que no se sabe qué pieza puede fallar en cualquier momento.
- ⇒ No permite conocer el estado real de la instalación.
- ⇒ Se produce un aumento del riesgo de accidente, ya que puede estar fraguándose una avería en algún componente de la instalación que entrañe peligro.
- ⇒ Puede producirse el mismo fallo reiteradamente sin descubrir cuál es la causa que lo origina y, por tanto, no llegar a erradicar el problema.
- ⇒ Pueden producirse situaciones en las que no sea posible cumplir las normas de prevención de riesgos laborales y /o de calidad al no estar los componentes en buen estado.

4.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo es aquel mantenimiento que tiene como primer objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías de un sistema del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran.

Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir las paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir coste de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.

El mantenimiento preventivo en general se ocupa en la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y de confiabilidad de un equipo. Un plan de mantenimiento correctamente planificado puede reducir considerablemente los fallos de una instalación y sus consecuentes consecuencias acarreadas.

A la hora de realizar un plan de mantenimiento preventivo de una instalación, en primer lugar, hay que tener en cuenta que las instalaciones solares fotovoltaicas se componen de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos y cada uno de esos elementos independientes, que conforman la instalación en su totalidad, tienen una vida útil diferente.

4.3.1 Fases de la elaboración

Para configurar un plan de mantenimiento preventivo de una instalación solar fotovoltaica, hay que tener presente en todo momento el objetivo del plan de mantenimiento y los documentos que deben integrarlo. Para la elaboración del plan se pueden seguir las siguientes fases:

- 1) **Recopilación de información técnica.** Para realizar el plan preventivo adecuado es necesario conocer al completo la instalación, mediante el análisis de la documentación técnica contenida en el proyecto, la información sobre las tareas de montaje llevadas a cabo, la información de cualquier mantenimiento realizado con anterioridad, el histórico de averías en caso de que las haya habido, la documentación facilitada por el fabricante.
- 2) **Inventario.** Una vez conocida al completo la instalación, se tendrán claros los componentes que la forman y habrá que establecer los componentes o

elementos sujetos a mantenimiento. Este inventario debe incluir una descripción técnica, minuciosa y exhaustiva sobre cada equipo, de forma que permita cumplimentar la ficha técnica de cada elemento sujeto a mantenimiento.

- 3) **Cumplimiento de las fichas técnicas.** Paralelamente a la realización de inventario o una vez que éste haya finalizado, deben confeccionarse y cumplimentarse unas fichas técnicas específicas de cada elemento o equipo que componga la instalación con los datos que hayan sido recopilados durante la fase de elaboración del inventario.
- 4) **Selección de gamas o protocolos.** Cuando se define un plan de mantenimiento preventivo de una instalación concreta, se deben estructurar los programas de tareas y las frecuencias particulares con las que habrá que realizar dichas tareas en cada elemento o equipo de los que está compuesta la instalación.
- 5) **Planteamiento del servicio.** En esta fase se trata de planificar la gestión del mantenimiento, incluyendo conceptos económicos, permitiendo así realizar un servicio eficiente y una correcta explotación de la instalación. En esta fase habrá que determinar el tiempo necesario para realizar cada operación y la categoría que ha de tener el personal que la realice.
- 6) **Perfeccionamiento de planes y protocolos.** De forma orientativa, al menos una vez al año deben revisarse los planes de mantenimiento y adecuarlos a las necesidades en función de los resultados obtenidos durante las tareas de mantenimiento(tanto preventivo como correctivo)

4.4 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de un sistema en operación, es decir, se basa en que los sistemas darán un tipo de aviso antes de que fallen por lo que este plan de mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones.

En el mantenimiento predictivo se suelen realizar ensayos no destructivos, como medida de vibraciones, medición de temperaturas, termografías, intensidades, tensiones, etc.

El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo, de forma que se subsane este antes. Detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos es una buena forma, aunque no fácil, de evitar posibles averías en el sistema.

4.5 NORMATIVA DE SEGURIDAD EN EL MANTENIMIENTO

En cuanto a prevención de riesgos laborales existe una normativa general de aplicación a cualquier ámbito de trabajo que es necesario conocer y tener presente en todo momento. Asimismo, existen normas específicas que tendrán su aplicación en unos puestos de trabajo u otros en función de la actividad desarrollada. La normativa de aplicación en puestos de trabajo relativos al mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas puede ser muy extensa. A continuación se destaca la normativa de principal aplicación por su gran importancia en este campo:

- **La Ley de Prevención de Riesgos Laborales**, de aplicación general a cualquier tipo de trabajo, viene establecida en la Ley 31/1995, de 8 de noviembre.

- **La Ley 54/2003**, de 12 de diciembre, es la reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Es de destacar también el **Real Decreto 39/1997**, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- **El Real Decreto 486/1997**, de 14 de Abril, establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- En las ocasiones en la que sea necesario realizar operaciones de manipulación de cargas de forma manual será necesario seguir las instrucciones establecidas en el **Real Decreto 487**, de 14 abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud.
- En cualquier trabajo en el que se puedan utilizar máquinas o herramientas que emitan ruido, habrá que aplicar y tener presente lo establecido por el **Real Decreto 286/2006** de 10 de Marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- Por otro lado, será necesario que los equipos de protección individual que sea necesario utilizar cumplan con una serie de requisitos. Por ello, es necesario conocer el **Real Decreto 1407/1992** , de 20Noviembre, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.

4.6 PREVENCIÓN DE RIESGOS Y SEGURIDAD EN EL MANTENIMIENTO DE INSTACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS.

El presente capítulo pretende facilitar la información necesaria para poder realizar las tareas de mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas de una forma segura. Los conocimientos en materia de prevención de riesgos laborales relacionados con este trabajo permitirá evitar accidentes y enfermedades profesionales.

Es imprescindible la elaboración y el conocimiento por todos los trabajadores del Plan de seguridad para poder establecer las pautas de actuación a seguir. Asimismo, es necesario que el trabajador tenga la formación e información adecuada acerca de los riesgos de su profesión y de las medidas preventivas a tomar para evitarlos.

Por otro lado, es muy importante el conocimiento de los medios y equipos de seguridad. Dentro de la prevención de riesgos laborales fundamental tener presente también la forma de proteger el medio ambiente. Del mismo modo, es imprescindible tener previstas situaciones de emergencia para saber como actuar en caso de que se presenten.

La señalización es otro aspecto de gran importancia dentro de los lugares de trabajo y para que ésta sea efectiva y consiga el objetivo perseguido ha de ser conocida por todos para que así sea correctamente interpretada. Por último también destacaremos la normativa principal a aplicar en este tipo de trabajos.

4.6.1 Planes de seguridad en el mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas

La ley 54/2003, de 12 de Diciembre, establece que el empresario está en la obligación de elaborar y conservar a disposición de la autoridad laboral el Plan de prevención de riesgos laborales, entre otra documentación.

El Plan de seguridad es fundamental en el mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas, al igual que en cualquier otro tipo de trabajo desempeñado.

La ley de Prevención de Riesgos Laborables recoge la necesidad de implantar y aplicar un Plan de prevención de riesgos laborales para conseguir el objetivo de integrar la prevención de riesgos laborales en el sistema general de gestión de la empresa, tanto en el conjunto de sus actividades como en todos los niveles jerárquicos de ésta.

4.6.2 Plan de prevención

El manual de prevención de riesgos laborales o Plan de prevención debe estar compuesto por el siguiente contenido:

- ⇒ **Información general sobre la organización.** Se trata de una descripción general de la empresa y de sus funciones o dedicación.
- ⇒ **Organigrama funcional de la empresa.** Especificando las responsabilidades de todos y cada uno de los niveles jerárquicos existentes y su interrelación o comunicación.
- ⇒ **Organización de la producción.** Identificando los diferentes procesos técnicos, las prácticas y los procedimientos organizativos.

⇒ **Organización de la prevención.** Se debe señalar la modalidad preventiva escogida y los órganos de representación existentes.

Hay que tener en cuenta que, para la gestión y aplicación del Plan de prevención, es fundamental la evaluación de los riesgos laborales existentes en cada trabajo, en este caso el mantenimiento de una instalación fotovoltaica.

El empresario tiene una serie de obligaciones que debe cumplimentar:

⇒ **Evaluación de riesgos.** El empresario deberá realizar una evaluación inicial de los riesgos que existan para la seguridad y salud de los trabajadores. Para realizar esta evaluación, se debe tener en cuenta la naturaleza de la actividad desarrollada por los trabajadores, las características de los puestos de trabajo y de los trabajadores que los desempeñan. Asimismo, se realizará una evaluación para la elección de los equipos de trabajo, las sustancias químicas y el acondicionamiento de los lugares de trabajo.

⇒ **Controles periódicos.** Esta acción será consecuencia de la primera, de la evaluación de riesgos. El resultado de la evaluación de riesgos determinará si es necesaria la realización de controles periódicos de las condiciones de trabajo y de la actividad de los trabajadores. Permitirá detectar situaciones altamente peligrosas.

⇒ **Efectiva ejecución de las actividades preventivas.** Es también responsabilidad del empresario que éste se asegure de que la ejecución de actividades preventivas que se incluyen en el plan de mantenimiento sean efectivas.

⇒ **Modificación de las actividades de prevención.** Del mismo modo, el empresario debe asegurarse de que se modifiquen las actividades de prevención cuando se detecte alguna salvedad de cara a los fines de protección necesarios perseguidos.

4.6.3 Prevención de riesgos en el mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas

La reducción de los accidentes laborales y de las enfermedades profesionales aumenta la productividad, reduce los costes y mejora la calidad del trabajo. Por estos motivos, se está prestando cada vez mayor atención a la calidad de los servicios de prevención, a la formación en materia de higiene y seguridad en el trabajo y a los instrumentos para mejorar la aplicación de las normas de higiene y seguridad.

4.6.4 Accidentes comunes

En general, los accidentes más frecuentes en el ámbito del que estamos hablando son:

- Caídas desde alturas a distinto nivel o en zanjas.
- Tropiezos y caídas en superficies sin cambio de nivel.
- Golpes, cortes, punzadas y aplastamiento de dedos debido a la utilización de herramientas de mano y maquinaria con bordes agudos.
- Lesiones mecánicas debidas al contacto con piezas rotatorias.
- Golpes en la cabeza con barras metálicas situadas en alto.
- Introducción de partículas extrañas en los ojos.
- Lesiones en los pies por caídas de herramientas.

- Lesiones musculares producidas por sobreesfuerzos.
- Quemaduras al manejar lámparas de soldar.
- Descargas eléctricas.
- Riesgos de incendios debido a las temperaturas que soportan los paneles.

4.6.5 Riesgos químicos

Por otro lado, hay que destacar los riesgos químicos de la profesión:

- Dermatitis de contacto debida a la exposición a diversos componentes de los líquidos y el contacto con disolventes.
- Irritaciones oculares y del sistema respiratorio.
- Irritación de las vías respiratorias superiores y tos como consecuencia de la inhalación de sustancias irritantes

4.6.6 Riesgos físicos y biológicos

Asimismo, esta profesión conlleva los siguientes riesgos físicos y biológicos:

- A veces existen niveles de ruido excesivos.
- Los trabajadores andan expuestos a una amplia gama de microorganismos.
- Desarrollo de hongos y crecimiento de bacterias debido a altas temperaturas y humedad.

4.6.7 Factores ergonómicos

En este caso, suelen ser:

- Estar expuestos a un exceso de frío o de calor en algunos caso.
- Presentar problemas de muñeca, debido a un esfuerzo físico excesivo.
- Cansancio y malestar general como resultado de la actividad física en un entorno ruidos, caliente o húmedo en algunos casos.

4.7 ACCIONES PREVENTIVAS EN LA ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

No menos importante es la influencia de la organización del trabajo para evitar posibles peligros o riesgos. En este aspecto se debe:

- Promover la aceptación de las medidas de seguridad.
- Instruir convenientemente a los trabajadores sobre sus cometidos y las situaciones de riesgo en las que se pueden encontrar.
- Planificar reuniones para informar e instruir a los trabajadores en el tema de la seguridad de forma periódica.
- Promover la concienciación de responsabilidad por la seguridad del compañero de trabajo.
- Informar sobre posibles daños a consecuencia de no utilizar equipos de protección individual.
- Para evitar el estrés hay que planificar los trabajos y asignarles el tiempo adecuado teniendo en cuenta una parte para imprevistos, seleccionar al

trabajador según la actividad que ha de desarrollar, coordinándose con otros miembros del equipo, y organizar todas las herramientas y materiales necesarios en la obra antes de salir del taller.

4.8 EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL

El Real Decreto 1407 /1992 define como EPI: Cualquier dispositivo o medio que vaya a llevar o del que vaya a disponer una persona, con el objetivo de que le proteja contra uno o varios riesgos que puedan amenazar su salud y su seguridad.

