

Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

***ESTUDIO TECNICO Y ANALISIS DE  
FACTORES DE LOS QUE DEPENDE  
LA VIABILIDAD ECONOMICA DE  
UNA INSTALACION SOLAR  
FOTOVOLTAICA CONECTADA A  
RED INTERNA EN EL CENTRO  
OCEANOGRAFICO DE MAZARRON***

Titulación: MASTER ENERGIAS RENOVABLES  
Alumno/a: Joaquín Luis Vicente Vicente  
Director/a/s: Socorro García Cascales, Emilio Ballester

Cartagena, 27 de Septiembre de 2010

# INDICE

## **MEMORIA**

### **1.1 ANTECEDENTES**

### **1.2 OBJETO DEL PROYECTO**

### **1.3 TITULAR DE LA INSTALACIÓN. NOMBRE Y DOMICILIO SOCIAL**

### **1.4 EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN**

### **1.5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y USO**

### **1.6 RESISTENCIA Y SEGURIDAD ESTRUCTURAL DE LA CUBIERTA**

### **1.7 LEGISLACIÓN APLICABLE**

### **1.8 POTENCIA NOMINAL DE GENERACIÓN Y ENERGÍA ANUAL GENERADA**

### **1.9 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA ( ELEMENTOS)**

#### 1.9.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

#### 1.9.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

#### 1.9.3 ESTRUCTURA SOPORTE

#### 1.9.4 INVERSORES

#### 1.9.5 CABLEADO

#### 1.9.6 PUNTO DE CONEXIÓN

### **1.10 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SEGÚN REBT**

#### 1.10.1 CLASIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN DISEÑADA SEGÚN RIESGO DE LAS DEPENDENCIAS DE LOS LOCALES Y SU ADECUACIÓN A LA ITC CORRESPONDIENTE DEL R.E.B.T.

#### 1.10.2 CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS

### **1.11 INSTALACIÓN DE CABLES AISLADOS**

### **1.12 DESCRIPCIÓN DEL CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCIÓN**

### **1.13 LINEA DE PUESTA A TIERRA**

#### 1.13.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

#### 1.13.2 TOMAS DE TIERRA

#### 1.13.3 LÍNEAS PRINCIPALES DE TIERRA

#### 1.13.4 DERIVACIONES DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES DE TIERRA

#### 1.13.5 CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

#### 1.13.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

### **1.14 NORMAS DE CALIDAD**

### **1.15 GARANTÍA**

**1.16 ESTUDIO ECONÓMICO Y RENTABILIDAD DEL PROYECTO**

**1.17 INTERÉS SOCIOECONOMICO**

**2. CALCULOS**

**2.1. CÁLCULOS DE RADIACIÓN SOLAR.**

2.1.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO.

2.1.2. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA.

2.1.2.1. PÉRDIDAS POR SOMBRAS, ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.

2.1.2.2. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR

DISTINTA DE LA ÓPTIMA.

2.1.2.3. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA ANUAL TOTAL.

**2.2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.**

2.2.1. TENSIÓN NOMINAL Y CAIDAS DE TENSIÓN MÁXIMAS ADMISIBLES.

2.2.2. FÓRMULAS UTILIZADAS.

2.2.2.1. INTENSIDAD DE CORRIENTE.

2.2.2.2. CAÍDA DE TENSIÓN.

2.2.2.3. RESISTENCIA DE TIERRA.

2.2.2.4. SOBRECARGAS.

2.2.2.5. CORTOCIRCUITOS.

**2.3. POTENCIA DE GENERACIÓN TOTAL INSTALADA.**

**2.4. CÁLCULOS DE SECCIONES DE CONDUCTORES.**

2.4.1. CÁLCULOS EN CORRIENTE CONTINUA.

2.4.2. CÁLCULOS EN CORRIENTE ALTERNA.

**2.5. CÁLCULOS DE LAS PROTECCIONES A INSTALAR.**

2.5.1. SOBRECARGAS.

2.5.2. CORTOCIRCUITOS.

**2.6. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA.**

### **3. MEDICIONES Y PRESUPUESTO**

- 3.1. MEDICIONES**
- 3.2. PRESUPUESTO**
- 3.3. SUBVENCIONES Y AYUDAS**

### **4. ANALISIS DE VIABILIDAD**

- 4.1. INTRODUCCION**
- 4.2 EVOLUCION DE LA TARIFA FOTOVOLTAICA**
- 4.3 EVOLUCION DEL PRECIO DE LAS INSTALACIONES**
- 4.4 EVOLUCION DE LA TARIFA DOMESTICA**
- 4.5 VIABILIDAD DE LA INSTALACION**
  - 4.5.1 INTRODUCCION
  - 4.5.2 CASO I: INSTALACION PARA AUTOCONSUMO SEPTIEMBRE 2010
  - 4.5.3 CASO II: INSTALACION PARA "GRID PARITY" AÑO 2015. CONVERGENCIA ASIF

### **5. CONCLUSIONES**

- 5.1. CONCLUSIONES**

#### **BIBLIOGRAFIA**

**ANEXO.** FORMA PARTE INDIVISIBLE DE ESTE PROYECTO EL CD ADJUNTO DONDE SE JUSTIFICAN CALCULOS Y SE EXPONEN LOS PLANOS DE LA INSTALACION

# MEMORIA

## 1.1. ANTECEDENTES.

En los últimos años ha tenido un gran desarrollo las instalaciones de generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica. Este gran auge se ha debido, en parte, a un sistema de retribución o primas del Kwh. solar que siempre ha estado en entredicho, siendo bastante cuestionable. Pues, aunque está claro que ha ayudado al desarrollo de este tipo de tecnología y a situar a España entre los países punteros en instalaciones de este tipo, en los últimos meses ha quedado patente la insostenibilidad de este tipo de retribución, con primas directas a la producción que en algunos casos superaban ya los 0,50 Euros/KWh.

Por otra parte, y como ya se ha dicho, este sistema de retribución ha ayudado a la implantación de este tipo de tecnología y a su desarrollo. Lo que ha dado lugar al lógico abaratamiento de este tipo de instalaciones, reduciéndose su costo casi a la mitad en los últimos 10 años.

Ante esta tesitura, el Gobierno se plantea modificar la ley de primas y, de una forma u otra, bajar la retribución recibida por la venta de energía eléctrica proveniente de las energías renovables. Esta bajada de la retribución hace que, al menos de momento, las instalaciones no vayan a ser tan rentables como lo fueron en el pasado (con rentabilidades en torno al 50%), y esto abre nuevos y múltiples escenarios.

El primero de ellos puede ser un abandono de las inversiones en este sector. Este, aunque probable en el corto plazo, no lo es a largo plazo. Pues el sector sigue siendo un sector de futuro, además, de una inversión rentable, si bien, no con el margen de beneficios (al menos de momento) obtenible anteriormente.

Y no se va a producir este abandono del sector entre otras cosas por que los fabricantes de componentes se van a ver obligados a bajar precios, desarrollar nuevas tecnologías mas eficientes, etc. que sigan haciendo de este sector un sector viable.

Con todo, lo que si queda claro es que la bajada de la retribución por la venta de la energía eléctrica generada, junto a la posible bajada del precio de los componentes, no tan acusada como para compensar la bajada de la retribución, y la mejora de la eficiencia de estas instalaciones, unido esto al aumento exponencial del precio de la tarifa eléctrica puede hacer que comiencen a ser viables otras formas de aprovechamiento de la energía eléctrica generada mediante instalaciones solares fotovoltaicas. Es decir, que sea viable las instalaciones con conexión a red interna, o lo que es lo mismo, las instalaciones para autoconsumo.

Se trataría de un edificio conectado a la red eléctrica, pero que solo se conecta a esta para obtener el diferencial de energía entre su consumo y la producción obtenida por la instalación solar fotovoltaica que alimenta internamente al edificio.

Al no disponer de almacenamiento, esta instalación siempre estará diseñada para producir por debajo del consumo del edificio, por lo que es muy importante disponer de los datos de consumo horario del edificio.

No obstante la nota de prensa publicada por el Ministerio de Industria como presentación de la nueva ley, con fecha 1 de agosto de 2010, abre la puerta a la venta de la energía sobrante a la red eléctrica. Tema en el que no se va a hacer mucho hincapié en este proyecto, aunque a priori parece muy interesante, pues a día de hoy, esta practica está prohibida.

Estas redes serian validas para edificios con consumos constantes o, mejor aun, edificios cuyos consumos se producen en horas solares, por ejemplo, edificios de oficinas o edificios públicos de servicios.

Son las horas con la tarifa eléctrica mas alta, y además, la curva de consumo de estos edificios (como el que aquí se va estudia) se parece mucho a la curva de producción eléctrica mediante energía solar fotovoltaica.

A lo largo de la descripción se ha estado hablando de viabilidad en términos económicos. No obstante se pretende ampliar este concepto mas allá de lo económico, y tener en cuenta aspectos cruciales como autosuficiencia y sostenibilidad. Analizando estos factores de la viabilidad, entre otros, se intentará demostrar en este estudio que este tipo de instalaciones tienen sus nichos de mercado, y un futuro por delante.

## **1.2. OBJETO DEL PROYECTO.**

El presente proyecto técnico tiene por objeto establecer las condiciones y características técnicas que ha de poseer la instalación de una Central Solar Fotovoltaica para autoconsumo, así como la evaluación de la trayectoria del mercado de energía fotovoltaica en los últimos años para de este modo determinar la viabilidad futura de este tipo de instalaciones.

Dicho proyecto se dividirá en dos partes. Una primera en la que se definirán las características técnicas de la instalación. Realizando un proyecto de ingeniería en el que se realizará el estudio de capacidad de generación, tipo de módulos, inversores, esquemas eléctricos, planos de la instalación, etc.

En la segunda parte del Proyecto se estudiará como ha ido evolucionando el mercado fotovoltaico en el territorio español. Tanto en lo que corresponde a precios de venta de la energía y precios de compra de componentes, como en lo referente a la tarifa eléctrica. De esta forma, se pretende demostrar que podemos estar llegando a un punto de inflexión en el que, si se mantienen unas políticas de promoción de este tipo de energía, comiencen a ser viables las instalaciones para autoconsumo. Como se ha dicho en el apartado anterior, aunque se prestará especial atención a la viabilidad económica, se quiere dejar claro que, durante el proyecto, el termino viabilidad es un concepto mas amplio que el puramente monetario.

## **1.3. TITULAR DE LA INSTALACIÓN. .**

El titular inicial y final de la instalación que se proyecta será:

Titular: MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACION.

#### 1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN Y USO.

La instalación que se proyecta en la Planta Experimental de Cultivos Marinos, ubicada en la Carretera de la Azohía, s/n. En el Puerto de Mazarrón, termino municipal de Mazarron.

Naves pertenecientes a la Planta Experimental de Cultivos Marinos



Fig. 1.1 Vista aérea de cubierta donde se ubica la instalación

La instalación se realizará sobre la cubierta que se ve de color blanco, donde señalan las flechas. El motivo es que el resto de las cubiertas no son aptas para este tipo de instalaciones, pues son de amianto y no resistirían el peso de la instalación.

Como se ha dicho mas arriba, la cubierta sobre la que se va a realizar la instalación alberga la Planta Experimental de Cultivos Marinos, en el que se realizan diversas investigaciones, entre ellas:

- Cultivo de peces marinos y moluscos.
- Estudios sobre contaminación marina y efectos biológicos de la contaminación.
- Estudios de ecología costera, biodiversidad y gestión de la franja costera.
- Estudio de ecosistemas marinos explotados y evaluación de recursos pesqueros del Mediterráneo.

Es una planta con un consumo de energía eléctrica prácticamente constante a lo largo del día, los 365 días del año. Consumo que oscila, según datos facilitados por los responsables, entre los 85 Kwh. y los 90 KWh. Los consumos provienen, sobre todo del bombeo de agua y la poca variación se debe a que estas bombas funcionan 24 horas al día. Solo varían los consumos provenientes de la climatización de las oficinas y la iluminación.

## 1.5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y USO.

La instalación proyectada consiste en una Central Solar Fotovoltaica cuyo objeto es la **Generación de Energía Eléctrica**, utilizando como materia prima la radiación lumínica del Sol. Es por ello que se trata de una instalación novedosa y con un alto interés social al generar energía limpia, y contribuyendo al desarrollo sostenible tan necesario en nuestros tiempos.

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como **efecto fotovoltaico**. Este efecto consiste en la liberación de los electrones de la última capa de los átomos de silicio cuando son sometidos a un haz lumínico, de manera que cuando un fotón choca de la manera adecuada con un electrón libre del Silicio, ese adquiere la energía suficiente para formar parte de la corriente de electrones que salen a la superficie de la célula fotovoltaica.

Esta corriente es recogida de la superficie de la célula por unas líneas de material conductor de manera que la colocación de varias células en serie nos permite ir aumentando la tensión de funcionamiento de las células, así pues, para fabricar módulos que funcionen a 12 V DC se utilizan 36 células o bien para que funcionen a 24 V DC se utilizan 72 células.

Para la caracterización de un módulo se miden sus prestaciones eléctricas en unas condiciones determinadas. Se ilumina con una radiación solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura en las células fotovoltaicas y a una velocidad del aire de  $1 \text{ m/s}$ . La máxima potencia generada en estas condiciones por cada módulo fotovoltaico se mide en Wp (vatios pico). Asimismo, la energía producida se mide en kWh, siendo 1 kWh la energía que produciría 1 módulo de 100 Wp que recibiese una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$  durante 10 Horas.

La energía producida en un Módulo fotovoltaico es en forma de Corriente Continua, por lo que para poder ser inyectada en la red de Baja tensión ha de ser convertida en Corriente Alterna. Esta función la realiza un aparato electrónico llamado inversor, de cuya potencia depende la Potencia Nominal de la Central Fotovoltaica.

Un sencillo esquema de funcionamiento lo observamos a continuación:

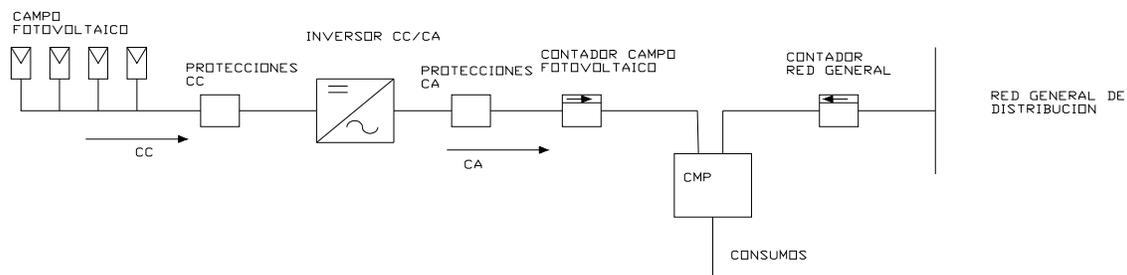


Figura 1.2. Esquema de funcionamiento de la instalación

Así pues, la instalación que nos ocupa tendrá una potencia pico del campo fotovoltaico de 45080 Wp. Quedando la siguiente configuración:

- **Agua Sur:** 144 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino, marca Atersa de 230 Wp en superposición con la cubierta, inclinados por lo tanto unos 15° respecto del plano horizontal, y con una desviación respecto del Sur de 26°.
- **Agua Norte:** 52 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino, marca Atersa de 230 Wp, en estructura, con una inclinación de 28° respecto del plano horizontal, y una desviación respecto del sur de 26°.

El campo fotovoltaico se situará en la cubierta a dos aguas de una nave industrial de unos 576 m<sup>2</sup> de superficie en planta. Los módulos se colocarán en superposición con la cubierta en el Agua Sur, la cual tiene una inclinación respecto del plano horizontal de 15°. En el Agua Norte sobre unas estructuras de aluminio anodizado, de excelente resistencia a los agentes químicos, dureza, baja conductividad eléctrica y estructura molecular porosa, anclados a la cubierta de la nave, teniendo esta estructura una inclinación con respecto al plano horizontal de 28°. La nave de referencia es de nueva construcción por lo que soporta correctamente las cargas de viento y por uso que provoca la colocación de la instalación en dicha cubierta.

Así mismo, los módulos tienen una desviación respecto del Sur de 26°. De esta forma, dependiendo de las distintas configuraciones, se obtiene las siguientes captaciones solares por parte de los módulos.

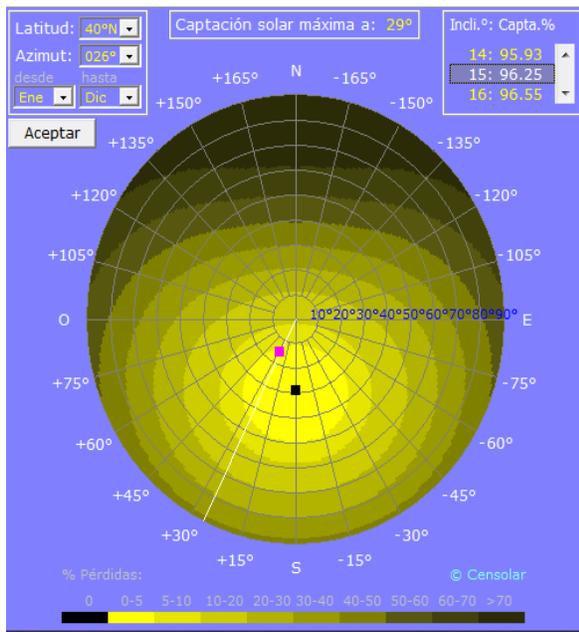


Figura 1.3. Captación Solar módulos fotovoltaicos en agua Sur: 96,25 %

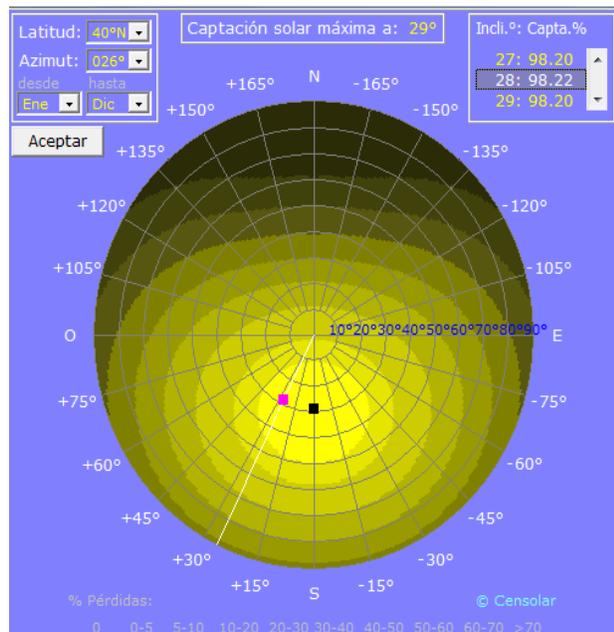


Figura 1.4. Captación Solar módulos fotovoltaicos en agua norte: 98,22 %

A continuación mostraremos en plano los resultados del estudio, y como quedaría la instalación final.

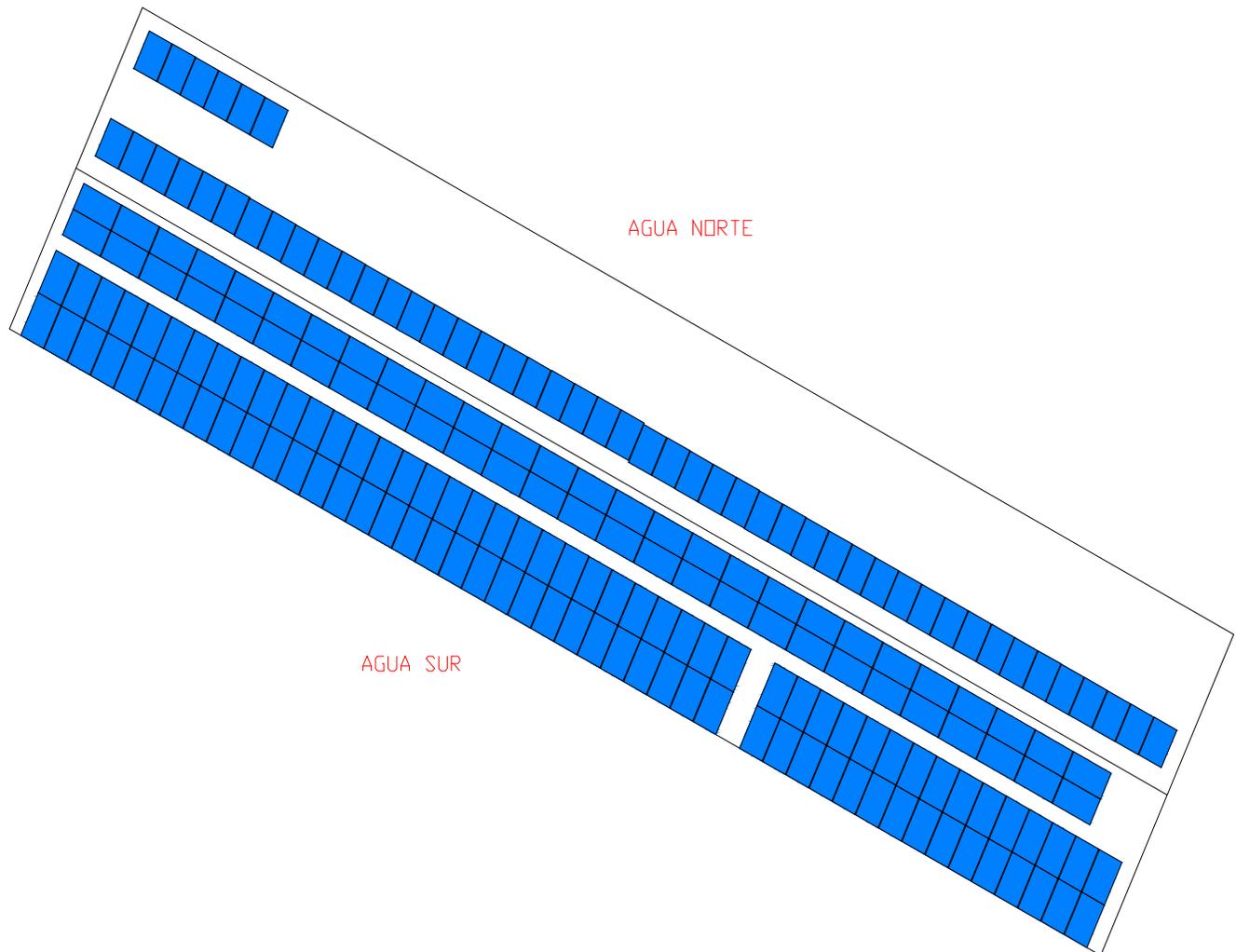


Figura 1.5. Configuración válida para ambas aguas. Potencia Pico **45,08 KW**, Potencia Nominal Total **40 KW**.

Se ha optado por elegir una producción modular ramificada con el fin de evitar los inconvenientes que una instalación centralizada en un solo inversor posee (pérdidas en CC, paro total en caso de fallos leves, seguimiento lento del punto de máxima potencia.). Por ello la instalación estará compuesta por 4 minicentrales fotovoltaicas; cada una con un inversor independiente. La configuración de los inversores es la siguiente:

- Agua Sur: 3 inversores marca Fronius, modelo IG Plus 120 de 10 KW, 48 módulos por inversor.
- Agua Norte: 1 inversor Fronius IG Plus 120 de 10 KW, 52 módulos por inversor.

Finalmente, al instalarse 4 inversores de potencia nominal de 10000 W cada uno, la instalación tendrá una Potencia Nominal de 40000 W, una potencia pico de campo fotovoltaico de 45080 Wp, y será capaz de generar una energía de **60.314,96 KWh. anuales**.

## **1.6. RESISTENCIA Y SEGURIDAD ESTRUCTURAL DE LA CUBIERTA.**

Según el Código Técnico de la Edificación, en su Documento Básico de Seguridad Estructural, de Acciones en la Edificación (DB SE-AE), se establecen unos valores característicos de las sobrecargas de uso, según el tipo de edificación. De forma que para una edificación con categoría de uso "G" (cubiertas accesibles únicamente para conservación), y en concreto para cubiertas con una inclinación inferior a 20°, se tiene que la sobrecarga de uso mínima de diseño, ha de ser como mínimo de  $1kN/m^2 \approx 102kg/m^2$ .

La instalación fotovoltaica instalada en la cubierta, referente a este proyecto, ejerce una presión sobre la misma, de  $20kg/m^2$ . Así, se tiene, que dicha presión es considerablemente inferior a la mínima sobrecarga de uso, estipulada por el CTE, asegurado de esta forma, la seguridad estructural de la edificación una vez ejecutada la instalación fotovoltaica.

## **1.7. LEGISLACIÓN APLICABLE.**

Para la redacción del presente proyecto se ha tenido en cuenta la legislación vigente:

- Ley 1/1995 de Protección del Medio Ambiente de la Región de Murcia.
- Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de protección del ambiente atmosférico.
- Decreto 833/1975, de 6 de febrero, que desarrolla la Ley 38/1972 de protección del ambiente atmosférico.
- Ley nº 88/67, de 8 de noviembre, del Sistema Internacional de Unidades de Medidas.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Recomendaciones UNESA.
- Ley 1/2001, de abril, del suelo de la Región de Murcia.
- Plan General de Ordenación de Mazarron.
- Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales. Y las modificaciones que sobre ésta han producido las leyes 50/1998, 39/1999, 54/2003 y el Real Decreto Legislativo 5/2000.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

Completado por la Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 de REAL DECRETO 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

Modificado por el REAL DECRETO 604/2006, de 19 de mayo.

- Directiva 92/57/CEE, de 24 de junio, establece las disposiciones mínimas de seguridad de salud que deben aplicarse en las Obras de Construcción temporales o móviles.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada por Orden de 9 de marzo de 1971 y Disposiciones Complementarias.
- Normas particulares de la empresa distribuidora de energía eléctrica IBERDROLA S.A.U. Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de agosto e Instrucciones Complementarias BT01 a BT51.
- Decreto 3151/1968, de 28 de noviembre, aprueba el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.
- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones Conectadas a la red, PCT-C, IDAE 2002.
- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones Aisladas, PTC-A, IDAE 2002-Rev 2009
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- *RD 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 RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Resolución de 31 de mayo de 2001, por la que se establecen modelo de contrato, tipo y modelo de factura para las instalaciones solares, fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión.
- 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.
- UNE EN 62215:1997 "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo".

## **1.8. POTENCIA NOMINAL DE GENERACIÓN Y ENERGÍA ANUAL GENERADA.**

Como se ha comentado anteriormente, la Instalación que se proyecta está constituida por 4 campos fotovoltaicos o minicentrales: 1 en el Agua Norte de 10.000 W, y 3 en el Agua Sur de 10.000 W cada uno, por lo que la Potencia Nominal de Generación total de la instalación es de **40.000 W**.

Según muestran los cálculos expresados en el apartado 2.1.2. del presente proyecto, la energía estimada que generará esta Central Solar Fotovoltaica asciende a **60.314,96 KWh. anuales**.

## **1.9. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA (ELEMENTOS).**

### **1.9.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.**

Están constituidos por 60 células cuadradas fotovoltaicas de silicio policristalino de alta eficiencia, capaces de producir energía con tan sólo un 4-5% de radiación solar. Este hecho asegura una producción que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el sol.

Las conexiones redundantes múltiples en la parte delantera y trasera de cada célula ayudan a asegurar la fiabilidad del circuito del módulo.

Gracias a su construcción con marcos laterales de metal y el frente de vidrio, de conformidad con estrictas normas de calidad, estos módulos soportan las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

Cada modulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisibilidad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

La caja de conexiones dispone de un grado de estanqueidad IP 54, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5 mm hasta 10 mm. Lleva incorporada diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto.

- Características eléctricas:

Módulos fotovoltaicos	VALOR
Fabricante y modelo	ATERSA, A-230P
Tipo (monocristalino, policristalino,...)	POLICRISTALINO
Potencia máxima [W <sub>p</sub> ]	230
Corriente en el punto de máxima potencia [A]	7,62
Tensión en el punto de máxima potencia [V]	30,20
Corriente de cortocircuito [A]	8,12
Tensión de circuito abierto [V]	37,40
TONC [°C]	47 / ± 2° C
Eficiencia [%]	17

Tabla 1.1. Características técnicas del modulo fotovoltaico ATERSA A-230P. Fuente: Catalogo ATERSA

- Medidas en las siguientes condiciones.

Temperatura de célula	25°C
Radiación	1000 W/m <sup>2</sup>
Espectro	AM 1.5

Tabla 1.2. Condiciones de trabajo del modulo fotovoltaico ATERSA A-230P. Fuente: Catalogo ATERSA

- Características físicas.

Longitud	1645 mm.
Anchura	990 mm.
Espesor	50 mm.
Peso	23 Kg

Tabla 1.3. Características físicas del modulo fotovoltaico ATERSA A-230P. Fuente: Catalogo ATERSA

- Características constructivas.

Cubierta	Vidrio templado
Encapsulante	Acetato de etilenvinilo EVA
Dorso	Tedlar blanco

Tabla 1.4. Características constructivas del modulo fotovoltaico ATERSA A-230P. Fuente: Catalogo ATERSA

### 1.9.2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.

La instalación cuenta con 196 módulos de silicio policristalino de 230 Wp. de potencia nominal, y está dividida en 4 campos fotovoltaicos o minicentrales, cuya distribución en la cubierta es:

- **Agua Sur:** 144 módulos fotovoltaicos Atersa de 230 Wp en superposición con la cubierta, inclinados por lo tanto unos 15° respecto del plano horizontal, y con una desviación respecto del Sur de 26°. Los módulos están conectados a 3 inversores Fronius IG Plus 120 de 10 KW, 48 módulos por inversor distribuidos en 4 ramas paralelas, con 12 módulos en serie cada una de ellas.
- **Agua Norte:** 52 módulos fotovoltaicos Atersa de 230 Wp, en estructura, con una inclinación de 28° respecto del plano horizontal, y una desviación respecto del sur de 26°. Los módulos están conectados a 1 inversor Fronius IG Plus 120 de 10 KW distribuidos en 4 ramas paralelas, con 13 módulos en serie cada una de ellas.

Las características de la instalación fotovoltaica se resumen a continuación:

Agua Sur (por inversor):

<b>Generador fotovoltaico</b>	<b>Valores</b>
Nº de Módulos	48
Potencia máxima [W <sub>p</sub> ]	11.140
Número Módulos en serie	12
Número Ramas en paralelo	4
Número Acometidas en DC	4
Corriente en el punto de máxima potencia [A]	30,48
Tensión en el punto de máxima potencia [V]	362,4
Corriente de cortocircuito [A]	32,48
Tensión de circuito abierto [V]	448,8
Orientación	26° SUR-ESTE
Inclinación	15°

Tabla 1.5. Características de cada una de las instalaciones fotovoltaica agua sur

Agua Norte:

<b>Generador fotovoltaico</b>	<b>Valores</b>
Nº de Módulos	52
Potencia máxima [W <sub>p</sub> ]	11.960
Número Módulos en serie	13
Número Ramas en paralelo	4
Número Acometidas en DC	4
Corriente en el punto de máxima potencia [A]	30,48
Tensión en el punto de máxima potencia [V]	392,6
Corriente de cortocircuito [A]	32,48
Tensión de circuito abierto [V]	486,2
Orientación	26° SUR-ESTE
Inclinación	28°

Tabla 1.6. Características de la instalación fotovoltaica agua norte

### 1.9.3. ESTRUCTURA SOPORTE.

La estructura soporte de módulos resistirá, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación.

La estructura soporte será una estructura prefabricada y diseñada específicamente para los módulos fotovoltaicos ATERSA A-230P de 230 Wp.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo seleccionado.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de los taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-10B. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombras sobre los módulos.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

El módulo será fijado a la superficie de la estructura mediante elementos de fijación antirrobo autorizados por el fabricante y/o proveedor del mismo.

El diseño de la estructura se realizará para que el ángulo de inclinación de los módulos, sea de 28° en el Agua Norte y superpuestos a la cubierta, en la Sur. Se situarán en posición horizontal, sobre escuadras. La alineación de la estructura será tal que los módulos queden perfectamente paralelos a la cubierta de la nave orientados con un azimut de 26° Sur-Este.

El campo fotovoltaico en el agua sur estará en superposición con la cubierta del modo que se muestra en el plano de configuración para las naves. La distribución es de tres filas de 48 módulos, dos filas módulos solapadas, y un espacio entre estas y la tercera fila de 60 cm., con el objetivo de facilitar el mantenimiento de la instalación, todas ellas paralelas a la cubierta de la nave.

En el agua norte, el campo fotovoltaico es instalado sobre estructuras prefabricadas del tipo anteriormente expuesto, por lo que se hace necesario la colocación de dichas estructuras en filas paralelas, dejando una separación entre filas de 1,80 m como mínimo, con el fin de que no se produzcan sombras entre los módulos fotovoltaicos en un intervalo de 2 horas antes y 2 horas después del mediodía solar. No obstante esta distancia es de 1,90 m.

<b>H</b>	<b>H ( entre el punto más alto de la fila delantera y el punto más bajo de la fila trasera )</b>	<b>0,692</b>		
		<b>h</b>	<b>k</b>	<b>d</b>
<b>DIDAE</b>	<b>"Según IDAE"</b>	0,692	2,350	1,626
<b>D</b>	<b>d entre filas de módulos</b>	<b>0,692</b>	<b>2,600</b>	<b>1,799</b>
<b>Dconservadora</b>	<b>"Criterio Conservador"</b>	0,692	2,670	1,848

Tabla 1.7. Cálculos de la distancia mínima por sombras en el agua norte

#### 1.9.4. INVERSORES.

Se instalarán 4 inversores Fronius IG Plus 120, 3 en el Agua Sur y 1 en el Agua Norte.

El sistema Fronius IG proporciona una solución modular para sistemas tanto de conexión a red como para conexiones a redes de autoconsumo, adecuado para su utilización en entornos tanto domésticos como industriales, en los que su simplicidad de uso, fácil mantenimiento, bajo nivel sonoro y aspecto estético, son sus principales ventajas.

Por otra parte, su arquitectura de diseño, permite su reciclado en el caso de nuevas aplicaciones o futuras ampliaciones, conformando un sistema abierto a los posibles cambios que puedan producirse.

A lo largo del día la radiación solar irá cambiando desde 0 hasta el máximo, y en todos los casos el equipo resuelve la situación, aprovechando al máximo la energía generada consiguiendo que los paneles trabajen

en el punto de máxima potencial durante la mayor parte del día.

Lo más destacado de este inversor es su elevado rendimiento, así como la monitorización interna, que permite conocer en tiempo real valores del campo fotovoltaico como: Tensión DC y AC, Intensidad DC y AC, temperatura del campo fotovoltaico, temperatura ambiente, potencia instantánea, energía inyectada, ahorro de emisiones contaminantes, etc.

A continuación se detallan las características técnicas y físicas de los Inversores Fronius IG Plus 120:

<b>INFORMACIÓN TÉCNICA → FRONIUS IG Plus 120</b>	
<b>DATOS DE ENTRADA</b>	
Potencia nominal DC (KW)	10.590
Vcc máxima (V)	500
Vcc mínima (V)	230
Tensión máxima de entrada (V)	600
Corriente máxima de entrada (A)	46
<b>DATOS DE SALIDA</b>	
Potencia AC, Pn (KW)	10
Máxima potencia de salida (KW)	10
Rendimiento máximo	95,9 %
Rendimiento Euro	95,4 %
Rendimiento adaptación MPP	>99,9%
Tensión de red / Frecuencia	3 NPE 400 V/ 230 V
Conexión de red	Trifásico
Coefficiente de distorsión	<3 %
Factor de potencia	0.85 – 1 ind./cap.
Consumo propio por la noche	<1 W
<b>DATOS GENERALES</b>	
Tamaño (altura x anchura x profundidad)	1236 x 434 x 250 mm
Peso zona de conexión	11,0 Kg
Peso zona de parte de potencia	38,0 Kg
Clase de protección	IP 54
Concepto de inversor	Transformador HF
Refrigeración	Ventilación regulada
Carcasa	Carcasa de metal para montaje interior y exterior.
Margen de temperatura ambiente	De -20° C a +55 °C
Humedad del aire admisible	0% hasta 95%
<b>DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD</b>	
Medición del aislamiento DC	Advertencia en caso de R  <i>ISO</i> < 500 KΩ
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia.
Seccionador DC	Integrado

Tabla 1.8. Características del inversor Fronius IG Plus 120. FUENTE: Catalogo Fronius

### 1.9.5. CABLEADO.

Todo el cableado de continua es de doble aislamiento y de 1 KV de tensión de aislamiento, por lo que es adecuado para su uso en intemperie, al aire, en bandeja o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123. Los conductores serán de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. La sección de los conductores está calculada para no sobrepasar en la parte de DC una caída de tensión de 1,5% y los de la parte de AC una caída de tensión del 1,5 %, además de superar los criterios de intensidades máximas admisibles tal y como marca el PCT-A-REV- febrero 2009 IDAE y el RE.B.T.

Los conductores usados serán aislados y unipolares, siendo su tensión asignada 0,6 / 1 kV. En el caso de la derivación individual, se usarán cables no propagadores del incendio y con emisiones de humos y opacidad reducida. Los cables con características equivalentes a las de la norma UNE 21.123, parte 4 o 5; cumplen con estas prescripciones.

### 1.9.6. PUNTO DE CONEXIÓN.

Al ser una instalación con conexión a red interna, no se necesita ni autorización ni intervención de la Compañía Distribuidora. La conexión no se realizará a la Caja General de Protección, que suele ser el punto de conexión que nos dice la Compañía Distribuidora para instalaciones conectadas a red, sino que se realizará, en paralelo con la entrada de red, en el Cuadro de Mando y Protección.

- Equipo de medida.

La instalación contará de un contador para cuantificar la generación de la instalación. Este contador se situará aguas arriba del punto de conexión y es independiente del contador de la Compañía Suministradora de energía. El esquema es el siguiente:

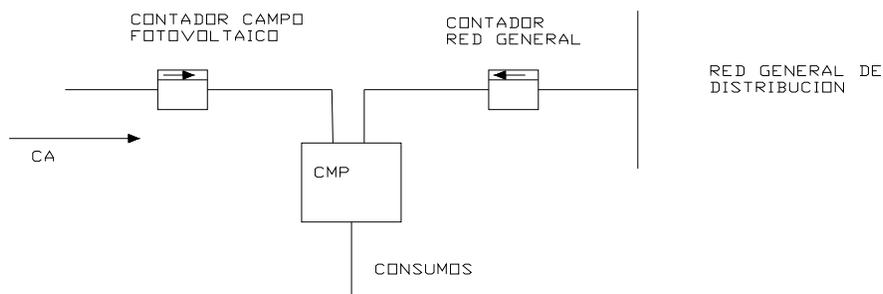


Figura 1.6. Esquema configuración de contadores

Los contadores y demás dispositivos para la medida de la energía eléctrica estarán ubicados en un armario. Cumplirán con el grado de protección mínimo de acuerdo con las normas UNE-20.324 y UNE 50.102. En el caso de instalaciones de tipo interior: IP 40, 1K 09.

## **1.10. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN SEGÚN REBT.**

### **1.10.1. CLASIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN DISEÑADA SEGÚN RIESGO DE LAS DEPENDENCIAS DE LOS LOCALES Y SU ADECUACION A LA ITC CORRESPONDIENTE DEL R.E.B.T.**

- Instalaciones Generadoras de Baja Tensión ITC – BT – 40.

### **1.10.2. CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS.**

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema. La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{NOM} \pm 5 \%$$

$$50 \text{ Hz} \pm 2\%$$

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante (-20 °C a +55 °C). También debe arrancar y operar para todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que se requieren elevadas corrientes de arranque (motores, bombas, etc.) sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida. El inversor utilizado tiene un autoconsumo < 1W. Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en siguiente tabla:

<i>Tipo de inversor</i>		<i>Rendimiento al 20 % de la potencia nominal</i>	<i>Rendimiento a potencia nominal</i>
Onda senoidal (*)	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

(\*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

Figura 1.7. Condiciones de rendimiento para el inversor. FUENTE: PCT IDAE A-REV-febrero 2009

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

La tensión generada será prácticamente senoidal, con una tasa máxima de armónicos que se define como:

$$\text{THD (\%)} = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

donde  $V_1$  es el armónico fundamental y  $V_n$  el armónico enésimo.

La tasa de armónicos es la relación, en %, entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz del fundamental. Como se dice en el cuadro anterior se considera que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5 %. Esta distorsión armónica, en nuestro caso de < 3 %.

En las instalaciones de generación que puedan estar interconectadas con la red de distribución pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior. Éstas corresponderán a un modelo homologado y deberán estar debidamente verificadas y precintadas por un laboratorio reconocido.

Las protecciones mínimas a disponer serán las siguientes:

- De sobreintensidad, mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente.
- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85 % de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110 % de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases y neutro, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de un periodo.

Nota: en esta instalación, las protecciones mínimas quedan incorporadas en el Inversor modelo Fronius IG Plus 120. Protección que se lleva a cabo bajo un software incorporado en el equipo, el cual no es accesible

para el usuario.

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos. El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma. La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

### **1.11. INSTALACIÓN DE CABLES AISLADOS.**

Proximidades y paralelismo:

*Cables de telecomunicación:* La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 20 cm. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado anterior.

### **1.12. DESCRIPCIÓN DEL CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCION**

El cuadro general de mando y protección deberá contener un Interruptor General de Corte Omnipolar que permita a la Compañía Distribuidora desconectar la Central Solar Fotovoltaica en caso de distorsiones o fallos en el normal servicio de la Red.

Se instalará en un lugar accesible a la Compañía Distribuidora sin que tenga necesidad de autorización expresa del titular de la instalación.

### **1.13. LINEA PUESTA A TIERRA.**

La instalación de puesta a tierra cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, están conectadas a una única tierra. Esta tierra es independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

### **1.12.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS.**

La instalación se protegerá contra contactos indirectos mediante la puesta a tierra de las masas conductoras, y la instalación de interruptores diferenciales de corriente de 300 mA de sensibilidad. Se realizará de acuerdo con la norma NTE-IEP-73 Puesta a tierra y con la instrucción MI-BT-039.

### **1.12.2. TOMAS DE TIERRA.**

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos formados por barras, tubos, pletinas, conductores desnudos, placas, anillos o mallas metálicas constituidas por los elementos anteriores o sus combinaciones, armaduras de hormigón enterradas, con excepción de las armaduras pretensadas, u otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50m.

La instalación se conectará a la instalación de tierra creada independiente de la del neutro de la red de distribución pública.

### **1.12.3. LÍNEAS PRINCIPALES DE TIERRA.**

Del punto de puesta a tierra partirá la línea principal de tierra, la sección de los conductores de tierra no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

Para ello se emplearán conductores de cobre electrolítico, aislados y de sección igual a la utilizada por los conductores de fase dividido por dos, con un mínimo de 16 mm<sup>2</sup> de la línea repartidora.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra, debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Debe cuidarse en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

### **1.12.4. DERIVACIONES DE LAS LÍNEAS PRINCIPALES DE TIERRA.**

Estarán constituidas por conductores que unirán la línea principal de tierra con los conductores de protección o directamente con las masas.

### 1.12.5. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

Sección conductores de Fase (mm <sup>2</sup> )	Sección Conductor Protección (mm <sup>2</sup> )
$S_f \leq 16$	$S_p = S_f$
$16 < S_f < 35$	$S_p = 16$
$S_f \geq 35$	$S_p = S_f/2$

Tabla 1.9. Secciones mínimas de conductores de protección. FUENTE: REBT

Estarán constituidos por conductores aislados H07V-R\UK de 750 V. de tensión nominal de color amarillo-verde. De un modo general el tendido de estos conductores (protección, derivación, línea principal de tierra) se efectuará de modo que su recorrido sea el más corto posible, acompañando a los conductores activos correspondientes, sin cambios bruscos de dirección y sin conectarse a ningún aparato de protección, garantizando en todo momento su continuidad.

No se someterán a esfuerzos mecánicos y se protegerán contra la corrosión y el desgaste mecánico.

### 1.12.6. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTO INDIRECTOS.

La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra.

Se cumplirá la siguiente condición:  **$R_a \times I_a \leq U$**

Donde:

- $R_a$  es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- $I_a$  es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial residual asignada.
- $U$  es la tensión de contacto límite convencional (50 ó 24V).

#### 1.14. NORMAS DE CALIDAD.

Todas las partes de la instalación se realizarán con materiales y equipos que cumplen las más exigentes normas de calidad (ISO 9000, ISO 14000, EN ISO 1461, TOV...).

#### 1.15. GARANTÍA.

La garantía incluye:

- Módulos fotovoltaicos (Garantía eficiencia fabricante) 20 años
- Inversor (Fabricante) 5 años
- Instalación (Instalador) 4 años

Contados a partir de la recepción de la instalación.

#### 1.16. ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO.

Concepto	Importe
Coste de la instalación (€)	130.732
Mantenimiento + seguro anual (€)	769
Energía anual generada (KWh)	60.314,96
Ahorro en facturación anual (€)	8.278
Cuantía Subvencionable (€)	12.000

Tabla 1.10. Estudio Economico

#### 1.17. INTERÉS SOCIOECONÓMICO.

En general, el interés socio-económico de cualquier Instalación Fotovoltaica queda intrínsecamente demostrado ya que, en el caso de instalaciones aisladas, la posibilidad del disfrute de la energía eléctrica en lugares donde no se dispone de ella ya da fe del bien social que brinda a los usuarios, además repercute en la divulgación de las energías renovables que tan necesaria es en nuestro mundo desarrollado.

En el caso de Instalaciones de Conexión a Red no es menos evidente su interés, ya que además de fomentar la conciencia ecológica, contribuyen a la reducción de CO<sub>2</sub>, y posibilitan la mejora del servicio a los demás usuarios de la red, ya que las instalaciones de conexión a red producen electricidad coincidiendo con periodos de aumento de la demanda energética.

El caso que aquí nos ocupa, el de instalaciones conectadas a red interna para autoconsumo, no es menos interesante que los anteriores. La imagen de “empresa verde”, respetuosa con el medioambiente, la reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> vertidas por el consumo de una energía renovable unido a la viabilidad económica, teniendo en cuenta las políticas publicas, pueden contribuir a alcanzar los objetivos adquiridos

mediante el Protocolo de Kyoto.

Si analizamos la curva de demanda diaria (fig. 1) del sistema eléctrico español, se observa el interés energético que tiene la instalación diseñada, ya que entre las 12:00 y las 14:00 se produce el máximo consumo energético diario en el mercado eléctrico español, y es precisamente en esa franja horaria cuando los sistemas fotovoltaicos más energía aportan. Horas que también coinciden con el más alto precio de la energía.