En relación a los equipos de protección individual, existen una serie de responsabilidades por parte del empresario y del trabajador.

El empresario es el responsables de :

- Promover la utilización de los EPI necesarios
- Determinar los EPI precisos según el puesto de trabajo y las tareas realizadas.
- Informar a los trabajadores de cuándo usarlo, como hacerlos, etc.
- Controlar que su utilización se está realizando correctamente y se le está dando un mantenimiento adecuado.

Por otro lado, el trabajador tiene la obligación de :

- Utilizar los EPI correctamente.
- Cuidarlos adecuadamente según las instrucciones recibidas.

- Informar inmediatamente si detecta algún desperfecto en otros equipos que pueda afectar a la eficacia de los mismo.

4.8.1 Clasificación de los EPI

Los EPI se pueden clasificar en función de los riesgos que previenen:

1. **Equipos de protección frente a golpes mecánicos.** Dentro de este tipo se pueden distinguir tres grupos:
 - Equipos de protección frente a golpes resultantes de caídas o proyecciones de objetos e impactos de una parte del cuerpo contra un obstáculo. La misión de este tipo de equipos es amortiguar los efectos de un golpe.
 - Equipos de protección frente a caídas de personas. Dentro de ellos se incluyen tanto caídas por resbalón como caídas desde altura.
 - Equipos de protección frente a vibraciones mecánicas.
2. **Equipos de protección frente a la compresión de una parte del cuerpo.** Son los que deben proteger una parte del cuerpo contra esfuerzos de compresión y deben amortiguar sus efectos.
3. **Equipos de protección frente a agresiones físicas.** Son los destinados a proteger todo o parte del cuerpo contra agresiones mecánicas superficiales, como rozamientos, pinchazos o cortes.
4. **Equipos de protección frente a descargas eléctricas.** Deben prestar un grado de aislamiento adecuado a los valores de las tensiones a las que el usuario pueda exponerse en las condiciones desfavorables predecibles.

5. **Equipos de protección frente al ruido.** Deben atenuarlo de forma que los niveles sonoros equivalentes percibidos por el usuario no superen nunca los valores límite de exposición diaria establecidos en el Real decreto 286/2006.
6. **Equipos de protección frente al calor y/o fuego.** Al igual que en el caso anterior, deben tener una capacidad de aislamiento térmico y una resistencia mecánica adecuados a las condiciones de uso.
7. **Equipos de protección frente a sustancias peligrosas y agentes infecciosos.** En este caso, hay que distinguir entre los equipos de protección frente a los agente que penetran a través de las vías respiratorias y las que actúan en contacto cutáneo u ocular:
 - Los equipos de protección de las vías respiratorias deben permitir que el usuario disponga de aire respirable cuando esté expuesto a una atmósfera contaminada y /o cuya concentración de oxígeno sea insuficiente.
 - Los equipos de protección cutánea u ocular cuya misión sea evitar los contactos superficiales con las sustancias peligrosas y los agentes infecciosos, deben impedir la penetración o difusión de estas sustancias a través de la cobertura protectora.

4.8.2 Equipos de protección individual en instalaciones solares fotovoltaicas

A continuación, se analizarán algunos equipos de protección individual de uso común en trabajos de mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas

- **Guantes:** En este caso, deben ser unos guantes adecuados para el manejo de material eléctrico. De este modo, protegerán frente a contactos eléctricos y a su vez frente a golpes, cortes y heridas en las manos así como roces con determinados.



Figura 4.8-1. Guantes protectores

- **Calzado de seguridad:** Éste protege los pies contra posibles lesiones. Existen diversos tipos entre los que podemos citar los que llevan puntera reforzada, los que llevan plantilla reforzada, los que llevan tobillera y los aislantes que se utilizan en trabajos con electricidad. En este caso, lo más adecuado es el de

seguridad aislante con la suela lo más adherente posibles puesto que determinadas instalaciones exigirán el trabajo sobre tejados inclinados.



Figura 4.8-2. Botas de seguridad

- **Cinturón o arnés de seguridad.** Para evitar caídas a distinto nivel cuando se trabaje en altura.



Figura 4.8-3. Arnés o cinturón de seguridad

- **Gafas protectoras.** En este caso, será necesario que sean unas gafas adecuadas para evitar la entrada de partículas en los ojos, pero también evitar deslumbramientos provocados por los rayos solares.



Figura 4.8-4. Gafas protectoras

- **Casco.** En determinados trabajos es conveniente la utilización de un casco de seguridad para evitar que piezas o herramientas caigan desde una altura por encima de la que se sitúa el operario y golpeen al mismo. El casco de seguridad protege la cabeza de golpes y choques en el cráneo, de caída y proyección violenta de objetos e incluso de contactos eléctricos.



Figura 4.8-5. Casco

4.9 SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD

La señalización es una forma de comunicación y una medida útil para avisar de los peligros, reforzar y recordar las normas de comportamiento.

El RD 485/ 1997 establece que será necesario utilizar la señalización cuando no sea posible eliminar o reducir suficientemente el riesgo mediante medidas técnicas y organizativas de protección colectiva.

Asimismo, toda señal debe cumplir una serie de principios básicos:

- Debe ser capaz de atraer la atención de los implicados en el peligro.
- Debe advertir del peligro con antelación suficiente
- Ha de ser clara y llevar a una única interpretación.
- Los implicados deben disponer de los medios necesarios para poder cumplir con la señalización.
- Todas las señales han de tener una conexión coherente entre sí.
- Han de estar de acuerdo con los aspectos de normalización establecidos legalmente.
- Es necesario realizar una adecuada y correcta conservación cuando sea necesario.

4.9.1 Colores de seguridad

Los colores de seguridad son fundamentales dentro de las señales. A continuación se especifica cada color con su significado y utilización o aplicación correspondiente en señalización de seguridad:

- **Rojo.** Se utiliza con el significado de prohibición, peligro o alarma y en señales de material o equipos de lucha contra incendios.
- **Amarillo.** Se usa en señales de advertencia para que el trabajador preste atención, tenga precaución o realice alguna verificación.
- **Azul.** Se utiliza en señales de obligación, indicando algún comportamiento o acción específica o una obligación en cuanto a la utilización de un equipo de protección individual.
- **Verde.** Puede indicar alguna situación de seguridad o utilizarse en señales de salvamento y auxilio, como pueden ser las que indican puertas, salidas o puestos de salvamento.

4.9.2 Tipos de señales de seguridad

Existen distintos tipos de señales. Se puede realizar una clasificación de las señales en función de la forma de transmitir las:

- **Señal luminosa.** Se trata de una señal emitida por medio de un dispositivo formado por materiales transparentes o translúcidos, iluminados desde atrás y

desde el interior, de tal manera que aparezca por sí misma como una superficie luminosa.

- **Señal acústica.** Es una señal sonora codificada, emitida y difundida por medio de un dispositivo apropiado, sin intervención de uvoz humana o sintética.

En otra clasificación, las señales se las dividimos en función de lo que transmiten:

- **Señal de prohibición.** Prohíbe un comportamiento susceptible de peligro.



Figura 4.9-1. Señales de prohibición

- **Señal de advertencia.** Advierte de un riesgo o de un peligro.



Figura 4.9-2. Señales de advertencia

- **Señal de obligación.** Obliga a un comportamiento determinado.



Figura 4.9-3. Señales de obligación

- **Señal de salvamento o socorro.** Proporciona indicaciones relativas a las salidas de socorro, a primero auxilios o a dispositivos de salvamento.



Figura 4.9-4. Señales de salvamento o socorro

- **Señal indicativa.** Es una señal que proporciona alguna otra información.



Figura 4.9-5. Señales indicativas

5 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

5.1 NORMATIVA APLICABLE PARA MEDICIONES

Para llevar a cabo las tareas de medidas, se pueden seguir los procedimientos y criterios descritos en las siguientes normas:

- UNE-EN 60904-1: 1994. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60904-2: 1994. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia
- UNE-EN 60904-2/ A1: 1998. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia

- UNE-EN 60904-3: 1994. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- UNE-EN 60904-5: 1996. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos por el método de la tensión de circuito abierto.
- UNE-EN 60904-6: 1997. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia
- UNE-EN 60904-7: 1999. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.
- UNE-EN 60904-8: 1999. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV)
- UNE-EN 60904-10: 1999. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- UNE-EN 61829: 2000. Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V

5.2 INSTRUMENTOS DE MEDIDA

Durante el desarrollo de trabajos de mantenimiento preventivo de instalaciones fotovoltaicas es necesaria la utilización de una serie de instrumentos de medida que, dependiendo de qué se pretenda medir en cada momento, serán unos u otros y tendrán unas características u otras.

Para medir la tensión eléctrica.

La tensión eléctrica en este tipo de instalaciones puede ser medida a través de dos instrumentos: **el voltímetro y el multímetro o polímetro**. Seguidamente, se detallarán los tipos y peculiaridades de cada uno de ellos.

⇒ El **voltímetro** sirve para medir la diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito cerrado. En función de su configuración, podemos distinguir:

- Voltímetro galvanométrico o de bobina móvil. Se utiliza en aplicaciones con corriente continua. No obstante miden de forma separada la continua de la alterna.
- Voltímetro electrónico. Se utiliza en aplicaciones con corriente alterna.



Figura 5.2-1.Voltímetro

⇒ Multímetro o polímetro. Es un instrumento que permite verificar si el funcionamiento de un circuito eléctrico es o no correcto. Es un instrumento de medición muy utilizado para todo tipo de trabajos de electricidad y electrónica.

Dependiendo de las características de cada modelo, se pueden medir valores de:

- Carga
- Capacidad
- Resistencia
- Intensidad
- Tensión alterna y continua
- Potencia



Figura 5.2-2. Multímetro analógico



Figura 5.2-3. Multímetro digital

La medición de la tensión eléctrica se realiza conectando en paralelo la entrada del instrumento, que se utilice para la medición con los puntos entre los cuales que se quiere medir la tensión.

En este caso haremos la medición a la entrada de cada una de las cajas de conexiones que existen para cada agrupación de paneles para verificar que la tensión es la correcta y que si existe algún tipo de defecto en algún panel o en alguno de los conectores que unen los cables de los paneles la tensión no es la que debería ser.

Para medir la intensidad de la corriente eléctrica.

Solemos utilizar un elemento de medida llamado amperímetro y podemos encontrarnos diversos tipos según sea su configuración:

⇒ **Amperímetros magnetoeléctricos o bobina móvil.** Las características físicas de los elementos que lo componen son limitadas, por lo que únicamente se podrá utilizar para pequeñas intensidad de has 100mA.

⇒ **Amperímetro electromagnético.** Puede realizar la medida de intensidades de entre 0,5 y 300^a. Se puede usar tanto en corriente continua como en corriente alterna y la frecuencia debe ser menor a 500Hz.

⇒ **Amperímetro electrodinámico.** Sirve tanto para corriente continua alterna y corriente continua.



Figura 5.2-4. Amperímetro digital



Figura 5.2-5. Amperímetro analógico

También se puede medir con un tipo especial de amperímetro que es el más adecuado para este tipo de instalaciones ya que el acceso a las cajas de centralización es más

limitado y que es una **pinza amperimétrica**. Ésta posee un sensor que abraza el cable cuya intensidad se debe medir.



Figura 5.2-6. Pinza amperimétrica

Otra ventaja que presenta la pinza es que no es necesario abrir el circuito para colocar el amperímetro y medir la intensidad de la corriente, algo que si tuviéramos que hacer perderíamos muchas horas de producción y no sería rentable.

La medición de intensidad eléctrica se realiza conectando en serie la entrada del instrumento de medición con los puntos entre los cuales se quiere medir dicha intensidad de corriente.

Para medir la radiación solar.

La medida de la radiación solar se suele realizar mediante un **piranómetro** o mediante una célula calibrada o un módulo calibrado de características tecnológicas equivalentes a las de los elementos de la instalación.

El otro elemento que se utiliza para medir la radiación solar son los radiómetros que detectan y miden la intensidad de la radiación solar:

⇒ **Para radiación global.** Ésta se mide normalmente sobre una superficie horizontal utilizando un piranómetro también llamado solarímetro actinómetro. Este instrumento permite medir la radiación solar global difusa o directa que se recibe en todas las direcciones.