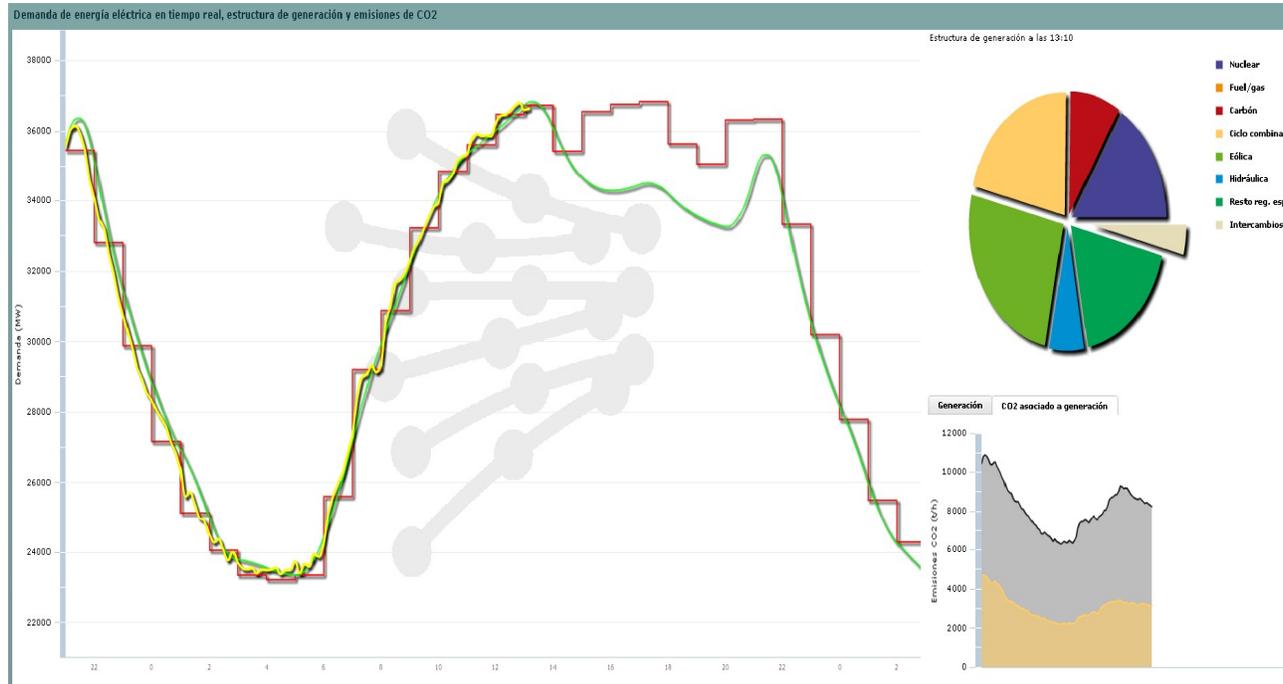


Figura 1.8. Demanda de energía eléctrica diaria, en el mercado eléctrico español. FUENTE: REE

Por otro lado la energía eléctrica alterna de origen fotovoltaico, aporta a la red una energía de alta calidad, ya que se origina con un factor de potencia elevado (entre 0.98 y 1), y minimiza las pérdidas energéticas por transporte de energía, debido a su generación distribuida.

Las características socioeconómicas de la instalación que se proyecta son recogidas en los siguientes datos:

Vida media mínima de la instalación	25
Producción energética limpia a lo largo de su vida	1.371.620,00 Kwh.
Ahorro estimado de emisiones contaminantes a la atmósfera*	548.648,00 Kg. CO2
Ahorro estimado en emisiones CO2 (Euros)**	15.704 Euros
Ahorro en residuos radiactivos de alta calidad*	740,67 kg
Equivalente sustituido en combustibles sólidos	841.506,50 Litros
Numero equivalente de árboles adultos	977

\*Cálculos realizados en base a factura de Endesa para mix nacional.

\*\*Precio tonelada CO2 Junio 2008 (antes de la crisis económica)

Tabla 1.11. Características socio económicas de la instalación

# CALCULOS

## **2.1.- CÁLCULOS DE RADIACIÓN SOLAR**

### **2.1.1. GENERADOR FOTOVOLTAICO.**

El dimensionado del generador fotovoltaico viene determinado por: la potencia de la instalación que se desea realizar, el tipo de módulo fotovoltaico a emplear y la forma en que se va a colocar para obtener el máximo rendimiento en función de la ubicación.

### **2.1.2. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA GENERADA.**

Para el cálculo de la producción de la energía generada es necesario evaluar las pérdidas por sombras, orientación e inclinación, y finalmente evaluar la producción teniendo en cuenta estas pérdidas.

#### **2.1.2.1. PÉRDIDAS POR SOMBRAS, ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.**

El criterio para evaluación de las pérdidas por sombras, orientación e inclinación del generador fotovoltaico es el indicado en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, vigente desde Octubre 2002, revisado en Febrero de 2009 y publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE). Este criterio se elige de este pliego de condiciones pues, aunque nuestra instalación no es aislada de red, esta instalación no vierte energía a la Red de Distribución.

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla siguiente:

<i>Pérdidas de radiación del generador</i>	<i>Valor máximo permitido (%)</i>
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

Tabla 2.1. Perdidas máximas por sombras, orientación e inclinación. FUENTE: PCT A-REV-feb.2009 IDAE

#### **2.1.2.2. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTAS DE LA ÓPTIMA.**

El perfil de obstáculos de la instalación que nos ocupa no tiene sombras. De forma que la instalación no tiene pérdidas por sombreado durante el periodo comprendido entre 2 horas antes del mediodía solar, y 2 horas después del mediodía solar, como indica el IDAE.

Así, las pérdidas a considerar son las producidas por la orientación e inclinación de los módulos, y pueden verse a continuación en la siguiente figura:

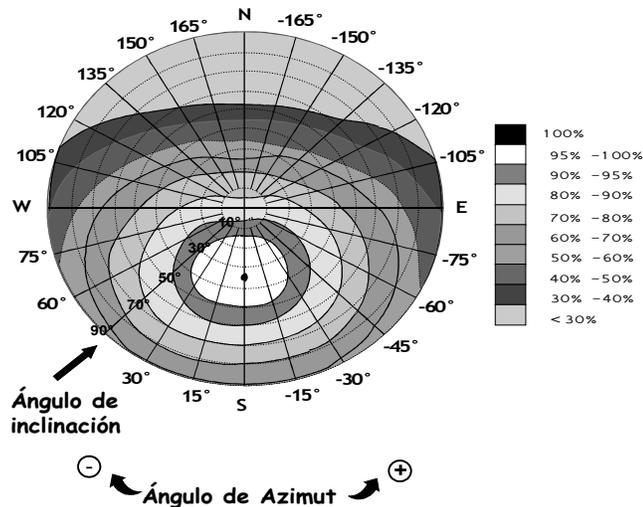


Figura 2.1. Pérdidas dependiendo de la orientación e inclinación. FUENTE: PCT A-REV-feb.2009 IDAE

En las siguientes graficas observamos cuales son las pérdidas por orientación e inclinación de nuestra instalación:

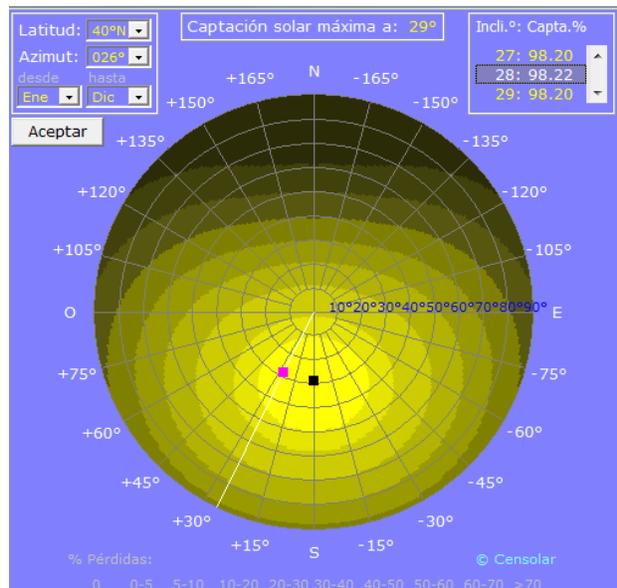
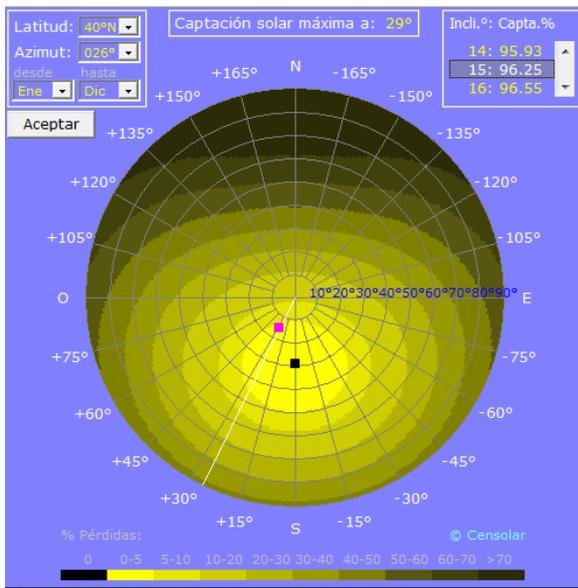


Figura 2.2. Captación Solar módulos fotovoltaicos en agua Sur: 96,25 %      Figura 2.3. Captación Solar módulos fotovoltaicos en agua norte: 98,22%

Para el Agua Sur, con una inclinación de 15° respecto del plano horizontal y una desviación, respecto del Azimut, de 26°, las pérdidas son del 3,75 %. En el caso del Agua Norte, con una inclinación de 28° respecto del plano horizontal y una desviación, respecto del Azimut, de 26°, las pérdidas son del 1,78 %  
 Puede apreciarse que las pérdidas son menores del 20%, luego la instalación cumple con lo dispuesto en el PCT IDAE.

**2.1.2.3. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL TOTAL.**

Los datos de radiación están tomados del libro cuyo título es “RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS”, editado por el Ministerio de Industria.

Los datos recogidos han sido obtenidos a través de las medidas de radiación realizadas por el Servicio Meteorológico Nacional y utilizando las correlaciones de *Liu and Jordan* para el paso de la radiación horizontal a la inclinada. El resto de los datos se han obtenido de las medidas de insolación realizadas por el mismo Servicio Meteorológico.

La unidad energética en la que están expresados los datos en el sistema internacional es en KJ/m<sup>2</sup>.

En el cálculo de la energía generada trabajaremos en KWh/m<sup>2</sup>.

La conversión de unas unidades a otras es 1 KWh = 3,6 MJ.

A continuación se va a detallar la estimación de la producción de energía para el primer año de vida de la instalación solar fotovoltaica:

BALANCE ENERGÉTICO GLOBAL TIPO DE LA INSTALACIÓN													
MESES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Valores totales anuales
Radiación (MJ/m <sup>2</sup> /día)	13,1098	18,2336	19,0236	21,7056	24,1516	25,0368	27,6446	25,2390	21,8736	18,0422	13,5240	11,0484	238,63
Producción prevista (kWh)	3400,98	4265,77	4919,81	5424,23	6215,42	6215,77	7071,43	6461,22	5435,99	4649,26	3387,53	2867,54	60.314,96

Tabla 2.2. Producción anual dependiendo del mes del año

De forma que la energía total generada por la instalación el primer año de funcionamiento, será de **60.314,96 kWh**.

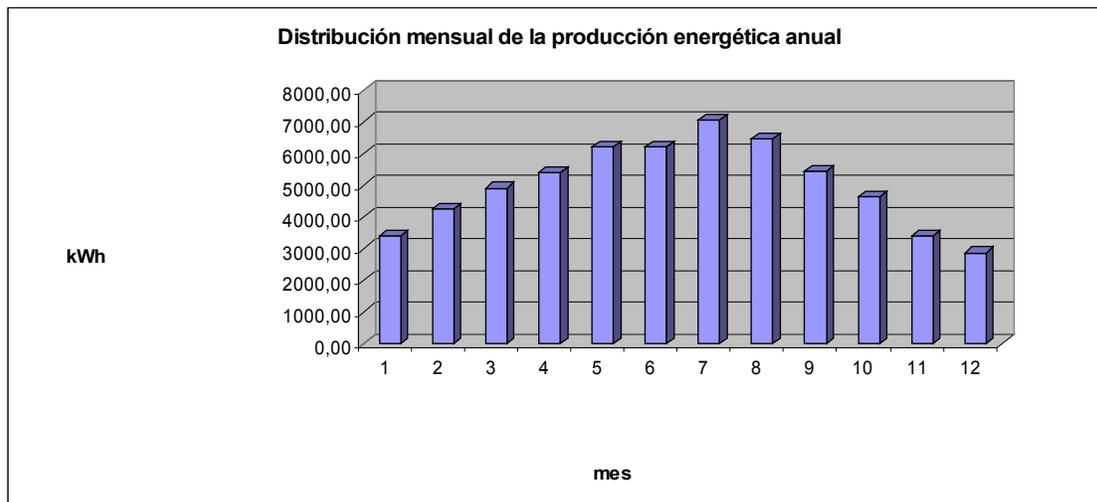


Figura 2.4. Grafica de barras de la distribución mensual de la producción anual

## **2.2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.**

### **2.2.1 TENSIÓN NOMINAL Y CAÍDAS DE TENSIÓN MÁXIMAS ADMISIBLES.**

La tensión nominal de la presente instalación ha de estar de acuerdo con la tensión de servicio proporcionada por la empresa distribuidora. Esta tensión será de 230 V entre fase y neutro y 400 V entre fases.

De acuerdo con el R.E.B.T y el P.C.T.-A-Rev 2009 del IDAE las caídas de tensión máxima admisible serán de:

Instalación en Corriente Continua: 1.5%

Instalación en Corriente Alterna: 1.5%

### **2.2.2 FÓRMULAS UTILIZADAS.**

#### **2.2.2.1 INTENSIDAD DE CORRIENTE.**

La intensidad de corriente que circula por un circuito se calcula mediante las fórmulas siguientes:

- Líneas trifásicas:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos\phi}$$

- Líneas monofásicas:

$$I = \frac{P}{V \times \cos\phi}$$

En las que:

P = potencia transportada en vatios.

V = tensión compuesta de la línea en voltios.

I = intensidad de corriente en amperios.

Cos  $\phi$  = factor de potencia de la carga.

#### **2.2.2.2. CAÍDA DE TENSIÓN.**

Puede determinarse por las fórmulas:

$$e = \frac{P \times L}{C \times S \times U} \quad (\text{Línea trifásica})$$

$$e = \frac{P \times L \times 2}{C \times S \times U} \quad (\text{Línea monofásica})$$

Donde:

e = caída de tensión de la línea en voltios.

P = potencia a transportar en vatios.

L = longitud de la línea en Km.

C = coeficiente de conductividad del material (Cu = 56; Al = 35).

S = sección de la línea en mm<sup>2</sup>.

U = tensión en voltios.

### 2.2.2.3. RESISTENCIA DE TIERRA.

Para la determinación de la resistencia de un electrodo enterrado conocidas sus dimensiones, su forma y resistencia del terreno de acuerdo con su naturaleza, se emplean las siguientes fórmulas:

Placas enterradas:  $R = 0.8 \times \frac{r}{p}$

Picas verticales:  $R = \frac{r}{l}$

Conductor enterrado horizontalmente:  $R = 2 \times \frac{r}{l}$

Siendo en las anteriores:

R = resistencia de tierra a determinar.

r = resistencia del terreno en  $\Omega$ -metro.

l = longitud de la pica o conductor en metros.

p = perímetro de la placa en metros.

### 2.2.2.4. SOBRECARGAS.

Para determinar las diferentes protecciones contra sobrecargas se tendrá en cuenta las fórmulas de la intensidad polar que circula por un circuito. Dichas fórmulas aparecen en el punto 2.2.2.1.

Se tendrá en cuenta también las curvas de disparo de sobreintensidad-tiempo normalizadas:

Curva B = 3 - 5 x In

Curva C = 5 - 10 x In

Curva D = 10 - 20 x In

Donde In es la intensidad nominal del dispositivo de protección contra sobrecargas (elemento térmico).

En todo momento, el límite de intensidad de corriente admisible en un conductor quedará garantizado por el dispositivo de protección determinado anteriormente.

### **2.2.2.5. CORTOCIRCUITOS.**

Para determinar las diferentes protecciones contra cortocircuitos o capacidades de corte (p. de c.) del dispositivo (elemento electromagnético), se utilizará la fórmula siguiente:

$$I_{cc} = \frac{0.8 \times U}{(Z_f + Z_n) \times L}$$

Donde:

I<sub>cc</sub> = valor eficaz de la corriente de cortocircuito en amperios.

U = tensión simple en voltios.

L = Longitud de la línea general o derivadas en metros.

Z<sub>f</sub> = Impedancia a 70°C del conductor de fase en Ω/metro.

Z<sub>n</sub> = Impedancia a 70°C del conductor neutro en Ω/metro.

La intensidad de cortocircuito más desfavorable se producirá en el caso de defecto fase-neutro.

El valor de cresta de la I<sub>cc</sub> será 2.5 veces I<sub>cc</sub> (valor eficaz).

### **2.3. POTENCIA DE GENERACIÓN TOTAL INSTALADA.**

La potencia de generación total instalada se obtiene mediante la suma de las potencias nominales de los Inversores con que cuenta una Central Solar Fotovoltaica.

La instalación solar sobre cubierta de nave que se proyecta está constituida por 4 campos solares fotovoltaicos, 3 en el Agua Sur y uno en la Norte de la cubierta. En el Agua Sur, se tienen tres campos cuya potencia nominal es de 10 KW cada uno. Mientras que en el Agua Norte, el campo es de una potencia nominal 10 KW.

Por lo que agrupando las 2 aguas de la nave, se tiene una Potencia Nominal de Generación de **40.000 W**, siendo la potencia pico instalada, de **45.080 Wp**.

Por tanto, esta instalación será capaz de inyectar a la red interna de consumo una energía de **60.314,96 kWh anuales**, tal y como se ha calculado en el apartado 2.1.2.3

### **2.4. CÁLCULOS DE SECCIONES DE CONDUCTORES.**

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de la caída de tensión.

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de la potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento de cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud por ejemplo en derivaciones individuales que alimentan a los últimos pisos en un edificio de cierta altura.

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.

Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito.

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia del cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración, (para menos de 5s) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 160°C para cables con aislamiento termoplástico y de 250°C para cables con aislamientos termoestables.

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

#### **2.4.1. CÁLCULOS EN CORRIENTE CONTINUA.**

Tal y como se ha definido en la memoria del presente proyecto, la ubicación de los módulos fotovoltaicos estarán distribuidos sobre los 576 m<sup>2</sup>, que es el área total en planta de la cubierta.

Se considera que la conducción CC está compuesta por 2 tramos:

- Tramo A

Compuesto por las conducciones eléctricas que parten desde cada rama del campo fotovoltaico, hasta su caja de conexiones correspondiente.

- Tramo B

Compuesto por las conducciones eléctricas que parten de las cajas de conexiones, y que llegan hasta la entrada de su inversor correspondiente.

En ambos tramos se utilizarán conductores de cobre.

- Criterio de la caída de tensión.

Para los cálculos de la caída de tensión se ha utilizado la longitud más desfavorable de los conductores, obteniendo de esta forma la caída de tensión máxima que se puede producir.

En la siguiente tabla aparece el cálculo de la caída de tensión de las conducciones para el Tramo A:

Longitud Total Conductor. TRAMO A	
Conductor unipolar 6 mm <sup>2</sup>	530 m

CALCULO CAIDA TENSION TRAMO A: MODULOS - CAJA DE CONEXIONES														
	POTENCIA MODULO (Wp)	NUMERO MODULOS	POTENCIA CALCULO (Wp)	FACTOR DE POTENCIA	TENSION CALCULO (V)	INTENSIDAD CALCULO (A)	LONGITUD CONDUCTOR (m)	NUMERO CONDUCTORES	RESISTIVIDAD CONDUCTOR (Ω/mm <sup>2</sup> )	CDT MAX ADMISIBLE AL 1.5% (V)	SECCION MINIMA CONDUCTOR(mm <sup>2</sup> )	SECCION CONDUCTOR CALCULO (mm <sup>2</sup> )	CAIDA TENSION (V)	CAIDA TENSION (%)
SERIE		N	POT	COS	V	A	l	n	p			Sc	Vt	
Serie 1-1	230	12	2760	1	362,4	7,62	6	2	0,018	5,433071	0,3028	6	0,27	0,08
Serie 1-2	230	12	2760	1	362,4	7,62	10	2	0,018	5,433071	0,5046	6	0,46	0,13
Serie 1-3	230	12	2760	1	362,4	7,62	14	2	0,018	5,433071	0,7065	6	0,64	0,18
Serie 1-4	230	12	2760	1	362,4	7,62	20	2	0,018	5,433071	1,0093	6	0,91	0,25
Serie 2-1	230	12	2760	1	362,4	7,62	6	2	0,018	5,433071	0,3028	6	0,27	0,08
Serie 2-2	230	12	2760	1	362,4	7,62	10	2	0,018	5,433071	0,5046	6	0,46	0,13
Serie 2-3	230	12	2760	1	362,4	7,62	14	2	0,018	5,433071	0,7065	6	0,64	0,18
Serie 2-4	230	12	2760	1	362,4	7,62	20	2	0,018	5,433071	1,0093	6	0,91	0,25
Serie 3-1	230	12	2760	1	362,4	7,62	6	2	0,018	5,433071	0,3028	6	0,27	0,08
Serie 3-2	230	12	2760	1	362,4	7,62	10	2	0,018	5,433071	0,5046	6	0,46	0,13
Serie 3-3	230	12	2760	1	362,4	7,62	14	2	0,018	5,433071	0,7065	6	0,64	0,18
Serie 3-4	230	12	2760	1	362,4	7,62	20	2	0,018	5,433071	1,0093	6	0,91	0,25
Serie 4-1	230	13	2990	1	392,6	7,62	48	2	0,018	5,885827	2,2359	6	2,19	0,56
Serie 4-2	230	13	2990	1	392,6	7,62	35	2	0,018	5,885827	1,6304	6	1,60	0,41
Serie 4-3	230	13	2990	1	392,6	7,62	22	2	0,018	5,885827	1,0248	6	1,01	0,26
Serie 4-4	230	13	2990	1	392,6	7,62	10	2	0,018	5,885827	0,4658	6	0,46	0,12

Tabla 2.3. Calculo caída de tensión y sesión de conductores para tramo A. CC

En la siguiente tabla aparece el cálculo de la caída de tensión de las conducciones para el Tramo B:

Longitud Total Conductor. TRAMO B	
Conductor unipolar 6 mm <sup>2</sup>	52 m
Conductor unipolar 10 mm <sup>2</sup>	138 m

CALCULO CAIDA TENSION TRAMO B: CAJA DE CONEXIONES - INVERSOR														
SERIE	POTENCIA MODULO (Wp)	NUMERO MODULOS	POTENCIA CALCULO (Wp)	FACTOR DE POTENCIA	TENSION CALCULO (V)	INTENSIDAD CALCULO (A)	LONGITUD CONDUCTOR (m)	NUMERO CONDUCTORES	RESISTIVIDAD CONDUCTOR (Ω/mm <sup>2</sup> )	CDT MAX ADMISIBLE AL 1.5% (V)	SECCION MINIMA CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	SECCION CONDUCTOR CALCULO (mm <sup>2</sup> )	CAIDA TENSION (V)	CAIDA TENSION (%)
SERIE		N	POT	COS	V	A	l	n	ρ			Sc	Vt	
Caja con1-Inv1	230	48	11040	1	362,4	30,48	14	2	0,018	5,433071	2,826	6	2,56	0,71
Caja con2-Inv2	230	48	11040	1	362,4	30,48	29	2	0,018	5,433071	5,8538	10	3,18	0,88
Caja con3-Inv3	230	48	11040	1	362,4	30,48	40	2	0,018	5,433071	8,0742	10	4,39	1,21
Caja con4-Inv4	230	52	11960	1	392,6	30,48	12	2	0,018	5,885827	2,2359	6	2,19	0,56

Tabla 2.4. Calculo caída de tensión y sección de conductores para tramo B. CC

Por lo tanto la caída máxima de tensión que se produce en la parte de CC será la correspondiente al Tramo A + Tramo B, cuya caída de tensión total sea máxima:

Dicho tramo se corresponde con la serie 3-4 – Caja de conexiones 3 y el tramo Caja de conexiones 3 - Inversor 3:

CAÍDA TENSION TOTAL DC INFERIOR AL 1.5 (%)		CAÍDA TENSION (%)
Caída de tensión Serie 3-4 - Caja de Conexines 3		0,25
Caída de tensión Caja de Conexines 3 - Inversor 3		1,21
Caída de tensión total		1,46
		<b>CUMPLE CAIDA DE TENSION</b>

Tabla 2.5. Calculo caída de tensión total en CC

Por tanto, se cumple en todo momento que:

$$Cdt (\%) \leq 1,5 \%$$

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

#### Tramo A.

Se seleccionará su sección en función de la tabla A-52-1 bis de la Norma UNE 20460-5-523 (intensidades admisibles (A) al aire a 40° C), siendo las características constructivas tipo B1. Los conductores irán sobre bandeja tipo Rejiband.