⇒ **Para radiación difusa.** La radiación difusa se mide sobre una superficie horizontal con la ayuda de un piranómetro o de un albedómetro. Los albedómetros utilizados para la medición de la radiación difusa incorporan un sistema, que consiste en un disco o una banda parasol que evita que la componente directa de la radiación solar incida sobre el sensor

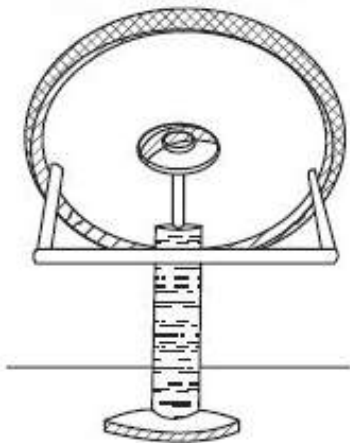


Figura 5.2-7. Piranómetro con disco parasol

⇒ **Para radiación directa.** Esta última se mide sobre una superficie normal a los rayos solares gracias a la utilización de un instrumento llamado pirheliómetro que miden la radiación en función de la concentración de un punto de luz creado por una esfera de cristal sobre una superficie marcada con una escala

convencional. Sin embargo, este sistema de medida presenta un gran inconveniente: Es necesario que el eje de rotación sea ajustado a diario a medida que cambia la declinación del sol necesitando una supervisión continua.

5.3 OPERACIONES DE CONTROL

En el siguiente apartado se definen todas aquellas operaciones de control de la actividad diaria de la planta fotovoltaica de conexión a red.

Los trabajos de supervisión y mantenimiento predictivo del parque fotovoltaico consistirán en la atención cotidiana a las contingencias propias del parque.

Las actividades a realizar serán, controlar y supervisar las operaciones de arranques y paradas de los sistemas, normalmente inversores y sistemas de seguimiento solar, la vigilancia y supervisión de la correcta ejecución de las operaciones de producción, el análisis de las señales, alarmas y parámetros que continuamente manifiesta la planta fotovoltaica, la adecuada intervención ante situaciones anómalas para evitar averías y en general, todos aquellos trabajos a realizar que mantengan la operación de la planta con las mejores prestaciones posibles, optimizando la producción de la instalación.

Los operarios deberán registrar y controlar una serie de parámetros que son los encargados de verificar el correcto funcionamiento del parque fotovoltaico. Las lecturas de estos parámetros se recogen, bien directamente del inversor conectado a red, o mediante instrumentos de medida, tales como multímetros, de los contadores encargados de registrar la producción, o de las estaciones meteorológicas, en el caso de disponer de una.

La presencia de personal cualificado que ejecute estas operaciones sólo quedará justificada si forman parte del contenido general del mantenimiento que se debe realizar, quedando este punto, ligado a la elección personal del promotor.

Los datos que se deben recoger, para el correcto control de la instalación son:

- **Potencia, intensidad y tensión:** la recogida de estos datos identifica fallos producidos en las series de los paneles, bien por la avería de alguno de ellos, bien por el disparo de alguna de las protecciones ubicadas en las denominadas cajas de agrupación de series. Estos datos, nos posibilitan el conocimiento del funcionamiento y evolución de la planta así como la posibilidad de predecir situaciones cotidianas como el arranque y parada de inversores, la formación de fenómenos meteorológicos de carácter circunstancial y con una relativa predicción etc.
- **Comprobación de las tensiones de los cuadros de nivel:** Se medirán las tensiones de entrada y salida de cada porta- fusible, interruptor, bornero, y demás clavijas de conexión que existan, mediante un polímetro o en su defecto pinza amperimétrica. El uso de la pinza amperimétrica, recae en la comodidad y facilidad de operación para recoger cables de grosor elevado, por eso en este plan se recomienda el uso de este equipo, lo que favorecerá la rapidez y efectividad del mantenimiento, así como una reducción del tiempo empleado en el mismo.

Dado que el parque dispone de varios niveles de agrupación de series, habrá que realizar las pertinentes mediciones en cada una de las cajas de agrupación existentes.

El procedimiento a utilizar es el que sigue:

Se colocará el equipo de medida en posición de corriente continua, teniendo en cuenta el valor del voltaje que va a llegar a cada serie o a cada línea general de

alimentación. Para ello se identificará el número de paneles de cada serie, y se multiplicará por la tensión en máxima potencia de cada uno de ellos. A este resultado obtenido (en voltios), es al que debemos aproximarnos, colocando la ruleta de nuestro equipo de medida lo más cercano a este valor.

El procedimiento descrito anteriormente para la medida de tensiones, es igualmente válida para la medida de intensidades, salvando el cambio de posición de medida en el polímetro, que pasará a la posición de medida de intensidad.

Sin embargo la forma más rápida de medir intensidad, resulta de abrazar el cableado de entrada a la caja de agrupaciones de series mediante un pinza amperimétrica.

Cada vez que se vaya a tomar medidas en el campo fotovoltaico, se llevará una sencilla tabla que recoge, por un lado, la identificación de cada caja y, por otro, los valores obtenidos de tensión e intensidad. Esto permitirá a posteriori analizar los datos, compararlos y almacenarlos en una base de datos que recoja los históricos de todos ellos.

Si se observa que de los valores recogidos en cada serie hay alguno de ellos que difiere considerablemente del resto, se puede estar ante un posible fallo en alguno de los paneles fotovoltaicos que componen esa serie. Habrá que distinguir, lógicamente, las variaciones de medidas ocasionadas por la posición del Sol y por el paso de las nubes, por lo que las mediciones deberán efectuarse con la mayor similitud de condiciones. Una manera de comprobar que no existen grandes variaciones de valores entre series, con idénticas condiciones meteorológicas, es utilizar dos pinzas simultáneamente

dentro de la misma caja de agrupación, o bien tomar las medidas entre varios operarios comunicados permanentemente con equipos de radio.

El siguiente paso será identificar las series en campo, e ir comprobando cada uno de los paneles que la componen.

Para realizar la medición de la intensidad de la corriente de los paneles fotovoltaicos, el instrumento de medida a emplear será la pinza amperimétrica, ya que con ella se pueden tomar los valores deseados sin necesidad de desconectar series.

No se recomienda desconectar series de paneles mediante sus conectores rápidos para efectuar medidas, ya que podemos producir un cierto desgaste o rotura en los mismos con el paso del tiempo.

Se prohíbe desconectar las series de paneles con el inversor en funcionamiento, pues se producirá un pequeño arco eléctrico, conllevando a la destrucción de los conectores.

Una vez se haya detectado el módulo que está entregando un rendimiento menor que los demás, la solución se basa en su sustitución por uno de idénticas características eléctrica y físicas, para que no siga perjudicando el rendimiento de toda la serie.

Datos en corriente alterna a la salida de los inversores

- **Potencia, rendimiento, intensidades y tensiones:** Estos datos identificarán el correcto funcionamiento de cada uno de los inversores, asegurando la producción de la planta. Es importante tener identificado cada uno de los inversores en el sistema de monitorización, o base de datos, para actuar

rápidamente en caso de avería de estos. La manera de tomar datos de tensiones e intensidades es similar a lo descrito anteriormente, con la salvedad de colocar el equipo de medida en posición AC, denominado corriente alterna.

Para conocer el rendimiento alcanzado por el inversor, bastará con medir tensión e intensidad en la entrada del mismo en corriente continua, y a la salida en corriente alterna. De esta manera se obtiene la potencia de entrada y la potencia de salida, con lo que se puede saber el porcentaje de potencia en corriente continua que el inversor es capaz de convertir en potencia en alterna. El rendimiento será obtenido de dividir la potencia de salida entre la de entrada, multiplicando dicha división por 100, quedando el rendimiento expresado de manera porcentual.

El rendimiento obtenido en el inversor dependerá de varios factores. El primero y principal es el propio diseño de la instalación. Este aspecto es vinculante a la ejecución del proyecto, no así a su mantenimiento, no siendo el diseño del campo de paneles responsabilidad de la empresa mantenedora.

Se deberán tener en cuenta que se presentará pérdidas por caída de tensión, por disminución de potencia en las células debido a la temperatura, por suciedad acumulada en los módulos y por miss-match o también llamadas pérdidas por desacoplo.

Estas pérdidas se suelen contemplar, aproximadamente en un 25 %. Es de una especial importancia, no sobrepasar la tensión de entrada en continua, ni en máxima potencia, ni en vacío, ya que pueden ocurrir que en días fríos con buena radiación, se pierda la

posibilidad de generar energía por el exceso de tensión de entrada en continua del inversor, lo que haría saltar las protecciones del mismo.

- **Radiación Solar.** Se creará una base de datos con las medidas diarias de radiación solar recogida en el parque, para así poder elaborar unas predicciones de producción más acordes con la actual situación climática.

Un sistema adecuado para medir la radiación solar es emplear el piranómetro. Este instrumento es capaz de recoger valores de radiación directa y difusa. Si no se dispusiera de un piranómetro, el sistema de comprobación de la radiación solar, son las células calibradas, que suministran información extra, como la temperatura de célula.

- **Temperatura ambiente** Resulta conveniente recoger un registro histórico de la temperatura ambiente de la zona, para poder prever valores de producción. Actualmente, estos valores son proporcionados por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) .
- **Temperatura de célula.** Conocer de manera instantánea la temperatura de la célula, posibilita poder comprobar la veracidad de los datos de pérdidas de potencia a consecuencia de este factor, y que vienen recogidos en la hoja de características técnicas del equipo, siendo este un mecanismo de detección de posibles fallos. La utilización de células calibradas mediante una sonda de temperatura al sistema de monitorización facilitará la medición de este parámetro.

- **Lectura de los contadores de Baja Tensión de cada una de las instalaciones.** Es una de las tareas fundamentales dentro del plan de mantenimiento que nos ocupa. El fin último de las plantas con conexionado a red es la producción de energía eléctrica, por lo que un factor determinante para evaluar el correcto funcionamiento del parque fotovoltaico es visualizar, recoger y comparar la producción del mismo. Los contadores instalados en el parque, está provistos de sistemas de comunicación vía GSM, permitiendo a las compañías eléctricas hacer las mediciones correspondientes en remoto, para comprobar la correspondiente factura. Por tanto, habrá que verificar que tanto las lecturas que ha tomado la compañía de manera mensual como las de los sistemas de comunicación que disponen los contadores sean correctas.
- **Datos de posicionamiento del seguidor.** Dado que el parque cuenta con sistemas de seguimiento solar, será fundamental conocer que está activado y funcionando óptimamente. El incremento en el coste de la instalación dotada de seguimiento solar se tiene que compensar con la producción extra que este sistema aporta, por lo que garantizar el correcto seguimiento del movimiento del sol será uno de los cometidos mas importantes a controlar en este plan de mantenimiento. Los parámetros a controlar serán:
 - ⇒ Inclinación
 - ⇒ Orientación

Siendo suficiente con visualizar la posición de los seguidores con respecto al Sol ya que se dispone de personal en el parque. Se compararán los datos aportados por los autómatas del seguidor con los parámetros registrados en la base de datos que adjunta el fabricante del equipo

6 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

6.1 Módulos fotovoltaicos

Por su propia configuración carente de partes móviles, los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de calidad de los fabricantes es general y rara vez presenta problemas.

Dos aspectos a tener en cuenta primordialmente son, por un lado, asegurar que ningún obstáculo haga sombra sobre los módulos, y por el otro, mantener limpia la parte expuesta a los rayos solares de los módulos fotovoltaicos.

Las pérdidas producidas por la suciedad pueden llegar a ser de un 5%, y se pueden evitar con una limpieza periódica adecuada.

Se deberá prestar especial atención, cuando los trabajos se realicen en altura, o instalaciones en pendiente, o de difícil acceso. En tales casos la seguridad del operario de mantenimiento, cobra especial importancia.

Si los trabajos van a ser llevados a cabo en altura, los operarios deben ir provistos del correspondiente arnés de seguridad, el cual debe estar atado a una línea de vida previamente instalada. Puede ser aprovechada, aquella línea de vida que hubiese sido instalada para la ejecución de los trabajos de instalación y montaje del parque. Es importante, también, tener controlados los objetos a utilizar, para evitar las caídas al vacío de estos.



Figura 6.1-1. Módulos fotovoltaicos

El mantenimiento preventivo de los módulos fotovoltaicos abarca los siguientes procesos:

- Control de características eléctricas del módulo
- Limpieza periódica del módulo
- Inspección visual de posibles degradaciones internas (estanquidad, degradaciones, deformaciones, etc)
- Control del estado de las conexiones eléctricas y del cableado.

6.1.1 Control de las características eléctricas del módulo

Para realizar el control de las características del módulo, será necesario medir varios factores.

En primer lugar, la tensión e intensidad del panel en un momento determinado. La manera de realizarlo resultará de colocar el equipo de medida en posición de corriente continua, teniendo en cuenta el valor de voltaje que va a llegar a cada serie o a cada línea general.

En segundo lugar, habrá que medir la radiación incidente en ese mismo instante y la temperatura a la que se encuentra el módulo fotovoltaico. Actualmente existen equipos en el mercado capaces de realizar la curva I-V del panel, teniendo en cuenta los factores mencionados anteriormente. Sin embargo, estos equipos son caros, por lo que la alternativa, más rudimentaria, pero eficaz, es la toma de valores de forma manual.

Con los valores tomados, posteriormente se realizará la curva de potencia del módulo y se observará si existe alguna disminución del rendimiento achacable a cualquier anomalía.

Para comprobar mediciones a lo largo del tiempo, es importante realizarlas siempre con los mismos equipos de medida, evitando así discrepancias en la medición causadas por las tolerancias de los equipos.



Figura 6.1-2. Estructura paneles fotovoltaicos

6.1.2 Limpieza periódica del panel

La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa.

La suciedad que se va acumulando sobre la cubierta transparente del módulo reduce su rendimiento y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por sombras (efecto del “punto caliente”). Esta cuestión se acrecienta considerablemente si se encuentran residuos más opacos y puntuales en el panel, como pueden ser excrementos de aves, por lo que una detección a tiempo de este tipo de suciedades evitará problemas significativos en la instalación.

Las labores de limpieza de los paneles se realizarán mensualmente o bien después de una lluvia de barro, nevada u otros fenómenos meteorológicos similares. La limpieza

se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).

La periodicidad del proceso de limpieza depende, lógicamente, de la intensidad, prestando atención a las zonas más propensas a la producción de polvo. La operación de limpieza no tiene por qué ser realizada necesariamente por personal cualificado y consiste simplemente en el lavado de los módulos con agua y algún detergente no abrasivo, procurando evitar que el agua se acumule sobre el módulo. En ningún caso se deben utilizar sistemas de lavado a presión.



Figura 6.1-3.Limpieza paneles fotovoltaicos

El proceso de limpieza depende lógicamente del proceso de ensuciado, en el caso de los depósitos procedentes de las aves conviene evitarlos poniendo pequeñas antenas elásticas que impidan que se posen.

Un aspecto que se debe tener en cuenta es la dureza del agua utilizada en la limpieza de los módulos fotovoltaicos. El uso de aguas con exceso de cal puede provocar, con el paso del tiempo, la acumulación de esta en la superficie del módulo, perjudicando considerablemente su rendimiento. Si en la limpieza se utiliza algún elemento que arrastre la suciedad, como puede ser el caso de cepillos, es conveniente que primero quitemos únicamente con agua el grueso de suciedad acumulada, ya que el roce entre el polvo y las cerdas del cepillo puede provocar micro ralladuras en el cristal del módulo.

Se prestará una especial atención en la primera limpieza que se efectúe a los módulos, debiéndose hacer antes de su montaje, y también antes de la puesta en marcha de la planta. En caso de haberse instalado los paneles con barro, debido a la celeridad para acabar los trabajos de la fase de montaje, este deberá ser retirado una vez concluya la misma, para no perjudicar el rendimiento de los paneles. Si el barro no se retira, se contribuye no retirando la suciedad del barro, a la formación de puntos calientes, innecesarios y evitables. La acumulación de barro y tierra en los bordes del módulo también deben ser eliminados, ya que pueden provocar la germinación de pequeña vegetación que ensombrecería parcialmente la célula.

6.1.3 Inspección visual del módulo

Este control visual tiene como objetivo verificar los siguientes aspectos:

- Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).
- Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).
- Ausencia de golpes o ralladuras en la cubierta de cristal frontal.
- Ausencia de golpes a deformaciones en los marcos del módulo
- Ausencia de roturas o faltas de recubrimiento del TEDLAR
- Ausencia de burbujas en el encapsulante
- Comprobación del estado del EVA. Uno de los efectos, que esta apareciendo y cada vez con mayor frecuencia en los módulos instalados es la decoloración del EVA, tomando una tonalidad amarillenta. Este amarilleo es consecuencia de la descomposición del EVA con la radiación ultravioleta, creándose ácido acético que actúa como catalizador de este proceso.
- Correcto estado de la caja de conexión
- Ausencia de oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas
- Ausencia de humedad en el interior del módulo.
- También, en los últimos tiempos, esta apareciendo un defecto llamado “snail Track” que se produce por una hidrolización del agua proveniente de la humedad y que reacciona con los puentes de plata lo que produce microcortocircuitos que deben ser controlados visualmente y con una cámara térmica para ver que no se disminuye la producción.



Figura 6.1-4. Panel fotovoltaico inspeccionado

6.1.4 Control de la temperatura del panel

Se controlará, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

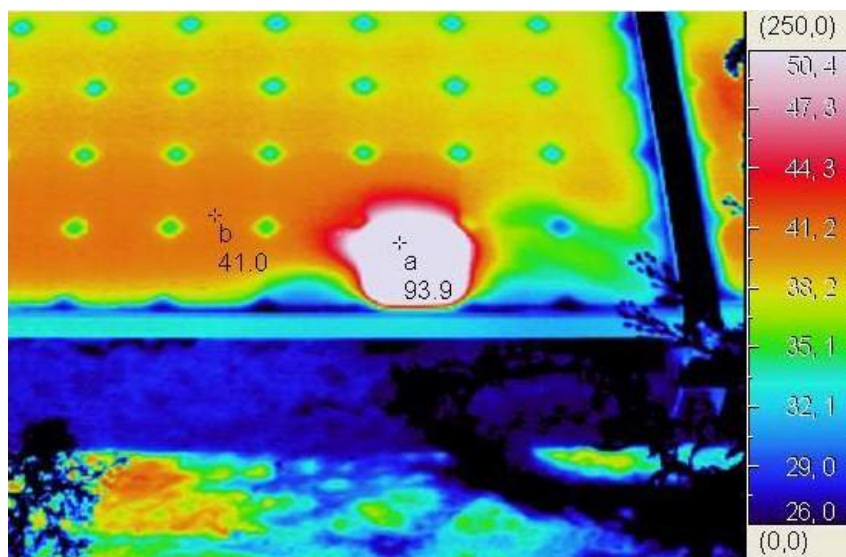


Figura 6.1-5. Termografía panel fotovoltaico

6.1.5 Control de las características eléctricas del panel

Se revisará el estado de las conexiones, entre otros:

- Ausencia de sulfatación de contactos.
- Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada de humedad.
- Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
- Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán los terminales.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

6.1.6 Posibles averías

6.1.6.1 Rotura del vidrio

La rotura del vidrio es una de las averías más frecuentes que presentan los módulos fotovoltaicos. Se suelen producir por acciones desde el exterior, mala instalación, golpes, pedradas, etc.

La rotura del cristal al ser templado, se produce siempre en forma de astillado total de su superficie, viéndose perfectamente el lugar del impacto. El astillado reduce el rendimiento aproximadamente en un 30%, pero el módulo puede continuar en uso, aunque convendrá cambiarlo lo antes posible para asegurar el funcionamiento de la instalación y no perjudicar el rendimiento del resto de paneles que conforman la serie.

6.1.6.2 Penetración de la humedad en el interior del módulo.

Aunque esta es una avería poco frecuente, puede producirse por golpes externos o ralladuras en el TEDLAR posterior. Cuando penetra la humedad hasta el circuito de las células y sus conexiones, aparecen corrosiones que reducen, e incluso rompen, el contacto eléctrico de los electrodos con el material de las células, impidiendo la recogida de electrones e inutilizando de esta forma el módulo. La tensión y la intensidad caen a cero y el módulo debe ser sustituido de inmediato.

Hay que indicar que como este fallo termina siendo generalmente total, cuando en una revisión se detectan degradaciones serias en el módulo, es preferible su sustitución, evitando así los costes de una próxima y segura visita.

6.1.6.3 Fallos en las conexiones de los módulos

Debido a las diferencias térmicas, como son las existentes entre el día y la noche, puede producirse un aflojamiento de los conectores del cableado de los módulos. Por este motivo, es necesario revisar periódicamente, en este caso cada seis meses, las conexiones, apretándolas en caso de ser necesario. Durante la instalación se debe asegurar la estanquidad propia de las cajas de conexiones a través de los pasacables. En caso de detectarse entrada de agua en la caja de conexiones, la humedad en los

contactos produce caídas de tensión en el circuito y, consecuentemente, una reducción de la potencia generada. La reparación consiste en la limpieza de los terminales y bornas de conexión y el cambio de la junta de la caja de conexiones o del pasacables, si alguno de ellos se encontrara defectuoso. En estas operaciones son muy útiles los sprays para terminales (de uso específico para electrónica, por lo que se deberán identificar correctamente), o las siliconas selladoras.

6.1.6.4 Efecto Sombra

El efecto sombra o de “punto caliente” se provoca por una sombra puntual en una o varias células del módulo mientras el resto recibe una radiación elevada. Esta situación debe remediarse eliminando la causa de dicha sombra.

Una de las maneras más eficaces para localizar células afectadas por sombras o con algún defecto, es la realización de termografías capaces de detectar diferencias de temperatura entre células que con una simple inspección visual no se es capaz de detectar.

6.1.7 Estructura Fija

En cuanto a la estructura, hay que destacar que será necesario llevar a cabo una inspección visual adecuada para detectar la posible degradación de la misma o indicios de corrosión, en cuyo caso habría que llevar a cabo las operaciones de reparación o sustitución del elemento si fuera necesario en función del grado de deterioro apreciado.

Asimismo, esta inspección visual permitirá detectar si es necesario llevar a cabo el apriete de los tornillos y uniones.

Aunque la estructura no requiere un mantenimiento muy exhaustivo, el descuido del mismo ocasionará, a largo plazo, problemas graves en la instalación. El continuo esfuerzo y traqueteo que soporta, por el azote del viento sobre la vela formada por los paneles, puede provocar al aflojamiento de la tornillería, e incluso la rotura de la misma si no se detecta a tiempo posibles puntos de desgaste. Estos puntos son normalmente causados por óxidos que se producen por la pérdida de la capa de galvanizado tras un golpe accidental. Si las estructuras soporte con las que cuenta el parque, son de Aluminio, este problema no se presenta.

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de las mismas se realizará cada seis meses y consistirá en:

Anualmente:

- 1 Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc).
- 2 Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
- 3 Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.

- 4 Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- 5 Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- 6 Correcto estado de la cimentación, verificando que no muestre signo de deterioro, grietas o desprendimiento de material. Debido a que el hormigón es una materia que no resiste tracciones, se observará que las zapatas de anclaje del seguidor al terreno no se tracción, pues se produciría la falla de servicio de manera inmediata.

6.2 INVERSORES

Los inversores son uno de los equipos más delicados de la instalación, y como tal requieren un mantenimiento más exhaustivo. Si bien los intervalos de mantenimiento dependen del emplazamiento de estos y de las condiciones ambientales (polvo, humedad, etc). Las instrucciones que a continuación se muestran son válidas para el emplazamiento en el interior de un edificio sometido a rangos de temperatura normales (0-40°C a la sombra).



Figura 6.2-1. Sala de inversores

Los inversores son de dos tipos: de exterior y de interior. Los inversores para exterior, se colocan en casetas, o en armarios metálicos o de poliéster dotados de estanquidad.

Es fundamental mantener el emplazamiento del inversor bien ventilado y limpio. Como todo componente electrónico, y en concreto estos equipos de potencia, tienden a calentarse durante su funcionamiento, lo que implica una disminución en su rendimiento, por lo que la vigilancia y limpieza de los sistemas de refrigeración y ventilación, tanto de la ubicación de los inversores como de los propios equipos, son tareas necesarias en el mantenimiento preventivo.

El emplazamiento de los inversores de exterior varía según las preferencias de los instaladores, si bien suele colocarse justo debajo de los paneles fotovoltaicos. En estos casos los inversores suelen ser de pequeña potencia, por lo que su manejabilidad hace posible su ubicación adosados en la propia estructura de sujeción de los módulos. Resulta conveniente, instalar un tejadillo que los resguarde de la lluvia y demás inclemencias meteorológicas.



Figura 6.2-2. Inversor

Es aconsejable, si se colocan los inversores adosados en la estructura de los paneles, evitar que en la refrigeración de estos dispositivos el aire caliente salga directamente sobre los paneles y sobre el cableado eléctrico. Es un error bastante frecuente que provoca un aumento en la temperatura de módulos y cableado, incrementando las pérdidas por este concepto. Por ello la mejor opción es evitar esta circunstancia, y en caso de no tener otra alternativa, colocar un medio físico entre medias que la minimice. Incorporar este elemento no implica tapan la ventilación de los inversores.

Los trabajos de mantenimiento son los siguientes:

Cada mes:

- Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

Cada 6 meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.

- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

Cada año:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.
- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución.
- Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.

- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Revisión de funcionamiento de la calefacción.
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Revisión de funcionamiento de la monitorización de aislamiento
- Comprobar el funcionamiento y la señalización
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos



Figura 6.2-3. Comunicación del inversor

Un aspecto a tener en cuenta en el mantenimiento de inversores es el comprobar que los condensadores que forman parte del equipo se encuentran plenamente descargados. Para comprobar el estado de carga se presentan dos opciones:

- ⇒ Provocar la descarga instantánea mediante algún equipo diseñado para ello, como una resistencia de descarga.
- ⇒ Esperar un tiempo prudencial para que se produzca la autodescarga (aproximadamente 30 minutos)

Aún con estas medidas, siempre se debe comprobar la ausencia de tensión en equipo, tanto en continua como en alterna, antes de realizar cualquier operación. Además de las operaciones señaladas anteriormente se deben realizar las siguientes:

- Limpieza del polvo de todo el equipo: circuitos, armarios, ventiladores, BUS
- Limpieza de canales y rejillas de ventilación. Sustitución de filtros si procede.
- Limpieza del radiador de evacuación de calor en la parte de potencia. Aquí hay que tener mucha precaución, ya que suele estar bastante temperatura.
- Comprobar visualmente que no haya ningún material en condiciones deficientes.
- Verificar que los cables del equipo e instalación no estén deteriorados, ni en contacto con focos de calor y aristas que pudiesen dañar el aislamiento de los mismos.

- Verificar el correcto etiquetado del cableado de continua a la entrada del inversor.
- Comprobar que los condensadores de continua no pierden electrolito, ni se observa ninguna deformación.
- Comprobar la ausencia de alarmas en la pantalla y verificar el correcto funcionamiento del display
- Verificar la ausencia de humedades en el inversor
- Comprobación de la tensión de entrada y de salida.

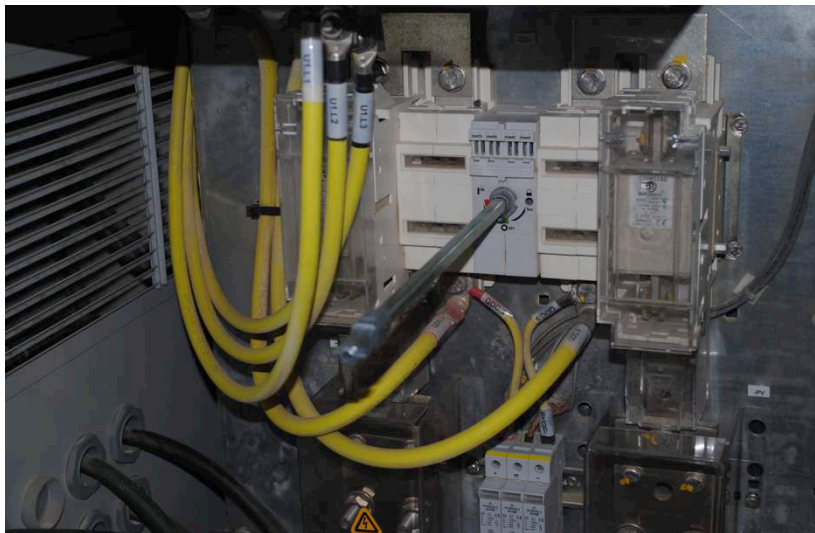


Figura 6.2-4. Elemento de corte del inversor

Uno de los criterios más importantes de los inversores es que necesitan un buen sistema de refrigeración que evacue el calor que desprenden en el proceso de conversión. Todos los inversores están provistos de radiadores o ventiladores para su refrigeración, sin embargo la acumulación de estos aparatos en salas normalmente reducidas hace que vayan aumentando la temperatura del local, lo que dificulta la refrigeración de los equipos reduciendo el rendimiento de los mismos. Por lo tanto en

la búsqueda de un aumento en la producción de la instalación, se dota a estas salas de equipos de aire acondicionado, o conductos de ventilación para la extracción de aire, lo que implica un mantenimiento adicional.

Para mantener una correcta refrigeración en la sala se deberá tener en cuenta:

- Revisión del funcionamiento de la ventilación. Sustitución en caso necesario.
- Limpieza de rejillas, ventiladores y canales de ventilación
- Verificar el funcionamiento de los splits de aire acondicionado
- Verificar el funcionamiento del termostato que arranca el sistema auxiliar de refrigeración, en caso de existir dicho dispositivo.

6.3 TRANSFORMADORES

No suelen dar problemas si se encuentran bien dimensionados en cuanto a sobrecargas y la ventilación del mismo es adecuada, de forma que no se produzcan calentamientos en el mismo. Es un elemento fundamental en la instalación, ya que si este falla, se perderá toda la producción mientras el mismo esté inoperativo.

Normalmente, los transformadores tienen su mantenimiento encargado a una empresa que es ajena a la instalación y debe estar acreditada.

Para el mantenimiento del transformador es necesario como ya hemos dicho un personal cualificado y por ello quizás en una instalación fotovoltaica es el elemento que menos se tiene en cuenta para realizar el mantenimiento aunque eso no implica que sea uno de los elementos más importante de la instalación.

En primer lugar nos centraremos en el mantenimiento que se debe hacer de forma general y luego explicaremos cada uno de los mantenimientos que se debe hacer en cada parte del mismo.

Mensualmente:

- Retirar el polvo del transformador mediante aspiración, terminando la limpieza del mismo soplando con aire comprimido o con nitrógeno.

Semestralmente:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

Anualmente:

- Controlar el apriete de las conexiones y las barritas de las tomas de regulación.
- Retirar el polvo del transformador mediante aspiración, terminando la limpieza del mismo soplando con aire comprimido o con nitrógeno.
- Comprobar los aislamientos MT/masa, BT/masa y MT/BT.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.

- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.



Figura 6.3-1. Bornas transformador

Dentro del centro de transformación y para una mejor verificación, se clasifican los elementos en los siguientes apartados:

6.3.1 Local del centro de transformación

Dentro del local donde se encuentra el transformador se realizarán una serie de verificaciones visuales comprobándose los siguientes puntos:

- Comprobar que existe una buena explanación del terreno alrededor del centro de transformación
- Limpieza general del centro
- Ausencia de humedades, goteras, desconchados de pinturas y grietas, con una especial atención del techo.
- Correcto funcionamiento de los enclavamientos de las puertas del centro de transformación.
- Ausencia de objetos que interrumpan el paso, de las personas, pudiendo ser fuente de posibles accidentes.
- Existencia de llaves de puertas y candados
- Adecuada apertura y cierre
- Un aspecto muy importante es comprobar que haya una buena ventilación, ya sea natural o forzada
- Existencia del libro de mantenimiento instrucciones y control actualizado que ha debido ser suministrado por la empresa que se encarga de llevar el mantenimiento.

6.3.2 Señalización y seguridad

Se inspeccionará la existencia de elementos informativos y de seguridad obligatorios dentro del centro de transformación, así como de aquellos dispositivos de maniobra necesarios para la seguridad del personal:

- Existencia de placa de riesgo eléctrico, primeros auxilios por contacto eléctrico y las cinco reglas de oro
- Existencia de banqueta aislante que asegure al aislamiento del trabajador respecto a tierra y proporcione un apoyo seguro y estable.
- Existencia de guantes aislantes que sean adecuados a la tensión nominal de la instalación
- Existencia de extintor de eficacia mínima 89B y comprobación del estado de carga y fechas de revisión que se debe hacer anualmente.
- Existencia de elementos de maniobra de fusibles
- Existencia de pértiga adecuada para las tensiones de uso



Figura 6.3-2. Cinco reglas de oro

6.3.3 Celdas de media tensión

El mantenimiento de las celdas es relativamente sencillo y deberemos de hacer las operaciones de mantenimiento periódicamente:

Mensualmente :

- Retirar el polvo de las celdas mediante aspiración o pasando una ballesta seca.

Anualmente:

- Controlar el apriete de las conexiones y las barritas de las tomas de regulación.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas

- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Verificar el estado de las protecciones (seccionadores, fusibles, etc) y sustituir
- Controlar el apriete de las conexiones y las barras de las tomas de regulación.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Verificar el estado de las protecciones (seccionadores, fusibles, etc) y sustituir aquellos elementos que presenten síntomas de estar en mal estado.

Otras medidas que se deben de llevar a cabo son:

- Estado de la envolvente metálica: ausencia de humedades o calentamientos excesivos, de golpes, deformaciones o abolladuras.
- Limpieza de la envolvente metálica de las celdas
- Correcta nivelación y anclaje de las celdas
- Comprobación del nivel de presión en las celdas
- Existencia de indicadores de tensión para cada fase de las posiciones de la celda.

6.3.4 CABLEADO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Se realizarán una serie de revisiones visuales, verificando el estado de los cables y sus conexiones:

- Comprobar la cubierta del cable que se encuentre en perfecto estado.
- Comprobar que las conexiones están en buen estado.
- Verificar que la puesta a tierra se encuentra en buen estado.
- Comprobar que se encuentren señalizadas cada una de las fases para su correcto reconocimiento si se desea trabajar con ellos.
- Verificar los pares de apriete.
- Revisar toda la aparamenta de la instalación que entra al centro de transformación de baja tensión.

6.3.5 Aparamenta de baja tensión

- Revisión de los fusibles.
- Comprobar las temperaturas de las barras.
- Verificar que las medidas son coherentes y que los aparatos de medida están funcionando correctamente
- Comprobar los interruptores automáticas funcionen de forma correcta.
- Comprobar que el transformador de potencia funciona de forma adecuada.
- Correcto estado de los interruptores automáticos
- Apriete de las conexiones

- Ausencia de barras con calentamientos excesivos
- Buen funcionamiento de los aparatos de medida



Figura 6.3-3. Fusibles alta tensión

6.3.6 Transformadores de potencia

Se efectuarán las siguientes operaciones:

- Observar que no hay pérdidas de aceite en la cuba, bornas, pasatapas, zonas de unión con cubas, tapones de vaciado, purga y toma de muestras
- Ausencia de ruidos extraños y sobretensiones
- Visualización del estado del transformador en cuanto a pintura y oxidación, comprobando la ausencia de desconchados, ralladuras y óxidos.
- Comprobación de la existencia y legibilidad de la placa de características.

- Comprobación de la correcta nivelación y anclaje del transformador
- Comprobación de la existencia del foso de recogida de aceite, de la rejilla y de la gravilla cortafuegos.

Tratándose de costosos equipos, su revisión debe efectuarse con la periodicidad establecida en su proyecto de instalación, y siempre debe realizarse por personal cualificado debido al alto riesgo que conlleva.

Para efectuar todo este trabajo debemos tener en cuenta que la tensión es elevada y se deben seguir las reglas de oro:

1. Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión con la imposibilidad de su cierre intempestivo, mediante interruptores y seccionadores.
2. Se abrirá el circuito eléctrico de tal manera que el operario pueda visualizarlo sin problemas
3. Enclavamiento de los aparatos de corte. Se pretende mantener los elementos de corte en posición abierta, de forma que por posible fallos técnicos o humanos puedan cerrar el circuito.

Los sistemas utilizados son:

- Bloqueo físico, interponiendo elementos aislantes entre las partes del elemento de corte a bloquear.
- Bloqueo mecánico, utilizando candados, cerraduras y pasadores que inmovilicen el mando del aparato

- Bloqueo eléctrico, abriendo el circuito de accionamiento del aparato
- Bloque neumático, utilizado en aparatos que se accionan neumáticamente, vaciando el calderín de alimentación del circuito, impidiendo así su funcionamiento.
- Verificar la ausencia de tensión mediante un comprobador. El operario deberá ir provisto de los dispositivos adecuados, como pértigas, e ir debidamente aislado con guantes y una banqueta o alfombra, y siempre respetando la distancia de seguridad. La verificación se hará con unos detectores de ausencia de tensión en cada uno de los conductores, en los puntos de apertura de las fuentes de alimentación y en los sitios de realización del trabajo.
- Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión. Lo primero que se debe comprobar es que las piezas estén en perfecto estado, conectando las pinzas de los conductores mediante una pértiga.
- Colocación de las señales de seguridad y delimitación de la zona de trabajo. Las señales deben permitir una interpretación eficaz sobre el riesgo al que nos enfrentamos. Una vez finalizado el trabajo de mantenimiento, se retirará el material, señalización y dispositivos de protección utilizados. También se retirarán las puestas a tierra y en cortocircuito, y por

Último, se comunicará a la persona indicada la puesta en funcionamiento de la instalación, y deben ser hechas por personal cualificada.

6.4 PUESTAS A TIERRA

Es imprescindible mantener la puesta a tierra tanto de la instalación solar fotovoltaica como la de las instalaciones auxiliares de las distintas casetas ya que de esta depende el correcto funcionamiento de las protecciones que dependen de ella.

Comprobar el adecuado funcionamiento de la puesta a tierra de la instalación, constituye una de las tareas básicas del mantenimiento preventivo. El sistema de puesta a tierra es el conjunto de medidas que se han de tomar para conectar una pieza eléctricamente conductora a tierra, normalmente los elementos metálicos.

Estas medidas aseguran la protección de la instalación, la seguridad de las vidas humanas, el correcto funcionamiento de la red de suministro y la compatibilidad electromagnética.