La sección de todos los conductores de cobre en este tramo es de 6 mm<sup>2</sup>. La intensidad del conductor es de 7,62 A, si se busca en la tabla de la norma UNE, la intensidad máxima admisible para un conductor de cobre de 6mm<sup>2</sup>, con método de instalación B1 y XLPE2, se obtiene una intensidad de 46 A.

Por lo tanto se cumple  $I_{\text{conductor}} = 7,62 \text{ A} < I_{\text{máx.adm}} = 46 \text{ A}$ , satisfaciendo el criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento el en tramo A.

#### Tramo B.

Se seleccionará su sección en función de la tabla A-52-1 bis de la Norma UNE 20460-5-523 (intensidades admisibles (A) al aire a 40° C), siendo las características constructivas tipo B1. Los conductores irán sobre bandeja tipo Rejiband.

La sección de los conductores de cobre es de 6 mm<sup>2</sup>, para los tramos Caja de Conexiones 1-Inversor 1 y Caja de Conexiones 4-Inversor 4. La máxima intensidad del conductor, es de 30,48 A para ambos tramos. Si se busca en la tabla de la norma UNE, la intensidad máxima admisible para un conductor de cobre de 6mm<sup>2</sup>, con método de instalación B1 y XLPE2, se obtiene una intensidad de 46 A.

Por lo tanto se cumple  $I_{\text{conductor}} = 30,48 \text{ A} < I_{\text{máx.adm}} = 46 \text{ A}$ , satisfaciendo el criterio de la intensidad máxima admisible.

Para los tramos Caja de Conexiones 2-Inversor 2 y Caja de Conexiones 3-Inversor 3, la máxima intensidad del conductor, es de 30,48 A para ambos tramos. Como en estos tramos la sección de los conductores de cobre es de 10 mm<sup>2</sup>, también cumple criterio de la intensidad máxima admisible.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito.

El tercer criterio establece que la sección de los conductores debe ser la adecuada para que, en caso de existencia de un cortocircuito en la línea, el aumento de temperatura que tiene lugar en el conductor sea inferior a la máxima temperatura que soporta el aislante durante el tiempo que dura el cortocircuito (el tiempo que dura el cortocircuito depende del tiempo que tardan los dispositivos de protección en eliminarlo y desconectar la alimentación; las normas establecen que un cortocircuito debe ser eliminado como máximo en 5 s, aunque en caso de interruptores automáticos, el tiempo de respuesta suele ser inferior a 0,1 s). La sección necesaria para soportar un cortocircuito viene dada por:

$$S = \frac{I_{SC} \sqrt{t}}{K_{SC}}$$

Siendo:

$I_{SC}$  : Intensidad de cortocircuito.

$t$  : Tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

$K_{SC}$  : una constante que depende del conductor y de las temperaturas inicial y final del cortocircuito.

En la anterior ecuación se puede observar, que cuanto menor sea el tiempo de cortocircuito la sección es también menor.

Todas las protecciones utilizadas en la instalación son interruptores automáticos o diferenciales, y por lo tanto el tiempo que tardan los dispositivos en actuar es muy inferior a los 5s. De este modo el término del tiempo utilizado en la fórmula es muy pequeño. A su vez el término divisor  $K_{SC}$  , en nuestro caso, por utilizar conductores tipo XLPE tiene un valor de  $K_{SC} = 143$ .

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión, no lo es en instalaciones de baja tensión ya que, como es nuestro caso, por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

#### **2.4.2. CÁLCULOS EN CORRIENTE ALTERNA.**

Se considera que la conducción CA está compuesta por 2 tramos:

- Tramo C

Compuesto por las conducciones eléctricas que parten desde cada inversor, hasta el Cuadro de Protecciones Generales de la instalación (CGPAIX), que interconexiona los inversores.

- Tramo D

Compuesto por las conducciones eléctricas que parten desde el Cuadro de Protecciones Generales de la instalación (CGPAIX), que interconexiona los inversores, hasta el Cuadro de Mando y Protección de la instalación que alimenta los consumos.

- Criterio de la caída de tensión

Para el criterio de la caída de tensión se tomará la longitud de los conductores más desfavorable que produzca una caída de tensión máxima.

Tramo C:

Longitud Total Conductor. TRAMO C  
Conductor unipolar 6 mm<sup>2</sup> 60 m

DE INVERSOR AL CGPAIX	POTENCIA CALCULO	FACTOR DE POTENCIA	TENSION CALCULO (V)	INTENSIDAD CALCULO (A)	LONGITUD CONDUCTOR (m)	NUMERO CONDUCTORES	RESISTIVIDAD CONDUCTOR (Ω/mm <sup>2</sup> )	CDT MAX ADMISIBLE AL 1.5% (V)	SECCION MIN CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	SECCION CONDUCTOR CALCULO (mm <sup>2</sup> )	CAIDA TENSION (V)	CAIDA TENSION (%)
	POT	COS	V	A	l	n	p			Sc	Vt	
INV1-CGPAIX	10000	1	400	14,43	5	3	0,018	3,46	0,65	6	0,38	0,09
INV2-CGPAIX	10000	1	400	14,43	5	3	0,018	3,46	0,65	6	0,38	0,09
INV3-CGPAIX	10000	1	400	14,43	5	3	0,018	3,46	0,65	6	0,38	0,09
INV4-CGPAIX	10000	1	400	14,43	5	3	0,018	3,46	0,65	6	0,38	0,09

Tabla 2.6. Calculo caída de tensión y sección de conductores para tramo C. CA

En la siguiente tabla aparece el cálculo de la caída de tensión de las conducciones para el Tramo D:

Longitud Total Conductor. TRAMO D  
Conductor unipolar 16 mm<sup>2</sup> 90 m

CÁLCULO CAIDA TENSION TRAMO D: PROTECCIONES GENERALES - CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y MEDIDA												
DE CG PROTECCIÓN A CGPM	POTENCIA CALCULO	FACTOR DE POTENCIA	TENSION CALCULO (V)	INTENSIDAD CALCULO (A)	LONGITUD CONDUCTOR (m)	NUMERO CONDUCTORES	RESISTIVIDAD CONDUCTOR (Ω/mm <sup>2</sup> )	CDT MAX ADMISIBLE AL 1.5% (V)	SECCION MIN CONDUCTOR (mm <sup>2</sup> )	SECCION CONDUCTOR CALCULO (mm <sup>2</sup> )	CAIDA TENSION (V)	CAIDA TENSION (%)
	POT	COS	V	A	l	n	p			Sc	Vt	
CGPAIX a CGPM	40000	1	400	57,74	30	3	0,018	3,46	15,58846	16	3,38	0,84

Tabla 2.7. Calculo caída de tensión y sección de conductores para tramo D. CA

Por lo tanto la caída máxima de tensión que se produce en la parte de CA será la correspondiente al Tramo C + Tramo D, cuya caída de tensión total sea máxima. Siendo todas las caídas de tensión iguales para todos los inversores.

CAIDA TENSION TOTAL DC INFERIOR AL 1.5 (%)		CAIDA TENSION (%)
Caída de tensión Inversor-Protecciones Generales Agrupación	0,09	
Caída de tensión Protecciones generales agrupacion-CGMP	0,84	
Caída de tensión total	0,94	CUMPLE CAIDA DE TENSION

Tabla 2.8. Calculo caída de tensión total CA

Por tanto, se cumple en todo momento que:

$$\mathbf{Cdt (\%) \leq 1,5 \%}$$

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento:

Se tendrán en cuenta las prescripciones del punto 5 de la ITC-BT40, del REBT, donde dice: “los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”.

#### Tramo C.

Se seleccionará su sección en función de la tabla A.52-1 bis de la norma UNE 20460-5-523 (intensidades admisibles (A) al aire a 40° C), siendo las características constructivas tipo B1.

La sección de los conductores en este tramo es de 6 mm<sup>2</sup>. Se estudiará la conducción trifásica saliente de los inversores y que va a la caja de protecciones generales. La intensidad del conductor, en este caso es de  $I_{cond} = 14,43$  A, si se busca en la tabla la intensidad máxima admisible para un conductor de cobre de 6 mm<sup>2</sup>, con método de instalación B1 y XLPE3, se obtiene una intensidad de  $I_{m\acute{a}x.adm} = 40$  A.

Ha de aplicarse además un factor de reducción por agrupamiento de varios circuitos. En este caso se tiene un agrupamiento de 4 circuitos. Uno por cada inversor. Atendiendo a la *tabla 52 – E1* de la norma UNE 20460-5-523 y a la ITC-BT-07 del REBT, para un número de circuitos agrupados de 4, y características constructivas tipo B1, se tiene un factor de agrupamiento a aplicar de 0,65 sobre la intensidad máxima admisible. Luego se tiene que:

$$\mathbf{I_{m\acute{a}x.adm} = 0,64 \times 40 = 25,6 \text{ A.}}$$

$$\mathbf{I_{cond} = (14,43 \times 1,25) = 18,038 \leq I_{m\acute{a}x.adm} = 26 \text{ A.}}$$

Por lo tanto cumple el criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

#### Tramo D

Se seleccionará su sección en función de la tabla A.52-1 bis de la norma UNE 20460-5-523 (intensidades admisibles (A) al aire a 40° C), siendo las características constructivas tipo B1.

La sección de los conductores en este tramo es de 16 mm<sup>2</sup>. La intensidad del conductor es de  $I_{cond} = 57,74$  A. Si se busca en la tabla la intensidad máxima admisible para un conductor de cobre de 16 mm<sup>2</sup>, con método de instalación B1 y XLPE3, obtenemos una intensidad de  $I_{m\acute{a}x.adm} = 115$  A.

$$\mathbf{I_{cond} = (57,74 \times 1,25) = 72,17 \text{ A} \leq I_{m\acute{a}x.adm} = 115 \text{ A.}}$$

Por lo tanto cumple el criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito.

El tercer criterio establece que la sección de los conductores debe ser la adecuada para que, en caso de existencia de un cortocircuito en la línea, el aumento de temperatura que tiene lugar en el conductor sea inferior a la máxima temperatura que soporta el aislante durante el tiempo que dura el cortocircuito (el tiempo que dura el cortocircuito depende del tiempo que tardan los dispositivos de protección en eliminarlo y desconectar la alimentación; las normas establecen que un cortocircuito debe ser eliminado como máximo en 5 s, aunque en caso de interruptores automáticos, el tiempo de respuesta suele ser inferior a 0,1 s). La sección necesaria para soportar un cortocircuito viene dada por:

$$S = \frac{I_{SC} \sqrt{t}}{K_{SC}}$$

Siendo:

$I_{SC}$  : Intensidad de cortocircuito.

$t$  : Tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

$K_{SC}$  : una constante que depende del conductor y de las temperaturas inicial y final del cortocircuito.

En la anterior ecuación se puede observar, que cuanto menor sea el tiempo de cortocircuito la sección es también menor.

Todas las protecciones utilizadas en la instalación son interruptores automáticos o diferenciales, y por lo tanto el tiempo que tardan los dispositivos en actuar es muy inferior a los 5s. De este modo el término del tiempo utilizado en la fórmula es muy pequeño. A su vez el término divisor  $K_{SC}$  , en nuestro caso, por utilizar conductores tipo XLPE tiene un valor de  $K_{SC} = 143$ .

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión, no lo es en instalaciones de baja tensión ya que, como es nuestro caso, por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito.

## 2.5. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES A INSTALAR.

### 2.5.1. SOBREGARGAS

- Agua Sur:

En la parte de corriente continua, los módulos fotovoltaicos pueden generar una corriente máxima de 7,62 A, se instalará un interruptor de corte de 16 A 4 polos en cada una de las series o ramas, en el campo fotovoltaico que permita su desconexión en caso necesario.

A la entrada de cada uno de los 3 inversores se situará otro interruptor de corte de 40 A de 4 polos, pues la corriente máxima es de 30,48 A.

Para la parte de corriente alterna:

Por un lado se colocará un interruptor magnetotérmico a la salida de cada uno de los 3 inversores atendiendo a la siguiente tabla:

LINEA	INTENSIDAD (amperios)		
	Nominal de la línea	Nominal del magnetotérmico	Curva disparo Magnetotérmico
Salida invector	14,43	25	C

Tabla 2.9. Calculo magnetotermico CA Inversores Agua Sur

- Agua Norte:

En la parte de corriente continua, los módulos fotovoltaicos pueden generar una corriente máxima de 7,62 A, se instalará un interruptor de corte de 16 A 4 polos en cada serie o rama, en el campo fotovoltaico que permita su desconexión en caso necesario.

A la entrada al invector se situará otro interruptor de corte de 40 A de 4 polos.

Para la parte de corriente alterna:

Por otro lado se colocará un interruptor magnetotérmico a la salida del invector atendiendo a la siguiente tabla:

LINEA	INTENSIDAD (amperios)		
	Nominal de la línea	Nominal del magnetotérmico	Curva disparo Magnetotérmico
Salida invector	14,43	25	C

Tabla 2.10. Calculo magnetotermico CA Inversores Agua Norte

A continuación se instalarán las **protecciones generales de la instalación**, que se componen de:

- Interruptor magnetotérmico de 4 polos. Cuyas características son:

LINEA	INTENSIDAD (amperios)		
	Nominal de la línea	Nominal del magnetotérmico	Curva disparo Magnetotérmico
Protecciones generales	57,74	63	C

Tabla 2.11. Calculo magnetotermico protecciones generales

- Interruptor diferencial de 4 polos. Cuyas características son:

LINEA	INTENSIDAD		
	Nominal de la línea	Nominal del diferencial	Sensibilidad Magnetotérmico
Protecciones generales	57,74	63	300mA

Tabla 2.12. Calculo Interruptor diferencial protecciones generales

Por último, a la entrada del contador de medida de potencia de la instalación, situado en la CGPM (Caja General de Protección y Medida), se instalará una protección magnetotérmica cuyas características serán:

LINEA	INTENSIDAD (amperios)		
	Nominal de la línea	Nominal del magnetotérmico	Curva disparo Magnetotérmico
Protecciones generales	57,74	63	C

Tabla 2.13. Calculo magnetotermico entrada a contador

## 2.5.2. CORTOCIRCUITOS.

Teniendo en cuenta la fórmula expresada en 2.2.2.5 se adopta el poder de corte de los dispositivos de protección que figuran en la siguiente tabla:

LINEA	Poder de corte P.I.A.
Magnetotérmicos tetrapolar de Inversores	6 kA
Interruptor general de corte	6 kA

Tabla 2.14. Poder de corte magnetotermicos utilizados

## 2.6. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA.

Se dispone de un terreno en la instalación, que puede clasificarse como margas y arcillas compactas, por lo que su resistividad está comprendida entre 100 a 200 Ohm x m. Se toma el valor medio de 150 Ohm x m para los cálculos.

Según ITC-BT-18, el electrodo de puesta a tierra se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella en cada caso.

El valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V ó 50 V; el caso más desfavorable 24 V.

El interruptor diferencial con menor sensibilidad utilizado será de 300 mA, por lo que teóricamente, la resistencia de puesta a tierra deberá ser como mucho de:

$$R_{pt} = \frac{V}{I_d} = \frac{24}{0,3} = 80\Omega$$

Siendo:

**R<sub>pt</sub>** = Resistencia puesta a tierra máxima (Ohmios).

**V** = Tensión máxima a soportar en caso de defecto a tierra (V)

**I<sub>d</sub>** = Corriente máxima a la que actúa el interruptor diferencial (A).

Por seguridad de cálculo, se adoptará  $R_{pt} < 20\Omega$

Así, si se utilizan picas de 2 m, el número de picas a instalar será de:  $\frac{1}{R_{pt}} = \frac{1}{R_p} + \frac{1}{R_{ce}}$

Siendo:

**R<sub>p</sub>** = Resistencia total de N<sub>p</sub>- Número de picas a calcular en paralelo (Ohmios).

**R<sub>ce</sub>** = Resistencia total del cable enterrado o flagelo (Ohmios).

Los valores de **R<sub>p</sub>** y **R<sub>ce</sub>** son; si se adopta **N<sub>p</sub> = 4**

$$R_p = \rho / (L_p * N_p) = 150 / (2 * 4) = 18,75\Omega$$

$$R_{ce} = 2 * \rho / L_c = 2 * 150 / 12 = 25\Omega$$

Siendo a su vez:

**ρ** = Resistividad media del terreno = 150 Ohmios x m

**L<sub>p</sub>** = Longitud de cada pica = 2 m

**L<sub>c</sub>** = Longitud del conductor enterrado = 12 m

$$R_{pt} = \frac{R_p * R_{ce}}{R_p + R_{ce}} = 12,75\Omega$$

Por tanto, con **N<sub>p</sub> = 4 picas**, la instalación quedará protegida. Estando lo anterior de acuerdo con lo prescrito en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

# **MEDICIONES Y**

# **PRESUPUESTO**

**3.1. MEDICIONES.**

<b>Nº orden</b>	<b>Concepto</b>	<b>Unid.</b>
1	Módulos Fotovoltaicos ATERSA A-230P	196
2	Inversor Fronius IG Plus 120	4
3	Estructuras soporte con triángulos, prefabricadas en aluminio	1
4	Metros cable 1KV 6 mm <sup>2</sup> Cu, CA	60
5	Metros cable 1KV 16 mm <sup>2</sup> Cu, CA	90
6	Metros cable 1KV 6 mm <sup>2</sup> Cu, CC	582
7	Metros cable 1KV 10 mm <sup>2</sup> Cu, CC	138
8	P.A. Sistemas y elementos de control, conexión, protección, y señales para mantenimiento y monitorización.	1
9	P.A. Mano de obra	1
10	P.A. Proyecto, dirección de obra, certificados y gestión de autorizaciones (no incluye tasas ni visados)	1
11	P.A. Diseño e ingeniería de detalle para la fabricación y montaje de los equipos que forman parte del suministro.	1
12	P.A. Gestiones y trabajos necesarios para la presentación y obtención de ayudas y, en su caso, punto de conexión y régimen especial	1
13	P.A. Documentación final, manuales de uso y operación.	1
14	P.A. Boletín de la instalación realizado por instalador autorización y documentación técnica y administrativa necesaria para la obtención de permisos, etc.	1

### 3.2. PRESUPUESTO

<b>PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA</b>	
<b>CLIENTE:</b> CENTRO OCEANOGRAFICO DE MURCIA <b>UBICACIÓN:</b> Carretera de la Azohia, s/n. Puerto de Mazarron <b>PRESUPUESTO N°:</b> 1	<b>FECHA:</b> 01/09/10 <b>HOJA N°:</b> 1
<b>POTENCIA PICO INSTALACIÓN :</b> <b>POTENCIA NOMINAL INSTALACIÓN :</b>	<b>45,08 KW</b> <b>40 KW</b>
PARTIDAS	TOTAL
<b>1. TRAMITACIONES.</b>	
Proyecto instalación.	
Tramitaciones licencia de obra	
Trámites con Adiministraciones.	
Tramitación Preregistro Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.	
Dirección de obra.	
Certificación de finalización de obras de instalaciones.	
Puesta en marcha de instalaciones. Inicio de Producción.	
Otras tramitaciones: subvencion IDAE, CARM	
<b>Total</b>	<b>342,78 €</b>
<b>2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.</b>	
<b>2.1. ELEMENTOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>	
Suministro de Módulos fotovoltaicos. 196 Módulos Atersa 230 Wp.	94.668,00 €
Suministro de Inversores Fronius.	16.120,00 €
Estructura soporte módulos fotovoltaicos.	10.819,20 €
Elementos de sujeción y fijación estructurales.	3.606,40
<b>Total</b>	<b>125.213,60 €</b>
<b>2.2. INSTALACIONES BAJA TENSIÓN.</b>	
Suministro conducciones DC, AC.	
Equipo de medida.	
Dispositivos de protección eléctrica.	
Caja General de Protección y módulo de protección y medida.	
Otros elementos instalación eléctrica (tubos, canaletas, bandejas, pequeño material, etc)	
<b>Total</b>	<b>237,31 €</b>
<b>2.3. MANO DE OBRA.</b>	
Mano de obra ingeniería.	
Instalación eléctrica BT.	
Montaje de estructuras	
Montaje de módulos	
Montaje de inversores.	
Montaje sistema de monitorización y control de datos	
<b>Total</b>	<b>738,30 €</b>
<b>3. SEGURIDAD Y SALUD.</b>	
Medidas de protección individuales y colectivas durante la ejecución de la instalación.	
<b>Total</b>	<b>1.200,00 €</b>
<b>4. SISTEMA DE MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE DATOS.</b>	
Tarjetas de comunicación inversores. COM CARD	
Red de comunicación.	
Dispositivo de recepción y descarga de datos a PC. Datalogger	
<b>Total</b>	<b>3.000,00 €</b>
<b>5. OBRA CIVIL.</b>	
<b>Total</b>	
<b>SUMA</b>	<b>130.732,00 €</b>
<b>I.V.A (18%)</b>	<b>23.531,76 €</b>
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b>154.263,76 €</b>

Asciende el presente presupuesto general, para la realización de una **CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE CONEXIÓN A RED INTERNA PARA AUTOCONSUMO DE 40 KW**, a la cantidad arriba expresada de CIENTO TREINTA MIL SETECIENTOS TREINTA Y DOS EUROS MÁS IVA.

### 3.3. SUBVENCIONES Y AYUDAS

Existen una serie de ayudas destinadas a la implantación de este tipo de tecnologías. En concreto, esta instalación cumple los requisitos de la *Orden de 28 de mayo de 2010, de la Consejería de Universidades, Empresa e Investigación, por la que se establecen las bases reguladoras y se convocan subvenciones correspondientes al ejercicio 2010, para la ejecución y explotación de proyectos de gestión energética sostenible por medio de instalaciones de aprovechamiento de recursos energéticos renovables en el área solar fotovoltaica aislada y mixta eólica-fotovoltaica aislada.*

Esta instalación será considerada una instalación solar fotovoltaica aislada sin acumulación. Cumple todos los requisitos pues, tal y como dice la Orden en su Artículo 3.3, *Las actuaciones deberán incluir alguna de las aplicaciones prioritarias siguientes:*

*Sistema de generación eléctrica, que transformen la energía de la radiación solar, mediante módulos fotovoltaicos o de la energía del viento mediante aerogeneradores, en energía eléctrica, para su consumo aislado de la red de distribución, pudiendo contar el sistema con acumulación de energía eléctrica. Incluyendo aquellas instalaciones mixtas en que la aportación fotovoltaica sea al menos del 50% de la Potencia Eólica.*

*Con la finalidad de suministrar energía eléctrica para la:*

- Electrificación doméstica y servicios públicos: viviendas, iluminación con farolas autónomas, instalaciones turísticas, refugios, albergues, etcétera.*
- Electrificación agrícola o ganadera: bombeos de agua, sistemas de riego, electrificación de granjas, sistemas de ordeño, refrigeración, iluminación de invernaderos, etcétera.*
- Señalización y comunicaciones: Navegación aérea y Marítima, carreteras y ferrocarriles, repetidores de telecomunicaciones, etcétera.*
- Desalinización y oxigenación del agua.*
- Generación de hidrógeno.*
- Protección Catódica, alimentación de vehículos eléctricos, etcétera.*

Así mismo, en el Artículo 6.1 se explica los beneficiarios, pudiendo ser estos *las corporaciones locales, las empresas privadas, las familias e instituciones sin fines de lucro domiciliadas en la Región de Murcia, pertenecientes a cualquier sector o actividad, ya sean personas privadas, físicas, jurídicas, y comunidades de bienes u otros tipos de unidades económicas o patrimonio separado sin personalidad jurídica.*

La cuantía de las subvenciones, según reza el artículo 7, *no podrá superar en general el 40 % del coste de referencia consistente en:*

- 10,00 €/Wp sistema fotovoltaico y 3,00 €/Wp generador eólico para instalaciones con acumulación.*
- 8,00 €/Wp sistema fotovoltaico y 3,00 €/Wp generador eólico para instalaciones sin acumulación.*

Siendo las cuantías, según ANEXO 1 de la Orden:

1.- Instalaciones con Acumulación

Ayuda IDAE 3,20 €/Wp

Ayuda Complementaria CARM 1,80 €/Wp

2.- Instalaciones sin Acumulación

Ayuda IDAE 2.60 €/Wp

Ayuda Complementaria CARM 1,30 €/Wp

Estas ayudas establecen un límite máximo de 12.000 Euros. Esta sería la cuantía subvencionable del presente proyecto.