Este último punto ha sido un punto complejo de tratar, por parte de los instaladores, encargados del mantenimiento. Debido a las perturbaciones electromagnéticas que se producen en estas instalaciones, principalmente por los equipos de potencia como son los inversores, se ha producido fallos de comunicación entre los elementos de la instalación fotovoltaica y los sistemas de monitorización. Los equipos o tarjetas de comunicación que presentan los inversores, las estaciones meteorológicas, los contadores, y demás equipos que incorporan sistemas de control monitorizado, son equipos muy sensibles al ruido, ya que para su funcionamiento emplean tensiones muy pequeñas. De cara al mantenimiento, uno de los errores que se ha detectado en las instalaciones fotovoltaicas es la unión entre si de las tierras de estos equipos, sin comprobar que presentan la misma tierra. Si la distancia entre ellos es elevada, es muy

probable que la resistividad que da el terreno sea distinta entre los equipos, lo que provoca un comportamiento eléctrico distinto, y afecta a las tarjetas de comunicación de estos, impidiendo o distorsionando la comunicación.

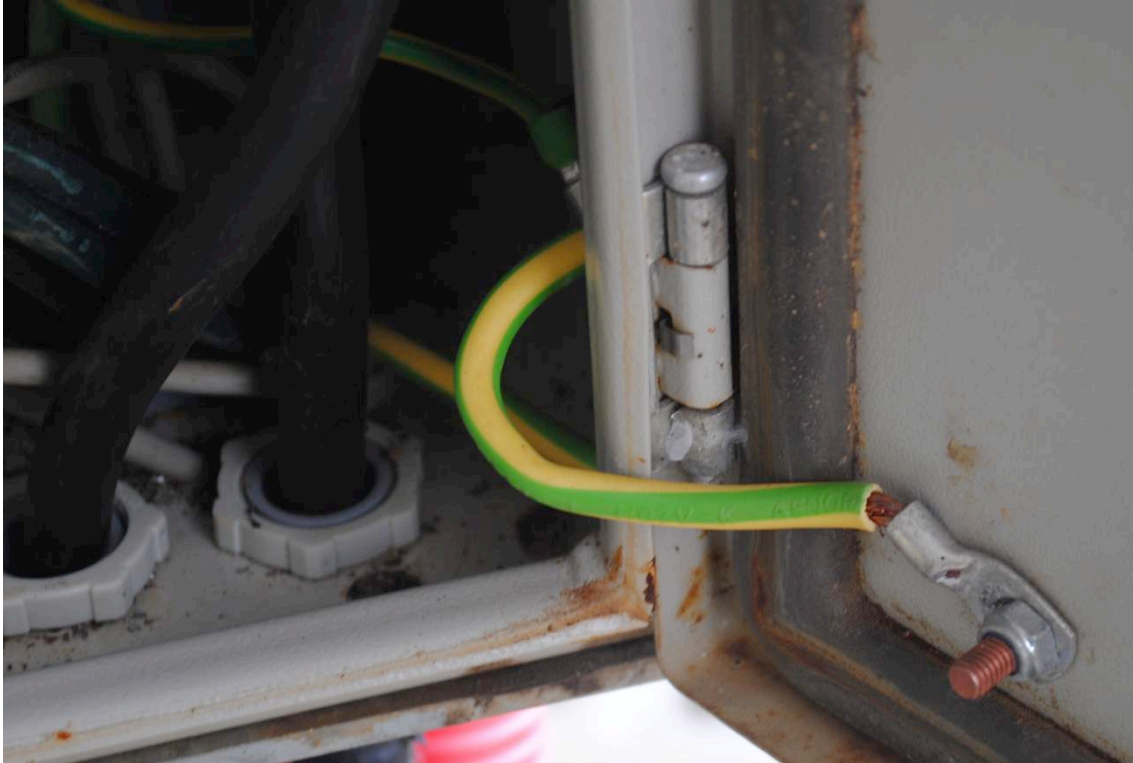


Figura 6.4-1. Puesta a tierra

Las operaciones de mantenimiento a realizar son:

Cada año:

- En la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica, comprobación de la continuidad eléctrica y reparación de los defectos encontrados en los distintos puntos de puesta a tierra (masas metálicas, enchufes, neutros de los equipos, etc)

Cada 2 años:

- Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas. Reparación de los defectos encontrados.
- Comprobación de que el valor de la resistencia de tierra sigue siendo inferior a 20. En caso de que los valores obtenidos de resistencia a tierra fueran superiores al indicado, se suplementarán electrodos en contacto con el terreno hasta restablecer los valores de resistencia a tierra de proyecto.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento de la instalación interior (entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a 250.000 Ohm). Se reparan los defectos encontrados.
- Comprobación del conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores, especialmente si se han realizado obras en aseos, que hubiesen podido dar lugar al corte de los conductores. Reparación de los defectos encontrados.

6.5 CAJAS DE AGRUPAMIENTO

Las cajas de agrupamiento, cajas sumadoras o cajas de strings, son las encargadas de recibir y agrupar todas las series de los módulos fotovoltaicos.

Son puntos críticos, debido principalmente a la cantidad de cables que albergan y a las altas tensiones en continua que se acumulan.

Dependiendo del diseño de las cajas se podrán encontrar en su interior más o menos elementos de protección. También hay que tener en cuenta, que debido al tamaño del parque, no hay un único nivel de agrupación de series, concentrándose en dos o más niveles.

En las cajas de agrupación de primer nivel, que sería aquellas que recogen las series de paneles, se encuentran fusibles tanto en la parte positivo como en la negativa. Las cajas instaladas, deben albergar un seccionador de corte en carga para aislar eléctricamente toda la caja y un descargados de sobretensiones.

Las cajas de segundo nivel, normalmente, recogen la salida de las cajas de primer nivel, para concentrar toda la potencia del parque y salir hacia la entrada del inversor en dos únicos cables, positivo y negativo. Esto es dispuesto en esta configuración, debido a que los inversores, de gran potencia, tienen una única entrada en la parte de continua. Si debido al modelo de inversor empleado o sustituido, contara este con un mayor número de entradas, es posible prescindir de las cajas de agrupación de segundo nivel.

En este último caso, la aparamenta utilizada en el diseño varía en ciertos aspectos, respecto de las cajas de primer nivel, pero normalmente nos encontraremos con un embarrado para la agrupación de cables, fusibles y un seccionador de corte en carga. Su mantenimiento, como cuadros eléctricos que son, debe ser exactamente el mismo que cualquiera de los otros cuadros que componen el parque. El mantenimiento de los cuadros electricos, se describe con detalle en siguientes apartados de este Plan de Mantenimiento.

Hay que hacer especial hincapié en alguna de las medidas que deben tenerse en

cuenta en relación con los cuadros de agrupación:

- Cobra especial importancia la seguridad del operario que intervenga en las cajas, por lo que se tendrá muy en cuenta las normas básicas de seguridad en trabajos en tensión. Este mantenimiento será realizado siempre por personal cualificado, debidamente acreditado.
- En instalaciones realizadas en tejados, es conveniente definir desde el diseño previo, la ubicación de las cajas sumadoras, descartando la cubierta como lugar de anclaje. Con ello se evitarán posibles goteras y se facilitará el mantenimiento posterior, reduciendo los trabajos en altura.

Es importante de cara al mantenimiento, preservar el etiquetado que identifica cada una de las series, con el fin de localizar posibles fallos en las mismas.

Otro de los aspectos a considerar será el estado físico de la envolvente y de los elementos asociados a ella, como son los pasacables, tornillos de apriete, bornas conectores, anclajes y demás terminales de conexión. Son puntos conflictivos a largo plazo, ya que pueden presentar sobrecalentamientos y pérdidas de apriete. Ante cualquier situación a realizar en los cuadros de corriente continua, nunca se debe desconectar el circuito de continua procedente de los paneles con el inversor en funcionamiento, siempre que los elementos de seccionamiento no tengan la propiedad de corte en carga. De lo contrario, podría producirse la destrucción de los dispositivos de seccionamiento debido al arco eléctrico que puede aparecer. En este caso debemos desconectar el inversor, luego abrir las conexiones en alterna, por último, las de continua.

6.6 CAJAS CENTRALES

Las cajas centrales deberían ser resistentes a la intemperie e incluso a los rayos UV.

Por lo que las posibilidades de degradación de la carcasa son prácticamente nulas



Figura 6.6-1.Cajas centrales

Anualmente:

- Comprobar el correcto anclaje de la caja a la pared de la caseta y horizontalidad de la caja, asegurándose de que la tornillería está correctamente apretada (comprobando el par de apriete si es necesario), sustituyendo algún elemento de fijación si se encuentra en mal estado.
- Comprobar si la carcasa presenta daños y si las puertas del armario de distribución, así como el mecanismo de la puerta están estancas y asientan bien.

- Comprobar si están estancos los pasos de los cables de conexión o si presentan suciedad y daños.
- Comprobar que el cableado de la caja SMBC está fijamente atornillado.
- Comprobar que el cableado de la caja SMBC está completamente cubierto con espuma en la parte de la placa del fondo. Asegurarse de que la espuma no está porosa.
- Comprobar en el cableado completo que está eliminada la tracción.
- Comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo.
- Comprobar las fijaciones de las cubiertas de plexiglás situadas por encima de los fusibles
- Comprobar las etiquetas de advertencias de peligro tanto en el exterior como en el interior del equipo y si son ilegibles o están dañadas reponer éstas.
- Realizar una inspección visual de los fusibles existentes y de los muelles tensores en los portafusibles.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Controlar la firmeza del apriete de todas las conexiones del cableado eléctrico y, si fuera necesario, apriételas. Comprobar si el aislamiento o la barra colectora presentan descoloración o alteraciones de otro tipo.
- Cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de contacto oxidados.
- Comprobar si presentan suciedad las gasas filtrantes de las rosetas de ventilación y, si fuera necesario, limpie o sustituya éstas.

- Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, es imperativo realizar todas las operaciones de mantenimiento con las cajas desconectadas y sin tensión.

6.7 CUADROS ELÉCTRICOS

Como cuadros eléctricos, se entiende, todos aquellos armarios que albergan las protecciones y demás aparatación necesarias en las plantas fotovoltaicas. En la parte de corriente continua de la instalación, es decir, en las cajas sumadoras, están ubicadas dentro del campo fotovoltaico, bien adosadas a la estructura de los paneles, bien en peanas de hormigón, como en el parque de la Sobarriba S.L.

Los cuadros eléctricos de alterna, albergan las protecciones generales de la planta, las particulares de cada inversor y las de los cuadros de contadores. En este caso, la ubicación más habitual son las casetas de inversores o centros prefabricados. Construidos con bloques de hormigón, cubierta la construcción con chapa plegada.

El mantenimiento de los cuadros eléctricos, al igual que el de las cajas sumadoras, ha de ser realizado por personal cualificado, volviendo a la insistencia de la toma de medidas de prevención en el origen, que aumenta la seguridad a la hora de acometer los trabajos de mantenimiento en tensión. Se prestará especial atención a las protecciones que albergan y a su correcto funcionamiento. La misma apreciación

realizada para la ubicación de las cajas sumadoras en instalaciones cubiertas, se debe aplicar en este caso.



Figura 6.7-1.Cuadro eléctrico

El control visual abarcará los siguientes puntos revisables:

- Correcta fijación del armario
- Limpieza del armario por método de aspiración
- Posible detección de golpes, roturas o deformaciones
- Estanquidad y ausencia de humedades
- El estado de la envolvente y los elementos asociados a ella, como son los pasacables, tornillos de apriete, conectores, anclajes, etc.

- Inspección del estado de los cables, en el que veremos si están dañados, si los aislantes se encuentran en perfecto estado y con ausencia de tensiones o tiranteces. También se verá el estado de las conexiones, las punteras y terminales.
- Comprobación del correcto estado de los fusibles y portafusibles (si procede). Para su sustitución se usará un extractor de fusibles totalmente aislado.

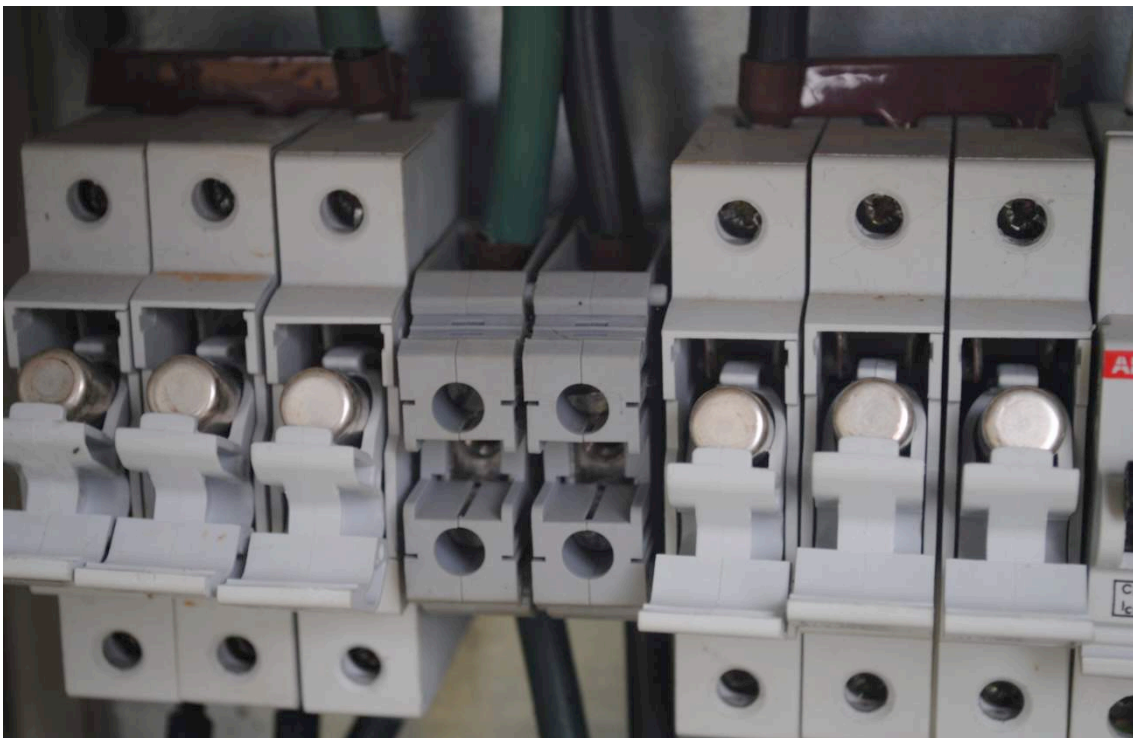


Figura 6.7-2. Portafusibles y fusibles baja tensión

- Comprobación del correcto estado de las tierras
- Búsqueda de posibles conexiones flojas
- Localización de interruptores o seccionadores deficiencias. Estado de las manetas.

- Se comprobará el correcto estado de los descargadores de tensión. También se comprobarán las conexiones a polos y tierra.
- Comprobación de los elementos metálicos del cuadro se encuentren puestos a tierra. La envolvente utilizada en los cuadros de instalaciones fotovoltaicas es de poliéster, por lo que no es necesario conectar esta a tierra. Si se presentara, en algún punto de la instalación, un armario metálico, este deberá ser puesto a tierra inmediatamente.



Figura 6.7-3. Cuadro corriente alterna

- Visualización del calentamiento excesivo en el embarrado
- Visualización del calentamiento excesivo en al cableado
- Comprobación de la correcta apertura y cierra (puerta y cerradura)

- Comprobación de la presencia y buen estado de las placas y elementos identificadores del cuadro.
- Comprobación de la presencia de placas de identificación de riesgo eléctrico.



Figura 6.7-4. Identificación de riesgo eléctrico

6.8 LÍNEA ELÉCTRICA

De una buena conservación de la misma dependerá el correcto funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica y de las protecciones de la misma. La parte más delicada de la línea eléctrica corresponde a la línea de CC sobre cubierta, por estar sometida a las inclemencias atmosféricas y agentes externos.



Figura 6.8-1. Línea eléctrica

El mantenimiento de la línea eléctrica consiste en:

Cada 6 meses:

- Comprobación del estado de la cubierta y aislamiento de los cables, así como las protecciones mecánicas de los mismos. Si presenta algún síntoma de deterioro, sustituir el tramo completo.

Cada 2 años:

- Comprobación del estado de los bornes de abroche de la línea general de alimentación en la CGP, mediante inspección visual.
- Abrir las arquetas de registro y comprobar el estado de empalmes y conexiones (sulfatación de contactos, óxido, etc) sustituir las terminaciones en caso de síntomas de deterioro de las mismas.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento entre fases y entre cada fase y neutro.

Se tendrán en cuenta todas las precauciones relacionadas en trabajos con riesgo eléctrico, debiendo desconectar los correspondientes interruptores-seccionadores de la línea a mantener. Se tendrá especial cuidado con la línea de MT. En cualquier caso estos trabajos de mantenimiento serán realizados por un profesional competente y cualificado.

También cabe destacar que deberemos de ponernos en contacto con la empresa que nos hizo el entronque par comprobar que el OCR funciona correctamente, algo que es obligatorio tenerlo en este tipo de instalaciones que superen los 100kw.



Figura 6.8-2. OCR

6.9 LOCALES

En estos se alojan los equipos más delicados de la instalación y que son más sensibles a los agentes atmosféricos externos. Se ha de garantizar que estos están correctamente ventilados, que no entre humedad en elementos sensibles, etc. El mantenimiento de los locales consistirá en:

⇒ Por el usuario

- Limpieza del local y orden del mismo.

⇒ Por el personal cualificado

- Comprobar que los pasillos se encuentran libres de objetos que impidan el libre acceso al mismo.
- Comprobación de ausencia de humedad. Se comprobarán las juntas y sellado de puertas, techos, paneles, etc. Si se detecta que alguna junta está en mal estado, se reparará.

6.9.1 Instalación eléctrica

Las labores de mantenimiento a aplicar son similares a las descritas tanto para la instalación eléctrica de la instalación solar fotovoltaica como para las protecciones, además de las siguientes:

⇒ Por el usuario

Cada año:

- Inspección visual para comprobar el buen estado de los enchufes a través del buen contacto con las espigas de las clavijas que soporte y de la ausencia de posibles fogueados de sus alvéolos.
- Limpieza superficial de los enchufes con un trapo seco.

Cada 5 años:

- Limpieza superficial de las clavijas y receptores eléctricos, siempre con bayetas secas y en estado de desconexión.

⇒ Por el personal cualificado

Cada 2 años:

- Verificación del estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores y bases de enchufe de la instalación, reparándose los defectos encontrados.

6.9.2 Ventilación

El sistema de ventilación es muy importante para el correcto funcionamiento de todos los equipos, si bien su mantenimiento es muy sencillo y consiste en:

⇒ Por el usuario (cada 6 meses)

- Observación del estado de las rejillas y limpieza de las mismas.

Por el personal cualificado(cada año):

- Realización de labores de limpieza y verificación del estado del ventilador, además de la sustitución o limpieza de filtros, si los posee.
- Comprobación del funcionamiento adecuado del ventilador.
- Inspección visual del estado del ventilador.
- Verificación de los elementos antivibratorios del ventilador, así como los conductos elásticos de unión con los conductos de ventilación.

Cada 5 años:

- Limpieza de las rejillas.
- Comprobación de las conexiones eléctricas y reparación de los defectos encontrados.
- Limpieza del ventilador, eliminando aquellos elementos que se hayan podido fijar sobre él, con cuidado de que no caigan restos al interior de los conductos.

6.10 EXTINCIÓN DE INCENDIOS

El sistema de extinción de incendio se compone básicamente de los extintores portátiles instalados en las distintas casetas, en los lugares indicados según planos. El mantenimiento de estos elementos consiste en:

Por el usuario (cada 3 meses)

- Comprobación de su accesibilidad, el buen estado de conservación, seguros, precintos, inscripciones y manguera.

- Comprobación del estado de carga (peso y presión) del extintor y del botellín de gas impulsor (si existe) y el estado de las partes mecánicas (boquilla, válvulas y manguera), reponiéndolas en caso necesario.

Por el personal cualificado

Cada 3 meses:

- Comprobación de la accesibilidad, señalización y buen estado aparente de conservación.
- Inspección ocular de seguros, precintos e inscripciones.
- Comprobación del peso y presión, en su caso.
- Inspección ocular del estado externo de las partes mecánicas (boquilla, válvula y manguera).

Cada año:

- Comprobación del peso y presión, en su caso.
- En el caso de extintores de polvo con botellín de gas de impulsión, comprobación del buen estado del agente extintor y del peso y aspecto externo del botellín.
- Inspección ocular del estado de la manguera, boquilla o lanza, válvulas y partes mecánicas.

Cada 5 años:

- Retimbrado del extintor, a partir de la fecha de timbrado, y por tres veces.

Como norma general, tomar las siguientes precauciones:

- No cambiar la posición de los extintores ya que están ubicados conforme a la normativa vigente y cualquier otro emplazamiento podría suponer un obstáculo para el personal.
- No retirar el precinto de seguridad del extintor si no es para usarlo acto seguido
- Seguir las instrucciones del fabricante de los mismos.
- En caso de usar un extintor, este se recargará inmediatamente.



Figura 6.10-1. Extintor

6.11 CANALIZACIONES

Existen dos maneras de canalizar el cableado de una instalación. Por el exterior, normalmente sujeto a la estructura que alberga a los paneles, o enterrados a través de zanjas.

El tipo de canalización viene marcado, por las características de la instalación, aunque por lo general todas cumplen con el mismo patrón. Si la instalación presenta una estructura fija para albergar a los módulos fotovoltaicos, esta dispone de una canalización exterior en la parte de continua, desde los módulos a las cajas sumadoras. A partir de ahí hasta el inversor y toda la parte de corriente alterna, se realiza a través de tubo corrugado enterrado en zanjas.

Sin embargo, por las particularidades que presentan las instalaciones con seguidores solares, la mayoría del cableado se canaliza enterrado, a excepción de la bajada del cable en paneles hasta la base del seguidor, que se realiza en tubo flexible con alma metálica.

Particularizando ya en las canalizaciones externas y en el mantenimiento de las mismas, se distinguen varias clases. Una primera clasificación, podía ser llevada a cabo por el material con el que han sido fabricadas.

Existen las de bandeja metálica y las de componentes plásticos, y cada uno de ellos tiene sus peculiaridades en cuanto al mantenimiento se refiere. Las metálicas están fabricadas en acero, recubiertas por una capa de galvanizado en caliente, para

protegerlas de la oxidación. Por lo tanto, una de las tareas en el mantenimiento preventivo será la detección de posibles puntos de oxidación que puedan dañar a la canalización con el tiempo.

Estas bandejas presentan además otros inconvenientes. El primero de ellos es la necesidad, debido a la legislación vigente, REBT, de ponerlas a tierra. Un sistema de bandejas portacables está formado por los necesarios tramos rectos y sus accesorios, tales como curvas, cruces y té, unidos entre sí por las piezas de unión adecuadas. La continuidad eléctrica del propio sistema (caso de bandejas metálicas), necesaria para conseguir una adecuada puesta a tierra del mismo y garantizar la seguridad de las personas, puede variar por las causas más diversas, entre las que se encuentran, la oxidación, el aflojamiento de tuercas, recubrimientos aislantes etc. Para evitarlo, se recomienda la instalación de un circuito independiente de puesta a tierra mediante la conexión de todos y cada uno de los elementos del sistema, bandejas y accesorios, a un conductor de la sección adecuada, no inferior en ningún caso a 16 mm^2 . Asegurarse de la correcta puesta a tierra de toda la canalización metálica será una tarea a realizar en el mantenimiento preventivo.

Otro de los inconvenientes que presentan las canalizaciones metálicas es la aparición de corrosión debido al efecto del par galvánico entre distintos metales.

Esto sólo puede ocurrir cuando la estructura de ubicación de los paneles es de aluminio y la canalización de acero galvanizado, por lo que es aconsejable colocar alguna pieza plástica o no metálica entre ambos metales.

Si se habla de bandeja o canalización plástica, normalmente PVC, estos problemas mencionados anteriormente desaparecen. Sin embargo, se presentan otros nuevos. Uno de los principales inconvenientes es el peor comportamiento ante las inclemencias meteorológicas y, sobre todo, ante los rayos solares. La mayoría de las bandejas de PVC que se comercializan actualmente, sólo

soportan temperaturas inferiores a los 70°C, por lo que en determinadas zonas geográficas pueden producirse problemas de deformación causados por temperaturas más altas. Existen bandejas realizadas con otros compuestos plásticos, como policarbonatos, que soportan temperaturas cercanas a los 90°C, con lo que estos problemas quedan solventados.

La siguiente clasificación de canalizaciones exteriores puede realizarse en función de la forma que presentan. Existen dos tipos:

- La canalización en rejilla
- La canalización en bandeja

La primera tiene la ventaja de facilitar la detección de posibles averías en los cables, ya que estos son fácilmente visibles e inidentificables. Si se habla de bandeja, esta suele ir acompañada de una tapa que facilita la protección mecánica y meteorológica de los cables, pero que a su vez facilita que los roedores formen nidos y puedan dañar el aislante de los mismos. Además de ello, la detección anticipada de daños en el cableado se dificulta notablemente.

Se procede, ahora a describir las peculiaridades de la canalización enterrada, se observan también ventajas y desventajas frente a la canalización exterior.

La principal virtud de la canalización enterrada es, sin duda, la protección total frente a las inclemencias meteorológicas y a los posibles daños mecánicos en el cableado. Esto hace que la vida útil de la instalación eléctrica se alargue.