# VIABILIDAD

#### 4.1.- INTRODUCCION

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un gran desarrollo en la última década, tanto a nivel de avance tecnológico como de potencia instalada.

En el primer caso debido a la mejora de la electrónica de potencia, al aumento de la eficiencia y topología de paneles fotovoltaicos, etc. Mucho se ha avanzado, por ejemplo, en el campo de inversores solares, siendo estos mas eficientes, con seguimiento de punto de máxima potencia, con limitación del ruido introducido en la red debido a los armónicos, un manejo que facilita su instalación y mantenimiento, etc. A esto se ha unido el avance, tanto en eficiencia como en el desarrollo de nuevos paneles, alcanzándose eficiencias de célula en laboratorio cercanas al 25%.

La potencia instalada en el territorio español ha experimentado un crecimiento exponencial en la última década, superándose en 2007 las perspectivas que establecía el Plan de Energías Renovables 2005-2010.

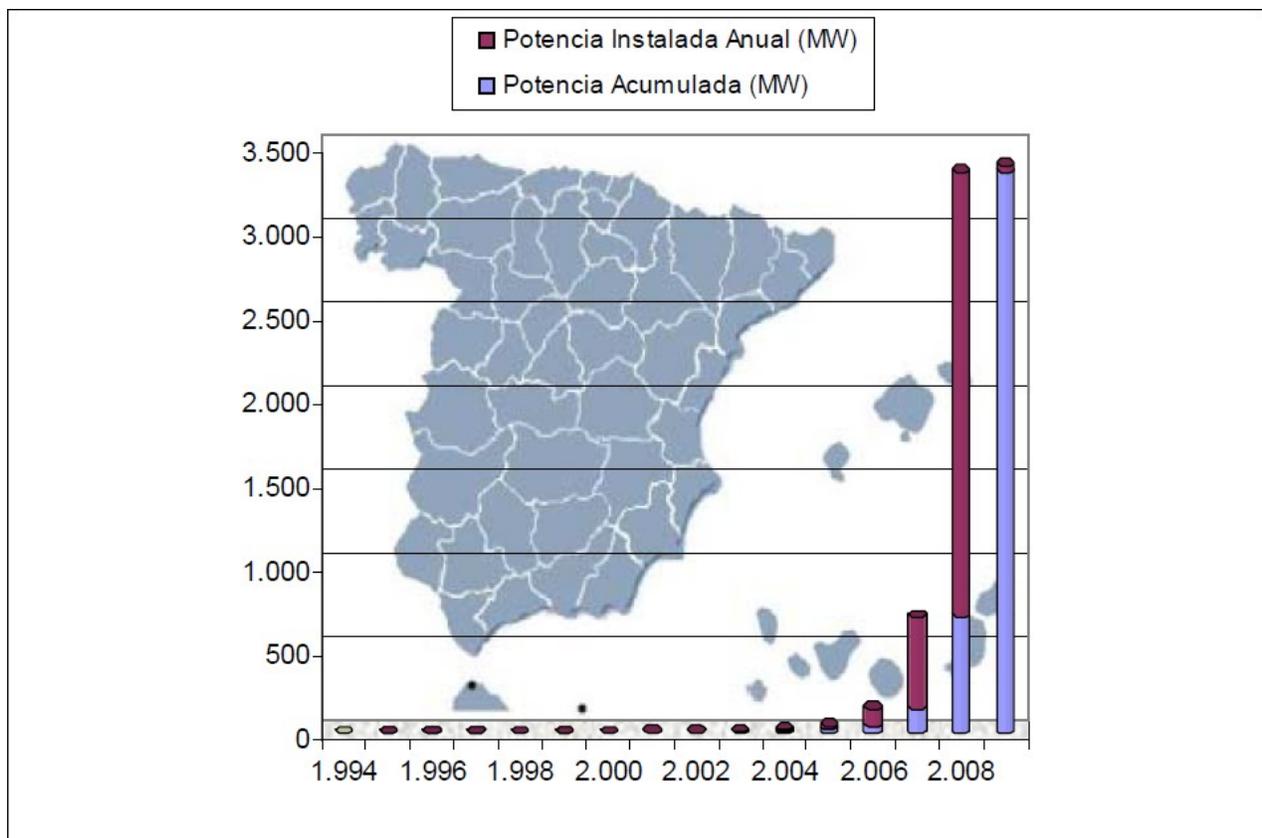


Figura 4.1. Potencia instalada anual y acumulada. Fuente: ASIF

Este aumento de la potencia instalada ha tenido varias causas. Una de ellas, como se dice anteriormente, es el desarrollo tecnológico, si bien no se entiende un factor sin el otro. Pero otra, poco tiene que ver con la tecnología, sino con políticas publicas. Políticas de favorecimiento a la implantación de este tipo de tecnología de generación eléctrica.

En la mayoría de países desarrollados, se han establecido políticas para el desarrollo de Energías Renovables, pues como, ya se sabe, son fuentes de energía que aprovechan los recursos autóctonos reduciendo la dependencia energética del exterior. En plena crisis de agotamiento de recursos fósiles y constante subida de precios de estos combustibles se decide apostar por este tipo de fuentes de energía.

En este sentido, en España, se realiza en Plan de Energías Renovables 2005-2010, estableciéndose objetivos de potencia para cada una de las energías renovables. Como decimos anteriormente, en el caso de la energía solar fotovoltaica estos objetivos se vieron ampliamente superados.

Este Plan de Energías Renovables 2005-2010, va acompañado de una serie de Reales Decretos que van fijando unas condiciones de compra de energía proveniente de fuentes renovables bastante beneficiosas para la inversión en este tipo de tecnologías, y que demuestran la apuesta del Estado por esta energía. Sin embargo, también ayuda a crear un sistema, que a juicio de algunos analistas es insostenible por el alto desarrollo y las altas retribuciones que se alcanzan.

Con el nuevo Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020 y el desarrollo normativo, pendiente de publicación, se intenta controlar esta situación. Si bien, la incertidumbre creada, junto a la crisis económica que azota al mundo, ha producido un estancamiento del sector fotovoltaico español, llamado a ser pionero a nivel mundial.

La evolución de la normativa española para el desarrollo de las energías renovables se verá con más atención en el apartado siguiente. El objetivo de esta introducción es destacar que en el caso español, se plantea la posibilidad de que con la evolución de la industria fotovoltaica española, alrededor del 2015, la tarifa fotovoltaica coincida con el coste de la electricidad del segmento residencial, o sea se alcance el "**Grid Parity**". Es decir, lo que se plantea es, una vez desarrollado el sector, seguir apostando por él pero de forma que no añada un sobrecoste a la tarifa eléctrica.

Con la bajada de precios de los componentes que forman una instalación fotovoltaica en la última década, pasando en pocos años de 6-7 Euros/Wp a, en torno, 3 Euros/Wp y el recorte a las primas por la venta de esta energía, se abre la vía a que instalaciones para autoconsumo, como la que se estudia en este proyecto, tengan una cierta viabilidad económica. No obstante, será cuando se alcance la "*Grid Parity*" cuando este tipo de instalaciones alcancen una rentabilidad que las haga muy interesantes.

En el caso que aquí se estudia se pretende, más que una alta rentabilidad, un ahorro que revierta sobre el edificio estudiado. Se trata de comparar si se ahorraría instalando una planta generadora de energía fotovoltaica respecto a la tarifa eléctrica.

Es un edificio perteneciente a la administración del Estado, una empresa pública. Si realizan la instalación para la venta de energía, los beneficios revertirían sobre la Administración. El cliente lo que busca, es que los beneficios reviertan directamente sobre la sucursal. Veremos que, aunque estas instalaciones, pueden ser beneficiarias de ciertas subvenciones, son instalaciones que requieren de más políticas públicas, pues si descontamos de dichas subvenciones los gastos por compra de emisiones que se ahorra el Estado y por almacenamiento de productos radioactivos, estas instalaciones son penalizadas. Es decir, los costes

ahorrados al Estado son mayores a las subvenciones que reciben. Algo totalmente injusto, pues se trata de una energía limpia, cuyos beneficios (no solo económicos) revierten en la sociedad y que reduce la gran dependencia energética de España (78 % según PANER 2011-2020). Además de ser una energía con un alto apoyo social.

En los siguientes apartados se van a estudiar tres factores, considerados clave, para determinar el futuro de este tipo de instalaciones para autoconsumo. Estos van a ser, la evolución de la normativa española en cuanto a la tarifa fotovoltaica, la evolución del precio de las instalaciones y la evolución de la tarifa domestica, la cual se elige como base para este estudio. El objetivo de este estudio es el de demostrar que en un breve espacio de tiempo se alcanzará la paridad de tarifas y, a partir de ese momento, será mas rentable este tipo de instalaciones que las de conexión a red para venta de energía.

#### **4.2.- EVOLUCION DE LA TARIFA FOTOVOLTAICA**

En este apartado se realizará un breve repaso a la normativa en materia de generación eléctrica con tecnologías fotovoltaicas que han regido el territorio español en la última década. Analizaremos las diferencias entre los Reales Decretos 436/2004, 661/2007 y 1578/2008. También se hará mención a la Nota de Prensa aparecida en el Ministerio de Industria, el pasado 01 de Agosto de 2010, que da unas pistas de por donde se encaminarán las políticas del Gobierno en los próximos años.

Al mismo tiempo se expondrá el grado de cumplimiento del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y los objetivos del nuevo Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020.

La Ley 57/1997, establece la diferenciación de un conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica que conforman el “régimen especial”, las cuales disfrutaban de una cierta singularidad jurídica y económica frente al resto de instalaciones de producción integrantes del llamado “régimen ordinario”.

Este “régimen especial” es el conformado por instalaciones generadoras de electricidad abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable. . Por tanto la energía solar fotovoltaica forma parte de este régimen.

El RD 436/2004 tiene por objetivo establecer un régimen económico para las instalaciones acogidas a régimen especial. Para conseguirlo se establecen dos formas de retribución. Una la de vender la producción al distribuidor percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media. Otra la de vender en mercado libre, percibiendo por ello el precio negociado en el mercado mas una prima.

Este Real Decreto divide las centrales generadoras en varias categorías, subdividas a su vez en grupos y subgrupos. En función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos se pertenecerá a uno de estos grupos. Y van a ser estas características las que definan el tipo de retribución o prima a percibir. Las instalaciones solares fotovoltaicas quedarán de la siguiente forma.

*Categoría b)* instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no

consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

*Grupo b.1* Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar.

*Subgrupo b.1.1.* Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica.

A su vez, a la hora de la retribución, en su artículo 33. *Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.* Hace distinción dependiendo de la potencia instalada:

1. Instalaciones de energía solar fotovoltaica del subgrupo b 1.1 de no más de 100 Kw. de potencia instalada:

Tarifa: 575 % TEM durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 460 % a partir de entonces.

2. Resto de instalaciones de energía fotovoltaica del subgrupo b 1.1.

Tarifa: 300 % TEM durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 240 % a partir de entonces.

Fijándose la tarifa eléctrica media o de referencia para ese año 2004 en 7,2072 cEuro/Kwh.

Así queda la siguiente retribución, para el año 2004:

- Instalaciones  $\leq$  100 Kw  $\rightarrow$  41,4414 cEuro/Kwh.
- Instalaciones  $>$  100 Kw  $\rightarrow$  21,6216 cEuro/k.o.

Con estas tarifas se pretende dar un impulso a este sector, con el objeto de alcanzar los objetivos marcados en el PER 2005-2010. Este plan tenía el objetivo de incremento de la potencia fotovoltaica en 363 MWp en el periodo 2005-2010. Alcanzando los 400 MWp de potencia acumulada en el estado español para 2010.

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar dentro del periodo 2005-2010 y según el tipo de instalación, era la siguiente:

	2005 (MW)	2006 (MW)	2007 (MW)	2008 (MW)	2009 (MW)	2010 (MW)	TOTAL 2005 - 2010 (MW)
<b>Aislada</b>	1,0	1,5	2,0	2,5	3,5	4,5	<b>15,0</b>
<b>P &lt; 100 kW, fija</b>	13,0	19,0	32,0	47,0	47,0	47,0	<b>205,0</b>
<b>P &lt; 100 kW, con seguimiento</b>	5,0	6,0	11,0	17,0	28,0	45,0	<b>112,0</b>
<b>P &gt; 100 kW</b>	-	-	1,0	5,0	10,0	15,0	<b>31,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>19,0</b>	<b>26,5</b>	<b>46,0</b>	<b>71,5</b>	<b>88,5</b>	<b>111,5</b>	<b>363,0</b>

Tabla 4.1. Objetivos de potencia fotovoltaica PER 2005-2010. Fuente: PER 2005-2010

El 25 de mayo de 2007 se aprueba un nuevo RD 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Y es que, aunque los objetivos del PER 2005-2010 se están alcanzando, tal y como se reconoce en la introducción del RD “La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente se hace necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años...ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías.... El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado mas relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen distributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa eléctrica Media o de Referencia”. Este Real Decreto sigue manteniendo la división de las instalaciones en categorías, grupos y subgrupos. Así las instalaciones solares fotovoltaicas siguen perteneciendo a la *Categoría b), grupo b.1, subgrupo b.1.1*. Sin embargo, con respecto a la retribución, introduce un nuevo ratio, quedando de la siguiente manera:

- Instalaciones  $\leq 100$  KW → 44,0381 cEuro/Kwh
- Instalaciones  $100$  KW  $< P \leq 10$  MW → 41,75 cEuro/Kwh
- Instalaciones  $10$  MW  $< P \leq 50$  MW → 21,6216 cEuro/Kwh

Esto supone un gran espaldarazo a las instalaciones, sobre todo a las mayores de 100 KW y hasta 50 KW, por otra parte también pone fin al fraude que se estaba cometiendo realizando grandes campos solares con muchos titulares para que ninguno de ellos sobrepasase los 100 KW instalados y así poder cobrar una tarifa mas alta.

Como observamos, ninguno de los decretos estudiados hasta ahora habla de ningún tipo de cupo máximo de potencia a instalar. Sin embargo, este ultimo RD 661/2007 establecía un límite para el cobro de la tarifa fotovoltaica cuando se llegará a los 371 MW, limite a partir del cual la Secretaría General de Energía podía modificar al alza el límite de potencia, ya que si no era necesario esperar a que en el 2010 se revisen las tarifas y primas, según los nuevos objetivos del nuevo Plan de Energías Renovables para el período 2011-2020.

La evolución de la potencia instalada en España durante los años relativos al PER 2005-2010 se muestra en la siguiente tabla:

Año	Potencia instalada (MW)	Potencia Acumulada (MW)
2005	24	47
2006	99	146
2007	555	701
2008	2758	3.459
2009	176	3.635
2010*	239	3.874

\* Hasta Junio 2010

Tabla 4.2. Potencia instalada y acumulada en España 2005-2010. Fuente. CNE

Como se puede observar las retribuciones fijadas por el RD 661/2007 supusieron un crecimiento exponencial de la potencia fotovoltaica instalada en España. Sobrepasando en 2007 los objetivos que se establecía el PER 2005-2010 para 2010 y sufriendo un fuerte crecimiento en el año 2008.

Cumplidos los objetivos, el sistema retributivo se vuelve insostenible y, aunque se eleva el objetivo de 371 MW de potencia instalada conectada a red, se cambia este sistema retributivo. Con el fin de controlar esta situación el Gobierno sacó el nuevo Real Decreto RD1578/2008, que establece en su Artículo 5, que en cada convocatoria se establecen unos cupos de potencia por tipología. Este Real Decreto establece los siguientes tipos de instalaciones, función de su ubicación y potencia, en su Artículo 3:

- a) *TIPO I. instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario.*

*O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.*

*Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:*

*Tipo I.1. Instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 KW.*

*Tipo I.2. Instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 KW*

b) TIPO II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

Al mismo tiempo se establece un cupo de potencia de 400 MW para el año 2009 de 400 MW, repartido de la siguiente manera:

- a) Tipo I: 267 MW, con el reparto siguiente: 10% subtipo I.1 y 90% subtipo I.2.
- b) Tipo II: 133 MW.

Con esta reforma se prima las pequeñas instalaciones frente a los grandes campos fotovoltaicos. Se intenta así regular la instalación de más potencia que la financieramente posible se puede pagar.

Así mismo se establece una tarifa mucho mas baja que la vigente hasta el momento, con el argumento de que el precio de las instalaciones es mucho menor que al inicio del PER 2005-2010.

Las tarifas para la primera convocatoria fueron las siguientes:

TIPO I

Subtipo I.1.                      34 cEuro/Kwh

Subtipo I.2.                      32 cEuro/Kwh

TIPO II                              32 cEuro/Kwh

Sin embargo la tarifa de las siguientes convocatorias bajaba en función de la potencia preasignada en la convocatoria anterior. Siendo, por ejemplo, los valores de las tarifas que serán de aplicación para la convocatoria del cuarto trimestre de 2010 son:

- Subtipo I.1: 32,1967 c€/kWh
- Subtipo I.2: 28,6844 c€/kWh
- Tipo II: 25,8602 c€/kWh

Llegado a este punto, para este año 2010 se espera, no sin incertidumbre, la nueva ley que rija el sector. De la Nota de Prensa publicada por el Ministerio de Industria, el día 1 de Agosto de 2010, se puede extraer que los cupos de potencia seguirán y una importante bajada en la retribución: De un 45 % en instalaciones de tipo II y, entre, un 5 y un 20 %, para instalaciones de tipo I. También abre una puerta al campo de los autoconsumos y a la venta de energía sobrante. Tendremos que esperar para establecer conclusiones en lo que considero un campo interesante.

Si la reducción en la tarifa a instalaciones sobre suelo se realiza en base a esta ultima convocatoria, podríamos estar hablando de retribuciones de entre 14 y 15 cEuro/Kwh. Esto, unido al alza en la tarifa domestica, hace que podamos pronosticar que se alcance el “**Grid Parity**” con la tarifa domestica en muy poco tiempo.

El objetivo de este apartado es demostrar precisamente eso. Que en muy poco tiempo la tendencia es a que

se iguale el precio de venta de energía eléctrica proveniente de energía solar fotovoltaica con el precio de la tarifa domestica. No es desatinado pronosticar una paridad a medio plazo con la Tarifa eléctrica Media. Y es, entonces cuando verdaderamente la rentabilidad de estas instalaciones sea importante.

Durante todo el apartado se observa que hablamos de un precio de venta de la energía fotovoltaica regulado. Es decir, es una energía, como casi todas de una u otra manera, subvencionada. El proyecto que aquí se realiza puede optar a una subvención que podemos calificar de neutra e incluso penalizante para la instalación (este concepto se desarrollará mas adelante). Por ello se cree que este tipo de instalaciones deberían de ser tenidas en cuenta por el Estado pues, además de todos los efectos beneficiosos que se le achacan a la energía solar, esta tiene la ventaja de no tener que ser gestionada por nadie externo al edificio, con el consecuente ahorro que esto supone.

#### **4.3.- EVOLUCION DEL PRECIO DE LAS INSTALACIONES**

Otro de los factores determinantes para la viabilidad económica de este proyecto es el precio de las instalaciones. En este apartado estudiaremos que evolución ha seguido este precio en los últimos años y cuales son las tendencias futuras. Está claro que este es un factor importantísimo en el futuro desarrollo de la energía solar fotovoltaica. Un factor clave para que esta se competitiva.

Las sucesivas bajadas de la Tarifa Fotovoltaica, hacen imprescindible una bajada en los precios de los componentes que forman la instalación para alcanzar la “**Grid Parity**”. Además, el crecimiento experimentado en los últimos años de instalaciones fotovoltaicas hace que los costes de producción se reduzcan un porcentaje significativo en la última década.

La industria fotovoltaica fija el objetivo de la “**Grid Parity**” para el año 2015. Aunque algunos analistas avisan que en el año 2012 seria posible. Si analizamos atentamente el apartado anterior en el que se estudiaban los distintos marcos regulatorios de este tipo de energía, no es descabellado pensar que pronto se alcanzará esta paridad.

La siguiente figura muestra los escenarios que se plantea la industria fotovoltaica española en los próximos años:

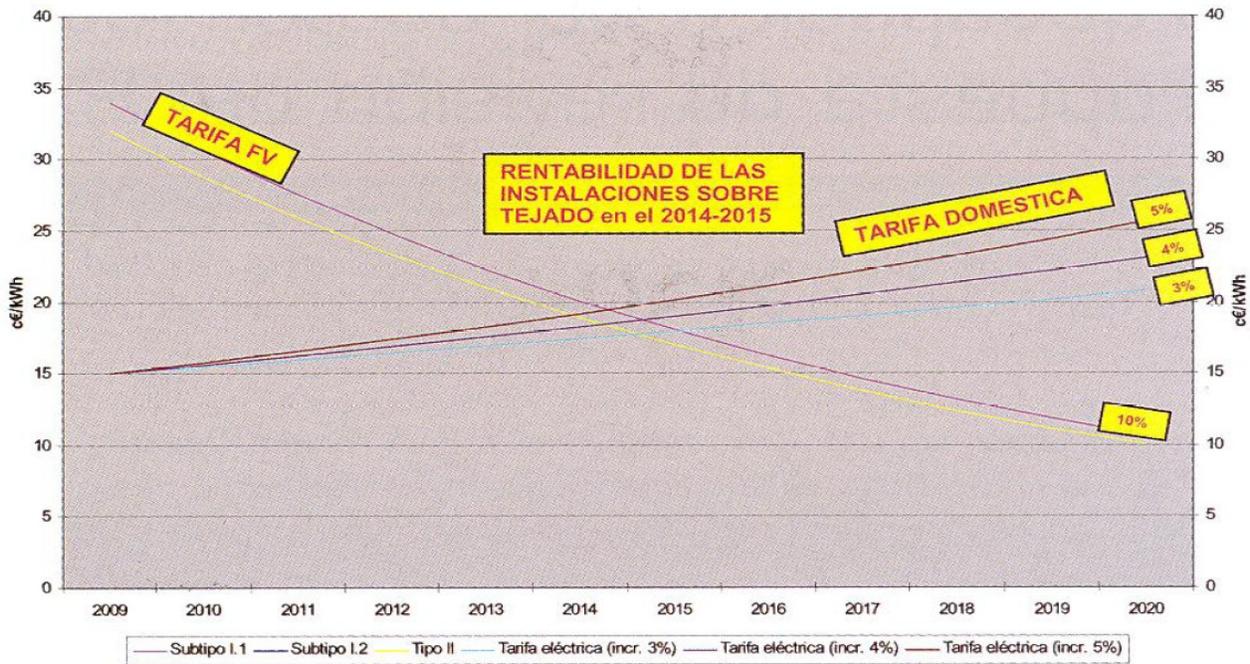


Figura 4.2. Fuente: Transición, evolución y perspectivas de la industria fotovoltaica española. ASIF

Como se puede observar la paridad con la tarifa fotovoltaica se prevé para el año 2014-2015 dependiendo del escenario que se tome como referencia. Es importante destacar que las previsiones para el año 2020 mas desfavorables para el proyecto que aquí tratamos hablan de una tarifa domestica que dobla la tarifa fotovoltaica. Esto hace pensar que este tipo de instalaciones para autoconsumo, tienen un gran futuro por delante.

Pero para que esto se de, es necesario que analicemos el precio de las instalaciones, sobre todo del componente fundamental de esta, el modulo fotovoltaico. Así, si vemos la siguiente figura observamos los precios de los distintos módulos para el año 2004.

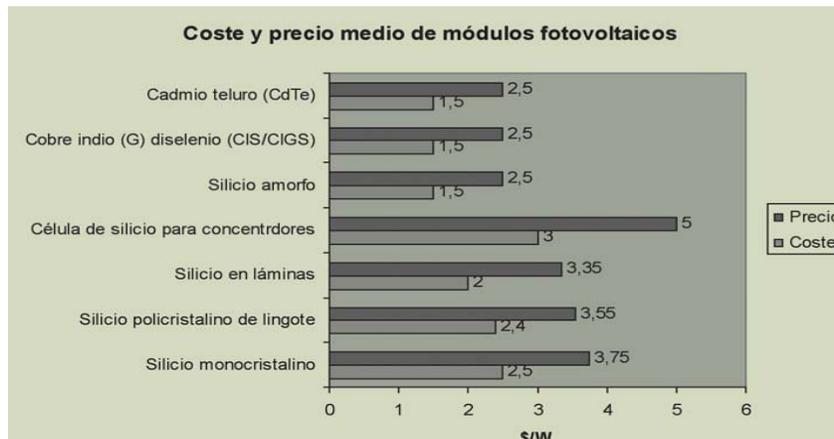


Figura 4.3. Coste módulos fotovoltaicos año 2004. Fuente: Promoteus Institute

En la última década el precio de los módulos fotovoltaicos ha descendido a menos de la mitad. De acuerdo con los datos del informe europeo de buenas practicas en el año 2004 en España, el precio de los módulos FV se situaba entre 2,75 y 3,25 €/Wp. Hoy en día, hablamos de unos precios de, en torno a 2 €/Wp, y con una clara tendencia a la baja.

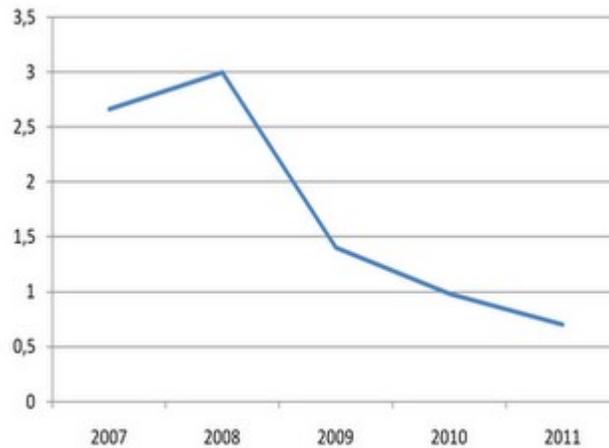


Figura 4.4. Tendencias costes módulos fotovoltaicos €/Wp. Fuente: revolucionenergetica.info

A pesar de estas reducciones importantes, se estima que el precio seguirá descendiendo en los próximos años situándose en 1,40 €/Wp a finales de 2010 y en 1 €/Wp a finales de 2011, mientras que los paneles de capa fina se podría situar en esta fecha en un precio que estaría entre los 0,6 €/Wp y 0,8 €/Wp.

Y esto anterior, inevitablemente, influirá en la bajada de precios de las instalaciones fotovoltaicas. No obstante, si el coste medio, para instalaciones en suelo fijas se situaba entre 6 y 6,5 €/Wp (algo mas caras en cubierta) y entre 7-8 €/Wp para instalaciones con seguidores en 2004, a fecha de hoy hablamos de instalaciones con precios entre 2,7-3 €/Wp fijas en suelo y 2,8-3,5 €/Wp en cubierta.

Con estos datos, no seria descartable pensar que en solo unos meses se tengan unos precios por debajo de 2,5 €/Wp.

#### **4.4.- EVOLUCION DE LA TARIFA DOMESTICA**

Como se puede observar en la figura 4.2, la tendencia del precio de la tarifa domestica es a crecer, al mismo tiempo que disminuye la tarifa fotovoltaica. En este apartado se van a estudiar tres supuestos posibles.

Para calcular la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas, con respecto a la tarifa doméstica, y habida cuenta de los pocos años que faltan, se va a suponer que para el caso de las instalaciones fotovoltaicas, el descenso de tarifas puede estar entre el 5% y el 10% (sin contar el IPC), y que para el caso de las tarifas domésticas, se pueden tener subidas de entre un 3% y un 5% (también sin contar el IPC, habida cuenta de la necesidad de repercutir en las tarifas de los consumidores, el coste real de la generación).

Para el caso de la tarifa doméstica, se parte a inicios de 2.009, de una tarifa media de 15 c€/kWh. Esta estimación la realizaba el ASIF. Sin embargo, podemos comprobar que esas previsiones no se han cumplido, pues la Tarifa de Ultimo Recurso para el tercer trimestre de 2010, es de 0,117759 €/kWh (según Resolución de 28 de Junio de 2010).

No obstante, ese precio es debido a la congelación de precios producida en Julio de 2010 (en la que se barajaba una subida de entre el 10 y el 20 %), pero todo hace pensar que, mas que una congelación, es dilatar en el tiempo la inevitable subida, pues esta medida, solo hace incrementar el déficit tarifario.

Así, seguiremos considerando como validas las estimaciones de ASIF, pues a pesar de esta congelación, todo hace pensar que esta estimación se va a cumplir, y en breve se aprobará esa brusca subida. Medios de comunicación (diario ABC, de 17 Septiembre de 2010) afirman que según fuentes del gobierno, el precio de la tarifa se ha de incrementar un 60 % para compensar ese déficit de tarifa. Por tanto, en este estudio consideramos validas las estimaciones de ASIF.

Analizaremos tres casos de bajadas de los precios de la tarifa fotovoltaica, el primero considerando una bajada media del 10%, el segundo del 7%, y el tercero del 5%, bajada considerada hoy día como posibles dentro del panorama previsto.

En el primer caso (Figura 4.5), se observa que se puede encontrar la convergencia, para los casos de tarifas sobre tejado, entre los años 2.014 y 2.015, y si hubieran sido instalaciones sobre suelo en las que su evacuación de energía estuviera muy cercana a los consumos, podría producirse incluso antes.

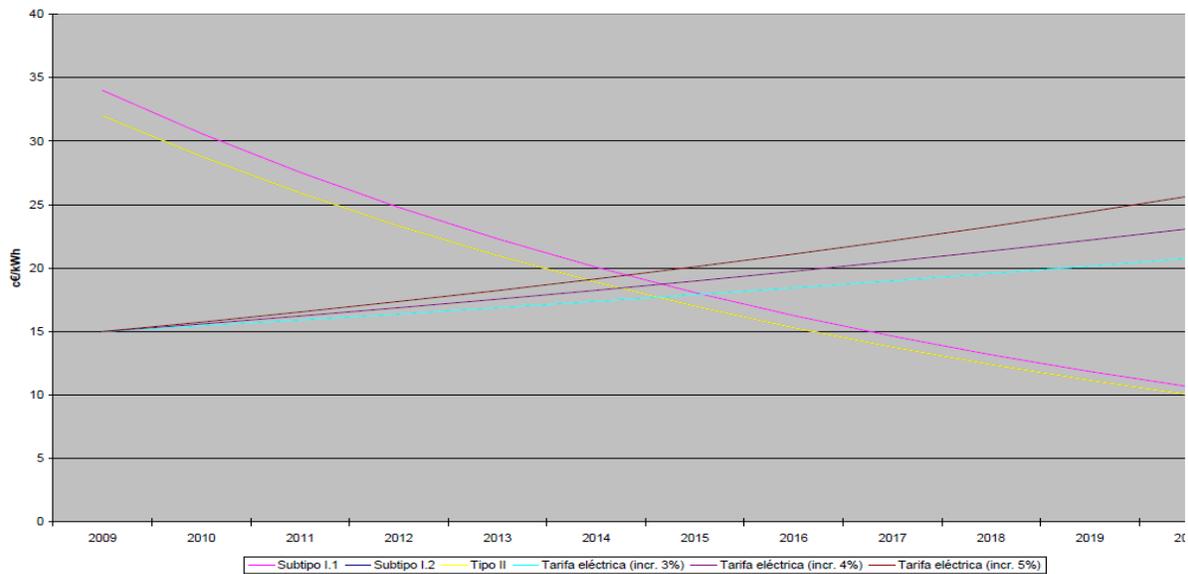


Fig.4.5. Evolución tarifa fotovoltaica por tipos (bajada 10%) y evolución de la tarifa doméstica. Fuente. Tesis doctoral Eduardo Fernández

En el segundo caso (Figura 4.6), se observa que se puede encontrar la convergencia, para los casos de tarifas sobre tejado, entre los años 2.015 y 2.017.



Fig 4.6. Evolución tarifa fotovoltaica por tipos (bajada 7%) y evolución de la tarifa doméstica. Fuente: Tesis doctoral Eduardo Fernández

En el tercer caso (Figura 4.7), la convergencia es más lejana y se puede observar que dicha convergencia, para los casos de tarifas sobre tejado, puede estar entre los años 2.017 y 2.019, y si hubieran sido instalaciones sobre suelo en las que su evacuación de energía estuviera muy cercana a los consumos, podría producirse entre 2.016 y 2.017.

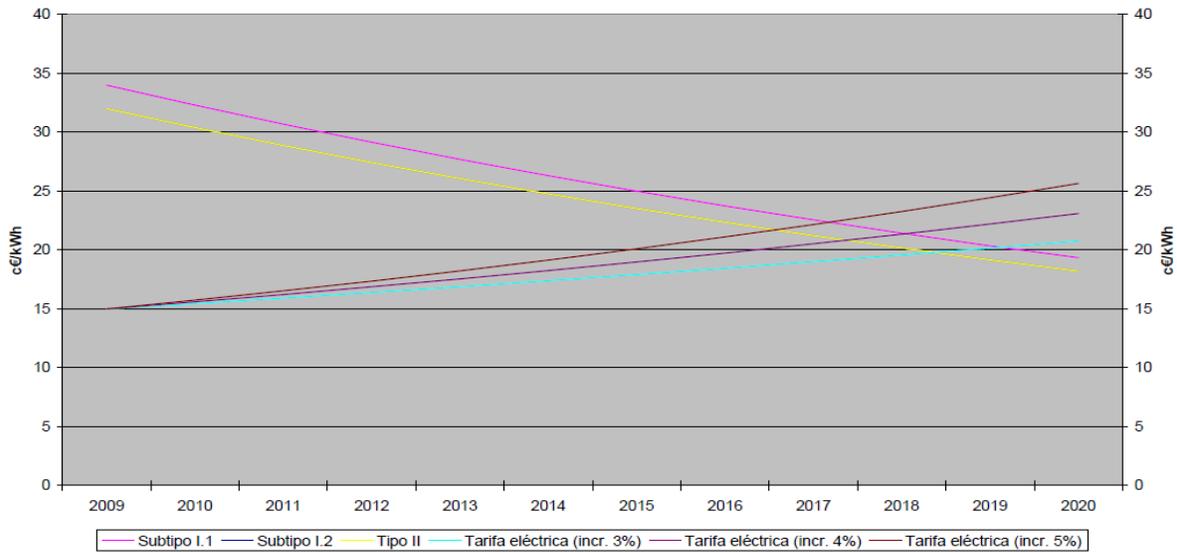


Fig 4.7. Evolución tarifa fotovoltaica por tipos (bajada 5%) y evolución de la tarifa doméstica. Fuente: Tesis doctoral Eduardo Fernández

Se comprueba así, que en peor de los supuestos, para nuestro proyecto, la paridad de la tarifa se alcanzará en el año 2.019. No obstante según otras estimaciones, dependiendo de la publicación de la nueva normativa pendiente de publicación, algunos analistas aseguran que esta paridad no solo se alcanzará en las fechas previstas por la industria fotovoltaica (2.015), sino que ocurrirá antes. Atreviéndose a pronosticar el año 2.012 como fecha para que se alcance la **“Grid Parity”**.

## **4.5.- VIABILIDAD DE LA INSTALACION**

### **4.5.1.- INTRODUCCION**

Una vez estudiada la evolución y tendencias de los tres factores que hemos considerado clave (evolución de la normativa española en cuanto a la tarifa fotovoltaica, evolución del precio de las instalaciones y la evolución de la tarifa domestica) para realizar el análisis de viabilidad de esta instalación, me dispongo aquí a realizar un análisis de viabilidad para cada uno de los escenarios futuros estudiados.

En el siguiente análisis se podrá ver que esta instalación, a día de hoy, es viable económicamente. Si bien, no es competitiva frente a instalaciones de conexión a red para venta de energía.

Sin embargo, dicha instalación será mucho más viable y, no solo competitiva, sino más rentable que las instalaciones de conexión a red para vender la electricidad generada, una vez se alcance la “**Grid Parity**”.

No obstante, para analizar viabilidad del proyecto, se analizará detenidamente el tema de las subvenciones a este tipo de instalaciones y se realizará un breve análisis sobre “la otra viabilidad”, sobre la viabilidad no puramente económica, que olvida factores vitales escondiéndolos bajo grandes cifras de beneficios monetarios, o técnica, ya comprobada. Si no atendiendo los beneficios sociales que esta instalación aporta.

A menudo, las energías renovables, en general, y la solar fotovoltaica, en particular, son acusadas de recibir cuantiosas subvenciones. Pocas veces, esas mismas personas, se atreven a denunciar las subvenciones que reciben, directa o indirectamente (I+D, relaciones diplomáticas, etc.) el resto de energías, desde la nuclear, altamente subvencionada, hasta el carbón, con casi 200 años de subvenciones, pasando por el gas natural o el petróleo.

Con esto no se quiere decir que se vea justo el sistema de primas que tienen las energías renovables, el cual es altamente mejorable. Simplemente se quiere poner de manifiesto que esas acusaciones, gran parte de las veces, vienen movidas por intereses económicos. Diciendo medias verdades y ocultando gran parte de la información, elaboran un discurso simplista que puede calar en la sociedad, haciendo que esta se posiciona si tener la información completa.

No obstante, aquí vamos a demostrar que esta instalación, no es subvencionada, sino que es penalizada respecto a cualquier otro tipo de instalación generadora de energía para conexión a red y, sobre todo frente a instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Y esto es debido a que los beneficios que revierten hacia el Estado, son mayores a los 12.000 € de subvención que recibe. Además existen otros tipos de beneficios que no hemos podido cuantificar aquí.

Los datos de partida son los siguientes, que nos sirven para justificar las afirmaciones anteriores son los siguientes:

- Cuantía de la subvención: 12.000 €
- Ahorro estimado en emisiones de CO2: 15.704 €

Es decir, el Estado se ahorra una cuantía de 15.704 € en pago de emisiones de CO2 en el mercado de emisiones de este “producto”. A cambio, da una subvención de 12.000 Euros. Es decir, existe un diferencial de 3.704 € a favor del Estado. Por tanto, podemos afirmar que la instalación no es subvencionada, sino que el Estado recibe un bonificación por parte de la instalación de 3.704 €.

Por otra parte hay otros conceptos que no se han podido cuantificar monetariamente:

- Ahorro en residuos radiactivos de alta calidad: 740,67 Kg.
- Equivalente sustituido en combustibles fósiles: 841.506,50 Litros
- Numero equivalente de árboles adultos: 977

No se ha sido capaz de cuantificar económicamente ninguno de los anteriores factores. Pero tampoco parece que tenga que sea necesaria la cuantificación monetaria, pues, es en esta parte, cuando el termino viabilidad se amplía y se vuelve un concepto mucho mas amplio que el puramente económico.

En los últimos meses hemos asistido a una gran agitación social en España con respecto al tema del Almacenamiento Temporal de Residuos (ATC) radiactivos, que se pretende instalar en el país. Un ATC, que ha movilizad socialmente a todos los vecinos de los municipios y regiones que han presentado solicitud para su instalación en su territorio. Mostrando estos el rechazo social y el miedo que provoca este tipo de instalaciones.

¿Como se cuantifica económicamente el miedo, justificado o no (las fobias no tienen por qué ser racionales, pero si son reales), que sufren las personas que viven cerca de este tipo de instalaciones?

No obstante, el Estado español, gasta una ingente cantidad de dinero en el almacenamiento de residuos radiactivos, que actualmente se hace en Francia, y tiene previsto realizar una gran inversión en este ATC. En este estudio no se ha sido capaz de cuantificar económicamente la equivalencia de almacenar los residuos radiactivos que se ahorran.

Respecto al tema de los combustibles fósiles, bien sabido es la escasez a la que se enfrenta el mundo desde la crisis energética de 1973. El agotamiento de estos recursos ha devenido en el desarrollo de las energías alternativas. Desde entonces, el mundo entero se ha visto envuelto en un sinfín de confrontaciones diplomáticas y guerras, por el control de estos recursos. Al mismo tiempo que se divide a regimenes dictatoriales en aceptables o intolerables, según sea el grado de acceso que tiene Occidente a los recursos del país que regentan.

Parece que hay motivos suficientes para apostar por este tipo de instalaciones pues reducen la dependencia energética del exterior, la contaminación, mejoran la calidad de vida de los ciudadanos, tiene un alto apoyo social y, como se verá, son viables económicamente.

Vamos a analizar, ahora, la viabilidad puramente económica. Y se hará, por una parte, analizando el ahorro que estas instalaciones provoca, y por otra comparándola con la misma instalación si se vendiese la energía. Para ello analizaremos dos supuestos.

- CASO I: instalación para autoconsumo a fecha de hoy.
- CASO II: instalación para "Grid Parity" año 2015. Convergencia ASIF

#### 4.5.2.- CASO I: INSTALACION PARA AUTOCONSUMO SEPTIEMBRE 2010

En primer lugar advertir que en estas fechas, a falta de publicación de las nuevas tarifas fotovoltaicas, cualquier estudio de viabilidad es puramente especulativo. Al no saber como quedará la nueva normativa, podemos encontrarnos que en dos o tres meses poco tenga que ver lo estudiado ahora con lo que se aplique entonces. Y es que, como hemos visto, las tarifas van a bajar, pero del mismo modo se espera lo hagan los módulos fotovoltaicos y con ellos el precio de las instalaciones. De igual manera, hay paralizada una subida del precio de la tarifa domestica desde Junio de 2010, pero eso no evita, sino mas bien invita a pensar, que esta sufra alguna subida este mismo año.

No obstante, el estudio se realizará sobre la base mas desfavorable para nuestra instalación, en base a los datos disponibles para Septiembre 2010.

*Datos de partida:*

- Coste de la instalación: 2,9 €/Wp (facilitado por CRES para esta instalación)
- Producción: 1.371.620 Kwh (para 25 años de vida útil de la instalación)
- Subvención: 12.000 € (Según Orden de 28 de mayo de 2010, de la Consejería de Universidades, Empresa e Investigación).
- Coste de la instalación aplicando subvención: 2.635 €/Wp
- Tarifa eléctrica: Partiendo de los datos del apartado anterior, tomamos como tarifa base 0,15 €/Kwh para el año 2010. Dependiendo de los supuestos de subida de la tarifa eléctrica para los años de vida útil de la instalación establecidos entre el 3 y 5 % obtenemos los siguientes resultados.

DATOS DE PARTIDA		SIMULACION FINANCIERA				
		<b>Capital: 118.786</b>		<b>Interés: 3</b>		
		Años	Cuota	Interés	Amortiz.	Pendiente
Potencia Pico de la Instalación en KW	45,08	Año 1	13.925	3.564	10.362	108.424
Potencia Nominal de la Instalación en KW	40,00	Año 2	13.925	3.253	10.673	97.751
Inversión en €:	118.786	Año 3	13.925	2.933	10.993	86.759
Precio por kw pico en €:	2.635	Año 4	13.925	2.603	11.323	75.436
Fondos propios, 0%:	0	Año 5	13.925	2.263	11.662	63.774
Capital financiado, 100%:	118.786	Año 6	13.925	1.913	12.012	51.762
Tarifa en € / kwh.:	0,150	Año 7	13.925	1.553	12.372	39.389
I.P.C. previsto:	2,00	Año 8	13.925	1.182	12.744	26.646
Factor de corrección:	0,80	Año 9	13.925	799	13.126	13.520
Producción kw año 1:	60.315	Año 10	13.925	406	13.520	0

Tabla 4.3. Datos de partida para caso I. Autoconsumo

A) INCREMENTO TARIFA DOMESTICA 3 %

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ahorro año	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
									0
1	60.315	0,150	9.047	0	362	407	769	8.278	-5.647
2	59.832	0,155	9.244	0	369	415	784	8.460	-11.113
3	59.354	0,159	9.445	0	377	424	800	8.645	-16.393
4	58.879	0,164	9.651	0	384	432	816	8.835	-21.483
5	58.408	0,169	9.861	0	392	441	832	9.028	-26.380
6	57.941	0,174	10.075	0	400	450	849	9.226	-31.079
7	57.477	0,179	10.295	0	408	458	866	9.429	-35.576
8	57.017	0,184	10.519	0	416	468	883	9.635	-39.866
9	56.561	0,190	10.748	0	424	477	901	9.846	-43.945
10	56.109	0,196	10.981	0	432	487	919	10.062	-47.808
11	55.660	0,202	11.220	0	441	496	937	10.283	-37.525
12	55.215	0,208	11.464	0	450	506	956	10.508	-27.017
13	54.773	0,214	11.714	0	459	516	975	10.739	-16.278
14	54.335	0,220	11.969	0	468	527	995	10.974	-5.304
15	53.900	0,227	12.229	0	478	537	1.015	11.215	5.911
16	53.469	0,234	12.495	0	487	548	1.035	11.460	17.371
17	53.041	0,241	12.767	0	497	559	1.056	11.712	29.083
18	52.617	0,248	13.045	0	507	570	1.077	11.968	41.051
19	52.196	0,255	13.329	0	517	581	1.098	12.231	53.281
20	51.778	0,263	13.619	0	527	593	1.120	12.499	65.780
21	51.364	0,271	13.915	0	538	605	1.143	12.773	78.553
22	50.953	0,279	14.218	0	549	617	1.166	13.053	91.605
23	50.545	0,287	14.528	0	559	629	1.189	13.339	104.944
24	50.141	0,296	14.844	0	571	642	1.213	13.631	118.575
25	49.740	0,305	15.167	0	582	655	1.237	13.930	132.505

**TIR SOBRE FONDOS PROPIOS 5%**

Tabla 4.4. Análisis económico para instalación autoconsumo Sep. 10. Incremento tarifa domestica 3%

En este primer caso, con una subida de la tarifa eléctrica del 3 %, observamos que el ahorro ya es importante. Todos los cálculos están realizados descontando el IPC. Es decir, el ahorro producido a lo largo de la vida de la instalación es de 132.505 Euros, en base año 2010. Si bien la simulación se realiza con capital financiado al 100 %, con un interés del 3 %. Este ahorro sería mayor si el origen del capital fuese propio.