No obstante son varios los inconvenientes que presenta la canalización enterrada, por lo que tenerlos en cuenta facilitará considerablemente el mantenimiento correctivo en caso de averías.

El primero de ellos es la necesidad de realizar mayor obra civil a la hora de ejecutar la instalación del parque fotovoltaico, ya que será precisa la realización de zanjas y arquetas que faciliten la instalación. Este tipo de obra también recibirá un mantenimiento específico, detallado en el capítulo obra civil.

Sin duda el mayor de los inconvenientes es la detección de averías en caso de fallo en el cableado. Esta tarea se dificulta enormemente, y más si trae como consecuencia la sustitución del cable dañado.

Otra de las tareas a realizar, es verificar que los extremos de los tubos presentan un sellado adecuado, para evitar que entren en los mismos, tierra, piedras, roedores o agua que puedan deteriorar la cubierta del cableado.

Uno de los puntos críticos a tener en cuenta en la instalación, son las zonas de paso de vehículos, que si no han sido convenientemente reforzadas, pueden ocasionar daños por aplastamiento de canalizaciones.

6.12 ESTACIÓN METEOROLÓGICA

Los equipos que toman datos como el viento o la radiación o cualquier otro fenómeno meteorológico debe ser controlados con el objetivos de que todo aquello que sirva de referencia ya se para la programación de los autómatas de los seguidores en función de ellos, en especial de las rachas de viento recogidas en la misma sea totalmente fiable y pueda ser correctamente recogido para que se utilicen para cálculos.

Se deben revisar todos aquellos datos que están continuamente recogándose en la estación meteorológica y contrastar de que efectivamente son correctos así como las conexiones entre la misma y aquel dispositivo que recoge todos los datos.

Para ello el mantenimiento debe ser el anual y se deben de llevar a cabo las siguientes actuaciones:

- Revisión de todos los elementos físicos de la instalación meteorológica.
- Revisar la comunicación con el autómata del seguidor maestro de la instalación.
- Comprobar que suministra los datos correctos a la que está sometida continuamente la instalación.
- En el caso de que las hubiera, llevar a cabo la limpieza de células calibradas al mismo tiempo que se lleva a cabo la limpieza de módulos fotovoltaicos.
- Llevar a cabo la limpieza de la misma para evitar posibles errores en las mediciones o de cualquier otro tipo.



Figura 6.12-1. Conexiones estación meteorológica

6.13 CONTROL DE LA VEGETACIÓN

En lo que se refiere al caso de la vegetación, puede llegar a dar problemas, por lo que debe ser controlada. En algunas épocas del año puede tomar una suficiente altura como para provocar alguna sombra que nos produzca una importante reducción en la producción y por ello debe ser controlada haciendo unas operaciones que se suelen realizar durante los meses de verano.

Particularmente las medidas a tomar son las que se exponen a continuación:

- Desbrozar aquella maleza que puede tomar una altura considerable y que puede perjudicar a la producción.

- Rociar con herbicida aquellas partes en las que se pueda realizar y provistos de una máscara debido al fuerte olor desprendido y se realizara en la época anterior del verano para evitar el crecimiento de aquello que pueda brotar.
- Podar aquellas ramas que provoquen sombra.
- Recoger todos los residuos provocados por cada una de las operaciones realizadas que hemos expuesto anteriormente.

Se debe tener en cuenta que en el momento de desbrozar debe de realizarse una época del año donde la altura de la maleza sea considerable y a una hora donde la producción sea lo menor posible ya que por seguridad deberíamos colocar los seguidor en posición zenital 0º para evitar cualquier chispa o cualquier golpe que puede ocurrir contra uno de los seguidores y dañarlo irremediablemente

6.14 ALUMBRADO DE LA PLANTA

En lo que se refiere al alumbrado de una planta fotovoltaica, en el caso general es totalmente independiente a la parte de generación de electricidad de la misma y por tanto no es una parte significativa y que afecte al rendimiento aunque es una instalación de baja tensión que conviene que se lleve a cabo un cierto mantenimiento.

El alumbrado de la planta consiste tanto en una parte exterior para que las personas que se encuentren en la instalación puedan moverse con una cierta seguridad y en cada una de las casetas ya sea de inversores o desde donde se controle la planta fotovoltaica.

El mantenimiento de esta parte de la instalación es el propio de una instalación de baja tensión y que se deben seguir una serie de operaciones que se describen a continuación y deberán realizarse anualmente:

- Comprobación de la correcta cimentación y soportes de las luminarias para que no existan ningún tipo de riesgos propiciado por el mal estado debido a los agente atmosféricos o corrosiones que pueden aparecer en esta parte.
- Revisión, y en caso de que fuera necesario, sustitución de las luminarias en mal estado encontradas a lo largo del alumbrado de toda las instalación.
- En el caso de que una de las luces estuviera directamente conectada con la alarma de la instalación, cerciorarse de que funciona correctamente y que se ilumina al mismo tiempo que la alarma.
- Inspección de los cuadros donde se encuentran las conexiones de las luminarias y comprobar el correcto funcionamiento de las conexiones eléctricas.
- Comprobación de que no se supera en las mismas las caídas de tensión exigidas por la compañía.
- En el caso de que tuviera un sistema de encendido automático, comprobar que funciona correctamente y que no existe ninguna incidencia.
- Revisar tanto el cableado como las conexiones de todos aquellos puntos donde exista cable para abastecer a las luminarias.

7 PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

7.1 AVERÍAS EN UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Los defectos se clasificaran como leves, graves o muy graves, en función del siguiente criterio:

- Defectos muy graves:
 - * Incumplimiento de las medidas de seguridad, que pueden provocar la aparición de los peligros que se pretenden evitar a las personas y a los equipos.
 - * Aquellos que afectan a la producción de la planta y que suponen una interrupción o disminución de la producción.
 - * Se considerarán defectos muy graves: el fallo en las protecciones de la planta, la avería de inversores, seguidores y módulos.
- Defectos graves
 - Aquellos que no suponen un peligro inmediato para la seguridad de las personas o equipos, pero pueden llegar a serlo al originarse un fallo en la instalación.
 - Aquellos que si bien no afectan en principio en la producción del parque, una continuidad del fallo en el tiempo que puede traer consigo una pérdida en la misma
 - Se considerarán como defectos graves: fallo en las comunicaciones del sistema de monitorización, el fallo del sistema de seguridad, fallo en el sistema de refrigeración de inversores.

- c) Defectos leves
 - Aquellos que no suponen peligro para las personas o los equipos y no perturban el funcionamiento de la instalación.
 - Aquellos que no producen una interrupción en la producción ni en la gestión de las comunicaciones.
 - Se considerarán defectos leves: falta de limpieza y orden en la instalación, falta de repuestos en stock, ausencia de los operarios en las horas de trabajo

A nivel general, los defectos más comunes que se pueden encontrar durante las tareas de mantenimiento preventivo pueden ser:

- Conexiones flojas
- Cables deteriorados
- Contactos oxidados
- Panel fotovoltaico dañado
- Piezas de unión sueltas
- Disminución de la generación de energía.

Pasamos a analizar cada una por qué se produce y como se lleva a cabo la solución:

- **Conexiones flojas.** El paso del tiempo puede provocar que las conexiones se aflojen debido a circunstancias que van sucediendo y al uso que se le a la instalación. La solución es simplemente el apriete de dichas conexiones mediante las herramientas adecuadas. En caso de que la conexión se haya aflojado debido a un deterioro de la misma, habrá que sustituir los elemento necesarios para restablecer sus características iniciales.
- **Cables deteriorados.** Las condiciones meteorológicas a las que están expuestos los cables, sobre todo la acción de la radiación ultravioleta, puede producir el deterioro de los cables y conductores. Este deterioro puede incluso afectar a la seguridad y al funcionamiento de la instalación. En este caso, lo que hay que hacer es cambiar esos conductores por unos nuevos con las características adecuadas para soportar al máximo las condiciones a las que estarán expuestos.
- **Panel fotovoltaico dañado.** Los paneles están sometidos a la acción de las condiciones meteorológicas como por ejemplo una granizada.
- **Contactos oxidados.** El óxido suele producirse, sobre todo, al estar a la intemperie. Habrá que eliminar dicho óxido y proteger las superficies para evitar que se vuelva a repetir.
- **Piezas de unión sueltas.** El paso del tiempo, el uso y las fuerzas ejercidas por las distintas partes de la instalación(viento por ejemplo) , pueden provocar que los tornillos y otras uniones que dan firmeza a la estructura se aflojen poniendo en peligro a la instalación. En este caso lo único que hay que hacer es apretar las uniones o hacerlas mediante una soldadura si es necesario y posible para

darles firmeza. En caso de que falte algún elemento de la unión o esté deteriorado y de ahí venga el problema, será sustituido.

- **Disminución de la generación de la energía.** Cuando se detecte que ha disminuido la generación de energía debido a alguna sombra adicional, que ha aparecido con posterioridad a la instalación e incide sobre los paneles solares, hay que buscar el origen. El origen puede venir de árboles que hayan crecido, nuevas construcciones cercanas, etc. En estos casos habrá que podar los árboles o modificar la posición de los paneles si es que se puede para sacarle mayor rentabilidad a la instalación, haciendo el estudio adecuado.

8 CONCLUSIONES

La conclusión fundamental que he obtenido de este proyecto es que la energía solar fotovoltaica a pesar de ser una energía limpia y con multitud de ventajas, no está siendo aprovechada en mi opinión al máximo.

La principal causa de que suceda esta es la situación actual de nuestro país lo que hace que como consecuencia de esto, el principal mercado relacionado con este sector es el del mantenimiento de las instalaciones que se encuentran actualmente en funcionamiento y que tiene como objetivo que las instalaciones permanezcan en buen estado el máximo tiempo posible.

Para ello, hay que mantener cada una de las partes de la instalación con un mantenimiento exhaustivo, para lo cual se debe elaborar un plan de mantenimiento para prever que es lo que puede ocurrir y en el caso de que suceda algo que no esté programado pueda solucionarse con la mayor brevedad y eficiencia posible, además de cuidar de que éste sea lo más económico posible.

Para realizar un plan de mantenimiento, se debe estudiar y conocer cada una de las partes de la instalación y tener en cuenta cuáles son las posibles averías que deben evitarse.

En la actualidad, un mal mantenimiento de estas instalaciones provoca una gran pérdida económica y unos problemas que probablemente pueden recuperarse y por ello debemos diseñar y cumplir un plan de mantenimiento para evitar estas posibles averías y en el caso de que se produzca alguna ya que son inevitables, tener un plan correctivo para poder subsanarlas.

Este tipo de instalaciones son instalaciones a largo tiempo, unos 30 años pero que con un buen mantenimiento la vida útil de la instalación se puede alargar en la medida de

lo posible, mientras que si no se sigue un mantenimiento periódico de la instalación, con el paso de los años se notará y tendrá consecuencias negativas.

Por otro lado, y como segunda conclusión importante, la energía solar fotovoltaica ha sufrido graves recortes así como cualquier otro tipo de energía por la época en la que sucede y porque no se podía seguir con el ritmo que se tenía en el 2007 en lo que se refiere al crecimiento de este sector.

Las instalaciones fotovoltaicas han visto una importante reducción de retribuciones llevándolas en muchos casos a tener que dejar de producir energía y por tanto, el abandono de dicha instalación. En mi opinión la energía solar fotovoltaica es una inversión rentable pero tiene una desventaja y es que se tiene que hacer una gran inversión durante los primeros años, pero con el paso de éstos es una inversión segura aunque es un mercado en la actualidad el energético que fluctúa mucho la retribución que se obtiene de él.

Actualmente, cada vez más parques no pueden afrontar con los gastos que genera ésta, esto unido al mal mantenimiento provocan el abandono de las plantas fotovoltaicas aunque sigue siendo una energía renovable.

También me ha servido dicho proyecto conocer el sector de la fotovoltaica así como un caso real de una instalación fotovoltaica y toda aquella responsabilidad que trae consigo una instalación de este tipo.

9 BIBLIOGRAFÍA

- www.boe.es
- <http://www.suelosolar.es/>
- www.appa.es
- www.ennaranja.com
- www.solarweb.net
- <http://noticias.juridicas.com/>
- <http://unef.es/>
- www.albasolar.es
- www.defensasolar.es
- www.cne.es
- <http://www.energias-renovables.com/>
- <http://www.cener.com/>
- www.solraba.com
- <http://www.enerficaz.com/>
- <http://www.xing.com/>
- <http://www.ingra.es/>
- <http://www.elplandemantenimiento.com/>
- www.fotovoltaic.com
- <http://www.greenestenergy.com/>
- <http://www.solarservice.es/>
- www.nexusenergia.com
- Libros de mantenimiento de la planta