A pesar de ser el peor de los casos a estudiar, el ahorro en tarifa eléctrica, ya supone una cantidad importante, teniendo una tasa de retorno de la inversión del 5%. Y un tiempo de retorno de 15 años.

B) INCREMENTO TARIFA DOMESTICA 4 %

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ahorro año	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
1	60.315	0,150	9.047	0	362	407	769	8.278	-5.647
2	59.832	0,156	9.334	0	369	415	784	8.549	-11.023
3	59.354	0,162	9.630	0	377	424	800	8.829	-16.119
4	58.879	0,169	9.935	0	384	432	816	9.119	-20.926
5	58.408	0,175	10.249	0	392	441	832	9.417	-25.434
6	57.941	0,182	10.574	0	400	450	849	9.725	-29.634
7	57.477	0,190	10.909	0	408	458	866	10.043	-33.517
8	57.017	0,197	11.255	0	416	468	883	10.371	-37.071
9	56.561	0,205	11.611	0	424	477	901	10.710	-40.286
10	56.109	0,213	11.979	0	432	487	919	11.060	-43.151
11	55.660	0,222	12.359	0	441	496	937	11.421	-31.730
12	55.215	0,231	12.750	0	450	506	956	11.794	-19.936
13	54.773	0,240	13.154	0	459	516	975	12.179	-7.757
14	54.335	0,250	13.571	0	468	527	995	12.576	4.818
15	53.900	0,260	14.001	0	478	537	1.015	12.986	17.804
16	53.469	0,270	14.444	0	487	548	1.035	13.409	31.213
17	53.041	0,281	14.902	0	497	559	1.056	13.846	45.060
18	52.617	0,292	15.374	0	507	570	1.077	14.297	59.357
19	52.196	0,304	15.861	0	517	581	1.098	14.763	74.119
20	51.778	0,316	16.363	0	527	593	1.120	15.243	89.362
21	51.364	0,329	16.882	0	538	605	1.143	15.739	105.101
22	50.953	0,342	17.417	0	549	617	1.166	16.251	121.352
23	50.545	0,355	17.968	0	559	629	1.189	16.779	138.131
24	50.141	0,370	18.538	0	571	642	1.213	17.325	155.456
25	49.740	0,384	19.125	0	582	655	1.237	17.888	173.344

**TIR SOBRE FONDOS PROPIOS 9%**

Tabla 4.5. Análisis económico para instalación autoconsumo Sep. 10. Incremento tarifa domestica 4%

Para el caso de que la subida de la tarifa domestica sea del 4 %, como es normal, obtenemos un mayor ahorro que en el caso anterior. Siendo el ahorro producido a lo largo de la vida de la instalación es de 173.344 Euros, en base año 2010. Como en el caso anterior, la simulación se realiza con capital financiado al 100 %, con un interés del 3 %. Este ahorro seria mayor si el origen del capital fuese propio.

En este caso, vemos que se ya obtienen ahorros importantes, al mismo tiempo que una tasa de retorno de la inversión nada insignificante. Esta tasa de retorno de la inversión es del 9 % y el tiempo de retorno de 14 años.

C) INCREMENTO TARIFA DOMESTICA 5 %

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ingresos	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
1	60.315	0,150	9.047	0	362	407	769	8.278	-5.647
2	59.832	0,158	9.424	0	369	415	784	8.639	-10.933
3	59.354	0,165	9.816	0	377	424	800	9.016	-15.843
4	58.879	0,174	10.224	0	384	432	816	9.408	-20.360
5	58.408	0,182	10.649	0	392	441	832	9.817	-24.469
6	57.941	0,191	11.092	0	400	450	849	10.243	-28.151
7	57.477	0,201	11.554	0	408	458	866	10.688	-31.389
8	57.017	0,211	12.034	0	416	468	883	11.151	-34.163
9	56.561	0,222	12.535	0	424	477	901	11.634	-36.454
10	56.109	0,233	13.056	0	432	487	919	12.137	-38.242
11	55.660	0,244	13.600	0	441	496	937	12.662	-25.580
12	55.215	0,257	14.165	0	450	506	956	13.209	-12.371
13	54.773	0,269	14.755	0	459	516	975	13.779	1.409
14	54.335	0,283	15.368	0	468	527	995	14.374	15.782
15	53.900	0,297	16.008	0	478	537	1.015	14.993	30.775
16	53.469	0,312	16.674	0	487	548	1.035	15.639	46.414
17	53.041	0,327	17.367	0	497	559	1.056	16.312	62.726
18	52.617	0,344	18.090	0	507	570	1.077	17.013	79.738
19	52.196	0,361	18.842	0	517	581	1.098	17.744	97.482
20	51.778	0,379	19.626	0	527	593	1.120	18.506	115.988
21	51.364	0,398	20.443	0	538	605	1.143	19.300	135.288
22	50.953	0,418	21.293	0	549	617	1.166	20.127	155.416
23	50.545	0,439	22.179	0	559	629	1.189	20.990	176.406
24	50.141	0,461	23.101	0	571	642	1.213	21.889	198.294
25	49.740	0,484	24.062	0	582	655	1.237	22.826	221.120

**TIR SOBRE FONDOS PROPIOS 12%**

Tabla 4.6. Análisis económico para instalación autoconsumo Sep. 10. Incremento tarifa domestica 5%

En el caso de una subida de la tarifa eléctrica del 5 %, el ahorro producido a lo largo de la vida de la instalación es de 221.120 Euros, en base año 2010. Suponiendo este ahorro, casi el doble de lo invertido en la instalación.

Esto supone ser el caso en el que mas ahorro se produciría de los supuestos estudiados. Supone una tasa de retorno de la inversión del 12 %. Y un tiempo de retorno de 12 años.

D) COMPARATIVA CON INSTALACION CONECTADA A RED

Se compararán los casos anteriores para el caso de que esta instalación se realizara para verter energía en la red, vendiéndosela a la compañía distribuidora, en tarifa regulada. Esta instalación pertenece al subtipo I.2, instalaciones sobre cubierta con una potencia instalada superior a 20 KW.

Datos de partida:

- Coste de la instalación: 2,9 €/Wp (facilitado por CRES para esta instalación)
- Producción: 1.371.620 Kwh (para 25 años de vida útil de la instalación)
- Precio de venta de la energía para Subtipo I.2: 28,6844 c€/kWh

DATOS DE PARTIDA		SIMULACIÓN FINANCIERA				
		Capital:	130.732	Interés:	3	
		Años	Cuota	Interés	Amortiz.	Pendiente
Potencia Pico de la Instalación en KW	45,08	Año 1	15.326	3.922	11.404	119.328
Potencia Nominal de la Instalación en KW	40,00	Año 2	15.326	3.580	11.746	107.582
Inversión en €:	130.732	Año 3	15.326	3.227	12.098	95.484
Precio por kw pico en €:	2.900	Año 4	15.326	2.865	12.461	83.023
Fondos propios, 0%:	0	Año 5	15.326	2.491	12.835	70.188
Capital financiado, 100%:	130.732	Año 6	15.326	2.106	13.220	56.967
Tarifa en € / kwh.:	0,287	Año 7	15.326	1.709	13.617	43.351
I.P.C. previsto:	2,00	Año 8	15.326	1.301	14.025	29.325
Factor de corrección:	0,80	Año 9	15.326	880	14.446	14.879
Producción kw año 1:	60.315	Año 10	15.326	446	14.879	0

Tabla 4.7. Datos de partida para caso I. Venta energía a compañía distribuidora

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ingresos	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
1	60.315	0,287	17.298	0	692	778	1.470	15.828	502
2	59.832	0,287	17.160	0	706	794	1.500	15.660	837
3	59.354	0,287	17.023	0	720	810	1.530	15.493	1.004
4	58.879	0,287	16.886	0	734	826	1.560	15.326	1.004
5	58.408	0,287	16.751	0	749	843	1.592	15.160	838
6	57.941	0,287	16.617	0	764	859	1.623	14.994	506
7	57.477	0,287	16.484	0	779	877	1.656	14.829	9
8	57.017	0,287	16.353	0	795	894	1.689	14.664	-653
9	56.561	0,287	16.222	0	811	912	1.723	14.499	-1.480
10	56.109	0,287	16.092	0	827	930	1.757	14.335	-2.471
11	55.660	0,287	15.963	0	843	949	1.792	14.171	11.700
12	55.215	0,287	15.836	0	860	968	1.828	14.007	25.707
13	54.773	0,287	15.709	0	878	987	1.865	13.844	39.552
14	54.335	0,287	15.583	0	895	1.007	1.902	13.681	53.233
15	53.900	0,287	15.459	0	913	1.027	1.940	13.518	66.751
16	53.469	0,287	15.335	0	931	1.048	1.979	13.356	80.107
17	53.041	0,287	15.212	0	950	1.069	2.018	13.194	93.301
18	52.617	0,287	15.090	0	969	1.090	2.059	13.032	106.332
19	52.196	0,287	14.970	0	988	1.112	2.100	12.870	119.202
20	51.778	0,287	14.850	0	1.008	1.134	2.142	12.708	131.910
21	51.364	0,287	14.731	0	1.028	1.157	2.185	12.546	144.456
22	50.953	0,287	14.613	0	1.049	1.180	2.229	12.385	156.841
23	50.545	0,287	14.496	0	1.070	1.203	2.273	12.223	169.064
24	50.141	0,287	14.380	0	1.091	1.227	2.319	12.062	181.126
25	49.740	0,287	14.265	0	1.113	1.252	2.365	11.900	193.027

Tabla 4.8. Análisis económico para instalación venta elegía Sep. 10.

Podemos observar que, al no tener en cuenta el IPC, el precio de venta de la energía se mantiene constante a lo largo del tiempo, con el fin de obtener, como en los casos anteriores, los beneficios descontando el IPC, en base año 2010. Como ventaja destacamos que prácticamente la instalación se paga sola con el dinero obtenido por la misma venta de la energía.

Los beneficios obtenidos por la venta de esta energía, ascienden a 193.207 Euros. Pero a estos beneficios hay que descontarles los propios consumos. Así, realizaremos una comparativa con los casos anteriores:

<b>COMPARATIVA DE RENTABILIDADES CASO I</b>				
<b>AÑOS</b>	<b>Caja con prestamo CASO A</b>	<b>Caja con prestamo CASO B</b>	<b>Caja con prestamo CASO C</b>	<b>Caja con prestamo CASO D</b>
1	-5.647	-5.647	-5.647	502
2	-11.113	-11.023	-10.933	837
3	-16.393	-16.119	-15.843	1.004
4	-21.483	-20.926	-20.360	1.004
5	-26.380	-25.434	-24.469	838
6	-31.079	-29.634	-28.151	506
7	-35.576	-33.517	-31.389	9
8	-39.866	-37.071	-34.163	-653
9	-43.945	-40.286	-36.454	-1.480
10	-47.808	-43.151	-38.242	-2.471
11	-37.525	-31.730	-25.580	11.700
12	-27.017	-19.936	-12.371	25.707
13	-16.278	-7.757	1.409	39.552
14	-5.304	4.818	15.782	53.233
15	5.911	17.804	30.775	66.751
16	17.371	31.213	46.414	80.107
17	29.083	45.060	62.726	93.301
18	41.051	59.357	79.738	106.332
19	53.281	74.119	97.482	119.202
20	65.780	89.362	115.988	131.910
21	78.553	105.101	135.288	144.456
22	91.605	121.352	155.416	156.841
23	104.944	138.131	176.406	169.064
24	118.575	155.456	198.294	181.126
25	132.505	173.344	221.120	193.027

Tabla 4.9. Comparativa de rentabilidades para el CASO I

- En el caso de que la tarifa domestica se incremente un 3 %, obtenemos unos beneficios adicionales, descontando los consumos, de 60.522 Euros. Así, para este supuesto, seria más rentable económicamente realizar una instalación para venta de energía eléctrica.

- En el caso de que la tarifa domestica se incremente un 4 %, obtenemos unos beneficios adicionales, descontando los consumos, de 19.863 Euros. Así, para este supuesto, sigue siendo más rentable económicamente realizar una instalación para venta de energía eléctrica.
- Sin embargo, en el caso de que la tarifa domestica se incremente un 5 %, los datos se invierten. Siendo el ahorro obtenido para una instalación de autoconsumo mayor al beneficio que se obtendría si esa energía se vendiese a la compañía distribuidora. Esa diferencia seria de 28.093 Euros. Así, para este supuesto, ya seria más rentable económicamente realizar una instalación para autoconsumo.

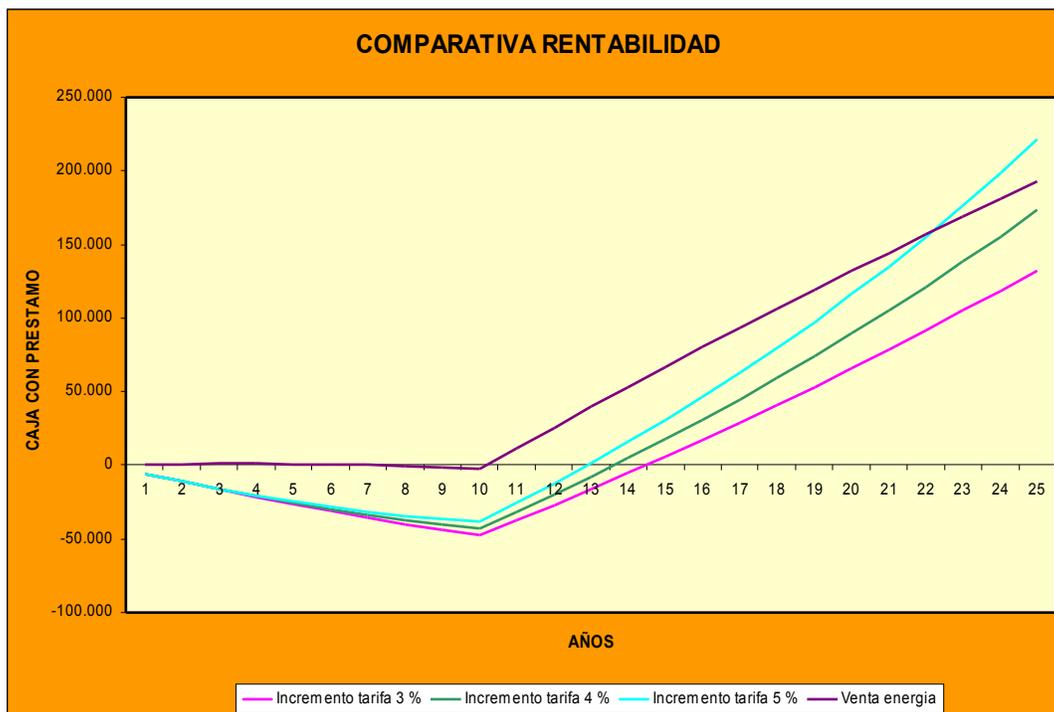


Figura 4.8. Comparativa de rentabilidades para CASO I

Como se ha visto, dependiendo de lo que suba la tarifa eléctrica, a día de hoy, podría ser más rentable una instalación de estas características que la venta de la electricidad a la compañía distribuidora. Y eso, sin tener en cuenta la Nota de Prensa publicada en el Ministerio de industria, que avisa de un descenso en las tarifas de entre el 5 y 20 %.

No obstante, la verdadera rentabilidad de estas instalaciones se verá en el siguiente apartado, en el que se estudia la viabilidad para la instalación de este tipo de centrales de generación eléctrica una vez alcanzada la "Grid Parity".

**4.5.3.- CASO II: INSTALACION PARA “GRID PARITY” AÑO 2015. CONVERGENCIA ASIF**

Para realizar este análisis se tendrán en cuenta las estimaciones que hace el ASIF de convergencia de tarifas para el año 2014-2015 (Fig.4.2). Este análisis se realiza en base a una bajada de la tarifa eléctrica del 10 % e incrementos en la tarifa domestica del 3-5 %. Al mismo tiempo, también se tendrá en cuenta la bajada prevista en los costes de instalación de los sistemas fotovoltaicos (Ver figura 4.4). En este caso, solo vamos a tener en cuenta la influencia en de la bajada en el precio de los módulos fotovoltaicos. Fijándose un precio para estos de 0,8 €/Wp y un precio para el sistema completo de 1,6 €/Wp.

En todos los supuestos también se realizará una comparativa con instalaciones conectadas a red, para venta de energía eléctrica.

*Datos de partida:*

- Coste de la instalación: 1,6 €/Wp (72.128 Euros)
- Subvención: 0 Euros
- Producción: 1.371.620 Kwh (para 25 años de vida útil de la instalación)
- Subtipo I.2

A) INCREMENTO TARIFA DOMESTICA 3 %

Para un incremento de la tarifa eléctrica domestica del 3%, teniendo en cuenta una bajada en la tarifa fotovoltaica del 10 %, según las previsiones de ASIF, se alcanzaría la paridad tarifaria a mediados del año 2015. Estableciéndose esta tarifa alrededor de los 0,175 €/Kwh.

DATOS DE PARTIDA		SIMULACIÓN FINANCIERA				
		Capital:	72.128	Interés:	3	
		Años	Cuota	Interés	Amortiz.	Pendiente
Potencia Pico de la Instalación en KW	45,08	Año 1	8.456	2.164	6.292	65.836
Potencia Nominal de la Instalación en KW	40,00	Año 2	8.456	1.975	6.481	59.356
Inversión en €:	72.128	Año 3	8.456	1.781	6.675	52.681
Precio por kw pico en €:	1.600	Año 4	8.456	1.580	6.875	45.806
Fondos propios, 0%:	0	Año 5	8.456	1.374	7.081	38.724
Capital financiado, 100%:	72.128	Año 6	8.456	1.162	7.294	31.430
Tarifa en € / kwh.:	0,175	Año 7	8.456	943	7.513	23.918
I.P.C. previsto:	2,00	Año 8	8.456	718	7.738	16.180
Factor de corrección:	0,80	Año 9	8.456	485	7.970	8.209
Producción kw año 1:	60.315	Año 10	8.456	246	8.209	0

Tabla 4.10. Datos de partida para caso II. Con incremento tarifa domestica 3%

En primer lugar estudiaremos el ahorro producido por la instalación para autoconsumo a lo largo de su vida útil. Para ello, estimaremos una subida del 3% en la tarifa domestica durante ese periodo de tiempo.

Después se verá los ingresos aportados por esa misma instalación si se decidiese vender la energía a la compañía distribuidora. En ambos casos, al igual que en el apartado anterior, no se ha tenido en cuenta el IPC.

Instalación autoconsumo

Una vez alcanzada la paridad de tarifa domestica-tarifa fotovoltaica, es cuando estas instalaciones verdaderamente se hacen rentables económicamente. Con una tarifa eléctrica domestica en constante crecimiento (descontado el IPC), estos son los resultados obtenidos, para el peor de los casos:

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ahorro año	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
1	60.315	0,175	10.555	0	422	475	897	9.658	1.202
2	59.832	0,180	10.785	0	431	484	915	9.870	2.616
3	59.354	0,186	11.019	0	439	494	933	10.086	4.247
4	58.879	0,191	11.259	0	448	504	952	10.307	6.098
5	58.408	0,197	11.504	0	457	514	971	10.533	8.176
6	57.941	0,203	11.755	0	466	524	991	10.764	10.484
7	57.477	0,209	12.010	0	475	535	1.010	11.000	13.029
8	57.017	0,215	12.272	0	485	546	1.031	11.241	15.814
9	56.561	0,222	12.539	0	495	557	1.051	11.488	18.846
10	56.109	0,228	12.812	0	505	568	1.072	11.739	22.130
11	55.660	0,235	13.090	0	515	579	1.094	11.997	34.127
12	55.215	0,242	13.375	0	525	591	1.116	12.260	46.386
13	54.773	0,250	13.666	0	535	602	1.138	12.528	58.915
14	54.335	0,257	13.964	0	546	614	1.161	12.803	71.718
15	53.900	0,265	14.268	0	557	627	1.184	13.084	84.802
16	53.469	0,273	14.578	0	568	639	1.207	13.370	98.172
17	53.041	0,281	14.895	0	580	652	1.232	13.664	111.836
18	52.617	0,289	15.219	0	591	665	1.256	13.963	125.799
19	52.196	0,298	15.550	0	603	678	1.281	14.269	140.068
20	51.778	0,307	15.889	0	615	692	1.307	14.582	154.650
21	51.364	0,316	16.235	0	627	706	1.333	14.901	169.551
22	50.953	0,326	16.588	0	640	720	1.360	15.228	184.779
23	50.545	0,335	16.949	0	653	734	1.387	15.562	200.341
24	50.141	0,345	17.318	0	666	749	1.415	15.903	216.244
25	49.740	0,356	17.694	0	679	764	1.443	16.251	232.495

Tabla 4.11. Análisis económico para instalación autoconsumo para "Grid Parity" mediados año 2015

Como se observa, el ahorro es de 232.400 Euros a lo largo de su vida útil. Así, que aun, suponiendo una estabilización en la cuantía de la subida de la tarifa domestica, debido a una estabilización en los precios de generación del "pool energético" (escenario en el que las energías renovables tendrían un alto impacto en el porcentaje de generación de energía eléctrica, pues la tendencia de precios de los combustibles fósiles inevitablemente van a ir en ascenso debido a su escasez) se obtendría un ahorro considerable.

Instalación conexión a red

Si en lugar de consumir la energía producida, se decidiese por la venta de esta, a la tarifa regulada prevista, se obtendrían los siguientes resultados.

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ahorro año	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
									0
1	60.315	0,175	10.555	0	422	475	897	9.658	1.202
2	59.832	0,175	10.471	0	431	484	915	9.556	2.302
3	59.354	0,175	10.387	0	439	494	933	9.453	3.300
4	58.879	0,175	10.304	0	448	504	952	9.352	4.196
5	58.408	0,175	10.221	0	457	514	971	9.250	4.991
6	57.941	0,175	10.140	0	466	524	991	9.149	5.684
7	57.477	0,175	10.059	0	475	535	1.010	9.048	6.277
8	57.017	0,175	9.978	0	485	546	1.031	8.947	6.769
9	56.561	0,175	9.898	0	495	557	1.051	8.847	7.160
10	56.109	0,175	9.819	0	505	568	1.072	8.747	7.451
11	55.660	0,175	9.740	0	515	579	1.094	8.647	16.098
12	55.215	0,175	9.663	0	525	591	1.116	8.547	24.645
13	54.773	0,175	9.585	0	535	602	1.138	8.447	33.093
14	54.335	0,175	9.509	0	546	614	1.161	8.348	41.441
15	53.900	0,175	9.432	0	557	627	1.184	8.249	49.689
16	53.469	0,175	9.357	0	568	639	1.207	8.150	57.839
17	53.041	0,175	9.282	0	580	652	1.232	8.051	65.889
18	52.617	0,175	9.208	0	591	665	1.256	7.952	73.841
19	52.196	0,175	9.134	0	603	678	1.281	7.853	81.694
20	51.778	0,175	9.061	0	615	692	1.307	7.754	89.448
21	51.364	0,175	8.989	0	627	706	1.333	7.656	97.104
22	50.953	0,175	8.917	0	640	720	1.360	7.557	104.660
23	50.545	0,175	8.845	0	653	734	1.387	7.458	112.119
24	50.141	0,175	8.775	0	666	749	1.415	7.360	119.479
25	49.740	0,175	8.704	0	679	764	1.443	7.261	126.740

Tabla 4.12. Análisis económico para instalación venta elegía para "Grid parity" mediados año 2015

Como podemos observar, ya en el peor de los casos, obtendríamos un ahorro mucho mayor al consumir nuestra propia energía que si optamos por su venta.

El escenario, en cuanto a precios de la instalación se refiere, se cree es demasiado optimista, pues la bajada en las instalaciones seria de casi un 50 %. No obstante, lo que este estudio pretende es comprobar que seria más viable económicamente consumir la energía generada que venderla. Así, para los supuestos aquí descritos, fuese cual fuese el precio de la instalación, se comprueba tal tesis.

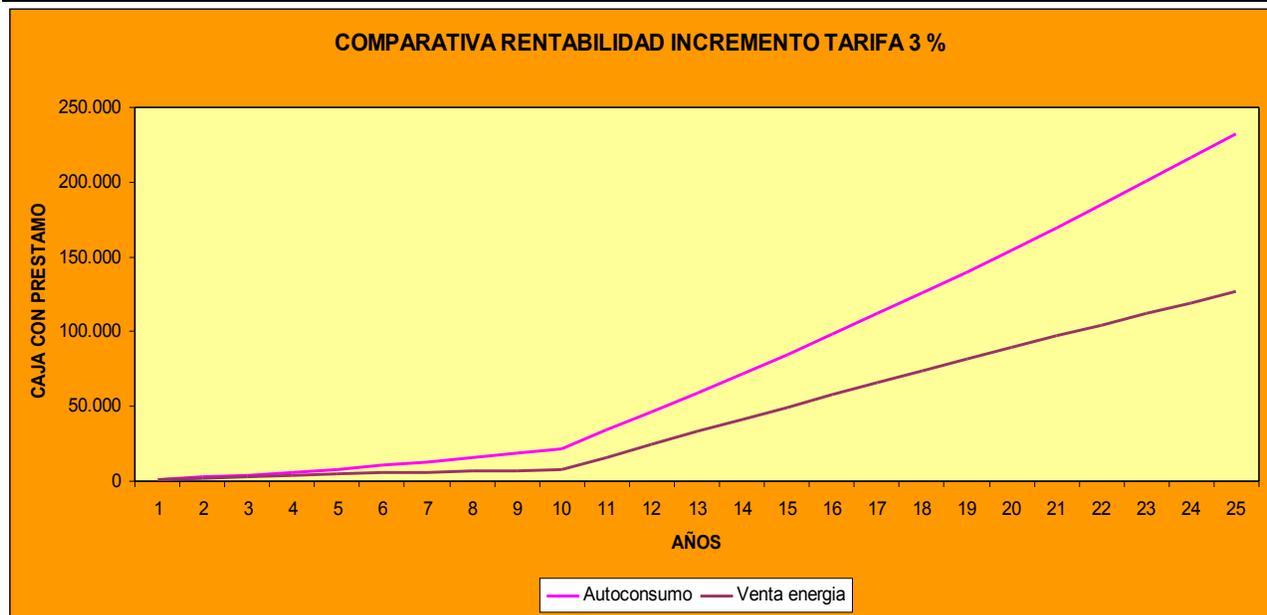


Figura 4.9. Comparativa de rentabilidades para CASO II: Incremento tarifa 3 %.

**B) INCREMENTO TARIFA DOMESTICA 4 %**

Para un incremento de la tarifa eléctrica domestica del 4%, teniendo en cuenta una bajada en la tarifa fotovoltaica del 10 %, según las previsiones de ASIF, se alcanzaría la paridad tarifaria a finales de 2014 – inicios del año 2015. Estableciéndose esta tarifa alrededor de los 0,18 €/Kwh.

DATOS DE PARTIDA		SIMULACIÓN FINANCIERA				
		<b>Capital:</b>	<b>72.128</b>	<b>Interés:</b>	<b>3</b>	
		<b>Años</b>	<b>Cuota</b>	<b>Interés</b>	<b>Amortiz.</b>	<b>Pendiente</b>
Potencia Pico de la Instalación en KW	45,08	Año 1	8.456	2.164	6.292	65.836
Potencia Nominal de la Instalación en KW	40,00	Año 2	8.456	1.975	6.481	59.356
Inversión en €:	72.128	Año 3	8.456	1.781	6.675	52.681
Precio por kw pico en €:	1.600	Año 4	8.456	1.580	6.875	45.806
Fondos propios, 0%:	0	Año 5	8.456	1.374	7.081	38.724
Capital financiado, 100%:	72.128	Año 6	8.456	1.162	7.294	31.430
Tarifa en € / kwh.:	0,180	Año 7	8.456	943	7.513	23.918
I.P.C. previsto:	2,00	Año 8	8.456	718	7.738	16.180
Factor de corrección:	0,80	Año 9	8.456	485	7.970	8.209
Producción kw año 1:	60.315	Año 10	8.456	246	8.209	0

Tabla 4.13. Datos de partida para caso II. Con incremento tarifa domestica 4%

ESTUDIO TECNICO Y ANALISIS DE FACTORES DE LOS QUE DEPENDE LA VIABILIDAD ECONOMICA DE UNA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED INTERNA EN EL CENTRO OCEANOGRAFICO DE MAZARRON

**VIABILIDAD**

Instalación Autoconsumo

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ahorro año	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
1	60.315	0,180	10.857	0	434	489	923	9.934	1.478
2	59.832	0,187	11.201	0	443	498	941	10.259	3.282
3	59.354	0,195	11.555	0	452	508	960	10.595	5.422
4	58.879	0,202	11.922	0	461	518	979	10.942	7.908
5	58.408	0,211	12.299	0	470	529	999	11.300	10.753
6	57.941	0,219	12.689	0	479	539	1.019	11.670	13.968
7	57.477	0,228	13.091	0	489	550	1.039	12.052	17.564
8	57.017	0,237	13.506	0	499	561	1.060	12.446	21.554
9	56.561	0,246	13.933	0	509	572	1.081	12.852	25.950
10	56.109	0,256	14.375	0	519	584	1.103	13.272	30.767
11	55.660	0,266	14.830	0	529	596	1.125	13.705	44.472
12	55.215	0,277	15.300	0	540	607	1.147	14.153	58.624
13	54.773	0,288	15.785	0	551	620	1.170	14.614	73.239
14	54.335	0,300	16.285	0	562	632	1.194	15.091	88.330
15	53.900	0,312	16.801	0	573	645	1.218	15.583	103.913
16	53.469	0,324	17.333	0	584	658	1.242	16.091	120.004
17	53.041	0,337	17.882	0	596	671	1.267	16.615	136.619
18	52.617	0,351	18.449	0	608	684	1.292	17.156	153.776
19	52.196	0,365	19.033	0	620	698	1.318	17.715	171.491
20	51.778	0,379	19.636	0	633	712	1.344	18.292	189.782
21	51.364	0,394	20.258	0	645	726	1.371	18.887	208.669
22	50.953	0,410	20.900	0	658	740	1.399	19.501	228.170
23	50.545	0,427	21.562	0	671	755	1.427	20.135	248.306
24	50.141	0,444	22.245	0	685	770	1.455	20.790	269.095
25	49.740	0,461	22.950	0	698	786	1.484	21.465	290.561

Tabla 4.14. Análisis económico para instalación autoconsumo para "Grid Parity" inicio año 2015

Instalación conexión a red

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ahorro año	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
1	60.315	0,180	10.857	0	434	489	923	9.934	1.478
2	59.832	0,180	10.770	0	443	498	941	9.829	2.851
3	59.354	0,180	10.684	0	452	508	960	9.724	4.119
4	58.879	0,180	10.598	0	461	518	979	9.619	5.283
5	58.408	0,180	10.513	0	470	529	999	9.515	6.341
6	57.941	0,180	10.429	0	479	539	1.019	9.410	7.296
7	57.477	0,180	10.346	0	489	550	1.039	9.307	8.147
8	57.017	0,180	10.263	0	499	561	1.060	9.203	8.895
9	56.561	0,180	10.181	0	509	572	1.081	9.100	9.539
10	56.109	0,180	10.100	0	519	584	1.103	8.997	10.080
11	55.660	0,180	10.019	0	529	596	1.125	8.894	18.974
12	55.215	0,180	9.939	0	540	607	1.147	8.791	27.765
13	54.773	0,180	9.859	0	551	620	1.170	8.689	36.454
14	54.335	0,180	9.780	0	562	632	1.194	8.586	45.040
15	53.900	0,180	9.702	0	573	645	1.218	8.484	53.525
16	53.469	0,180	9.624	0	584	658	1.242	8.382	61.907
17	53.041	0,180	9.547	0	596	671	1.267	8.281	70.188
18	52.617	0,180	9.471	0	608	684	1.292	8.179	78.367
19	52.196	0,180	9.395	0	620	698	1.318	8.077	86.444
20	51.778	0,180	9.320	0	633	712	1.344	7.976	94.420
21	51.364	0,180	9.246	0	645	726	1.371	7.874	102.294
22	50.953	0,180	9.172	0	658	740	1.399	7.773	110.067
23	50.545	0,180	9.098	0	671	755	1.427	7.672	117.738
24	50.141	0,180	9.025	0	685	770	1.455	7.570	125.308
25	49.740	0,180	8.953	0	698	786	1.484	7.469	132.777

Tabla 4.15. Análisis económico para instalación venta elegía para "Grid parity" inicio año 2015

Como se ve, en este caso el ahorro producido por consumir nuestra energía, aun es mucho mayor que en el caso anterior, si lo comparamos con el beneficio obtenido por su venta.

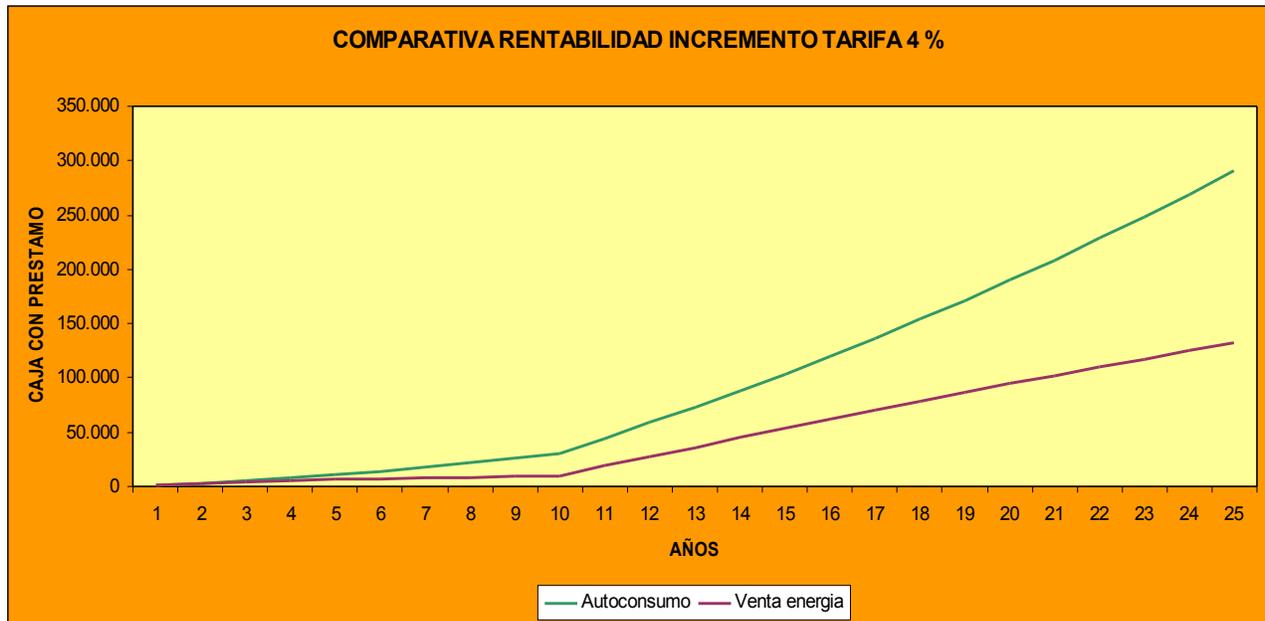


Figura 4.10. Comparativa de rentabilidades para CASO II: Incremento tarifa 4 %.

### C) INCREMENTO TARIFA DOMESTICA 5 %

Para un incremento de la tarifa eléctrica domestica del 5%, teniendo en cuenta una bajada en la tarifa fotovoltaica del 10 %, según las previsiones de ASIF, se alcanzaría la paridad tarifaria mediado el año 2014. Estableciéndose esta tarifa alrededor de los 0,195 €/Kwh. Como se podrá observar, para este supuesto, la rentabilidad del autoconsumo, comparado con la venta de la energía generada, es muy superior.

DATOS DE PARTIDA		SIMULACIÓN FINANCIERA				
		Capital:	72.128	Interés:	3	
		Años	Cuota	Interés	Amortiz.	Pendiente
Potencia Pico de la Instalación en KW	45,08	Año 1	8.456	2.164	6.292	65.836
Potencia Nominal de la Instalación en KW	40,00	Año 2	8.456	1.975	6.481	59.356
Inversión en €:	72.128	Año 3	8.456	1.781	6.675	52.681
Precio por kw pico en €:	1.600	Año 4	8.456	1.580	6.875	45.806
Fondos propios, 0%:	0	Año 5	8.456	1.374	7.081	38.724
Capital financiado, 100%:	72.128	Año 6	8.456	1.162	7.294	31.430
Tarifa en € / kwh.:	0,195	Año 7	8.456	943	7.513	23.918
I.P.C. previsto:	2,00	Año 8	8.456	718	7.738	16.180
Factor de corrección:	0,80	Año 9	8.456	485	7.970	8.209
Producción kw año 1:	60.315	Año 10	8.456	246	8.209	0

Tabla 4.16. Datos de partida para caso II. Con incremento tarifa domestica 5%

Instalación Autoconsumo

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ingresos	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
1	60.315	0,195	11.761	0	470	529	1.000	10.762	2.306
2	59.832	0,205	12.251	0	480	540	1.020	11.231	5.081
3	59.354	0,215	12.760	0	489	551	1.040	11.720	8.346
4	58.879	0,226	13.291	0	499	562	1.061	12.230	12.121
5	58.408	0,237	13.844	0	509	573	1.082	12.762	16.427
6	57.941	0,249	14.420	0	519	584	1.104	13.316	21.288
7	57.477	0,261	15.020	0	530	596	1.126	13.894	26.726
8	57.017	0,274	15.645	0	540	608	1.148	14.496	32.767
9	56.561	0,288	16.296	0	551	620	1.171	15.124	39.435
10	56.109	0,303	16.973	0	562	633	1.195	15.779	46.758
11	55.660	0,318	17.679	0	573	645	1.219	16.461	54.719
12	55.215	0,334	18.415	0	585	658	1.243	17.172	63.219
13	54.773	0,350	19.181	0	597	671	1.268	17.913	72.304
14	54.335	0,368	19.979	0	609	685	1.293	18.686	81.990
15	53.900	0,386	20.810	0	621	698	1.319	19.491	92.341
16	53.469	0,405	21.676	0	633	712	1.345	20.330	103.311
17	53.041	0,426	22.577	0	646	727	1.372	21.205	114.856
18	52.617	0,447	23.517	0	659	741	1.400	22.117	127.017
19	52.196	0,469	24.495	0	672	756	1.428	23.067	139.844
20	51.778	0,493	25.514	0	685	771	1.456	24.058	153.296
21	51.364	0,517	26.575	0	699	786	1.486	25.090	167.424
22	50.953	0,543	27.681	0	713	802	1.515	26.166	182.187
23	50.545	0,570	28.832	0	727	818	1.546	27.287	197.632
24	50.141	0,599	30.032	0	742	835	1.576	28.455	213.719
25	49.740	0,629	31.281	0	757	851	1.608	29.673	230.406

Tabla 4.17. Análisis económico para instalación autoconsumo para "Grid Parity" año 2014

Instalación conexión a red

Año	Producción kwh/año	PVP KWh.	Total Ingresos	Alquiler	Manteni.	Seguro	Total gastos	Cash Flow	Caja con prestamo
1	60.315	0,195	11.761	0	470	529	1.000	10.762	2.306
2	59.832	0,195	11.667	0	480	540	1.020	10.648	4.498
3	59.354	0,195	11.574	0	489	551	1.040	10.534	6.576
4	58.879	0,195	11.481	0	499	562	1.061	10.420	8.541
5	58.408	0,195	11.390	0	509	573	1.082	10.307	10.393
6	57.941	0,195	11.298	0	519	584	1.104	10.195	12.132
7	57.477	0,195	11.208	0	530	596	1.126	10.082	13.759
8	57.017	0,195	11.118	0	540	608	1.148	9.970	15.273
9	56.561	0,195	11.029	0	551	620	1.171	9.858	16.676
10	56.109	0,195	10.941	0	562	633	1.195	9.746	17.967
11	55.660	0,195	10.854	0	573	645	1.219	9.635	19.150
12	55.215	0,195	10.767	0	585	658	1.243	9.524	20.232
13	54.773	0,195	10.681	0	597	671	1.268	9.413	21.224
14	54.335	0,195	10.595	0	609	685	1.293	9.302	22.126
15	53.900	0,195	10.510	0	621	698	1.319	9.191	22.949
16	53.469	0,195	10.426	0	633	712	1.345	9.081	23.694
17	53.041	0,195	10.343	0	646	727	1.372	8.971	24.361
18	52.617	0,195	10.260	0	659	741	1.400	8.860	24.950
19	52.196	0,195	10.178	0	672	756	1.428	8.750	25.461
20	51.778	0,195	10.097	0	685	771	1.456	8.640	25.894
21	51.364	0,195	10.016	0	699	786	1.486	8.530	26.250
22	50.953	0,195	9.936	0	713	802	1.515	8.421	26.527
23	50.545	0,195	9.856	0	727	818	1.546	8.311	26.736
24	50.141	0,195	9.778	0	742	835	1.576	8.201	26.877
25	49.740	0,195	9.699	0	757	851	1.608	8.091	26.950

Tabla 4.18. Análisis económico para instalación venta elegía para "Grid parity" año 2014

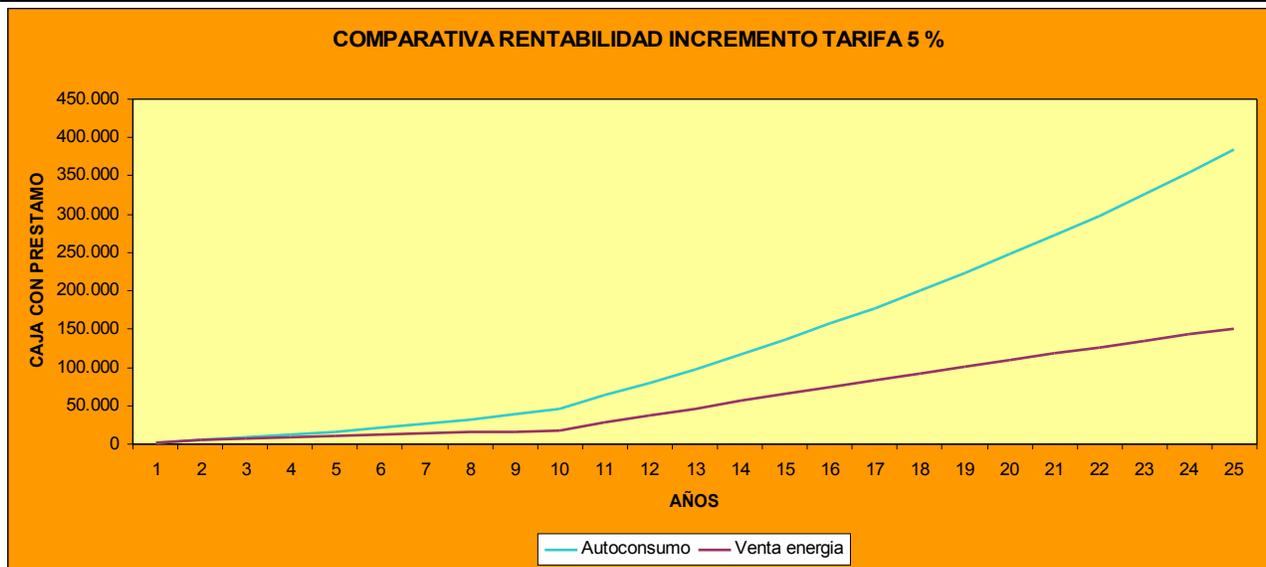


Figura 4.11. Comparativa de rentabilidades para CASO II: Incremento tarifa 5 %.

Como podemos observar en la grafica anterior, en este caso la diferencia en la rentabilidad, todavía, se acrecienta más que en los casos anteriores.

Así, se puede comprobar que cuanto mas se incremente el precio de la tarifa domestica en los próximos años, mayor será la viabilidad económica de este tipo de instalaciones.

En este apartado, dedicado a la viabilidad del proyecto, se ha probado, que si las variables que se ha definido como claves para el desarrollo de estas instalaciones (tarifa fotovoltaica, precio de las instalaciones y tarifa domestica) siguen las tendencias esperadas, estamos a las puertas de una concepción nueva en la generación eléctrica: la generación distribuida para autoconsumo.

# **CONCLUSIONES**

## 5.1 CONCLUSIONES

Las conclusiones al presente estudio son las siguientes:

- *El presente proyecto es técnicamente viable.* Es decir, no añade ningún tipo de dificultad técnica a los típicos proyectos de centrales fotovoltaicas de conexión a red para venta de energía a compañía suministradora. La única condición que han de cumplir este tipo de instalaciones es que la curva de producción esté por debajo que la de consumo del edificio. Siendo la única diferencia, a nivel técnico, el punto de conexión de la instalación.

No obstante se cree que se debería publicar una normativa específica para este tipo de instalaciones. Al igual que existe un Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones con Conexión a Red y, otro para Aisladas, se hecha en falta uno para este tipo de instalaciones para autoconsumo, mas aun cuando la propia nota de prensa del Ministerio de Industria, ya contempla este tipo de instalaciones.

- *Es un proyecto que aporta grandes beneficios sociales.* Al tratarse de una energía renovable, aporta los mismos beneficios que cualquier instalación solar (Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, reducción de la dependencia energética, menor consumo de combustibles fósiles, etc.), sumándose, además, la no interferencia en la red de distribución y los problemas que conlleva la generación distribuida en la gestión de esta.

Estas instalaciones, al producir una energía para autoconsumo, quedan al margen de la especulación económica que, a veces, ha sacudido este mundo de las energías renovables.

- *Es una instalación penalizada respecto a cualquier otra instalación de generación eléctrica para venta de energía a red.*

Como se ha demostrado, pese a poder optar a subvenciones, la cuantía de la posible subvención es menor que la cantidad ahorrada por el Estado en la compra de emisiones de CO<sub>2</sub>, si esta energía generada, a lo largo de su vida útil, se generase mediante el “mix energético nacional”. Así, se puede decir, que esta instalación no solo no está subvencionada, sino que es penalizada respecto a todas las instalaciones de venta de energía.

Por tanto, se reclaman políticas públicas de promoción de este tipo de instalaciones hasta que se alcance la paridad tarifaria.

Se recuerda en este punto que todas las fuentes de energía están subvencionadas, de forma directa o indirecta. Así, parece contradictorio que este tipo de instalaciones, que tantos beneficios sociales aportan, sea penalizado económicamente.

- *Existe una clara tendencia a que se reduzcan las primas a la producción eléctrica mediante energía fotovoltaica.* El abaratamiento de los costes de las instalaciones, la desproporción entre la tarifa

fotovoltaica y la tarifa domestica, la alta rentabilidad de las centrales fotovoltaicas, etc. hacen inevitable que las tarifas pagadas por esta energía sufran un descenso en los próximos años.

Como se ha visto, la nota de prensa adelanto de la nueva normativa fotovoltaica, anuncia bajadas en la retribución de entre un 5 % y un 45 %.

- *Los costes de las instalaciones fotovoltaicas también se verán reducidos.* La bajada de precios de los componentes que forman una instalación fotovoltaica, sobre todo de los módulos fotovoltaicos, producidos en los últimos años ha provocado un descenso considerable en el precio del Wp instalado.

Nuevas tecnologías en módulos fotovoltaicos (3ª y 4ª Generación), mejora de la eficiencia de estos, un lógico abaratamiento en la avaramente auxiliar y el “saber hacer” de los profesionales del sector, hacen prever que la tendencia futura es a que estos costes se reduzcan mucho mas.

- *Tendencia al alza del precio de la tarifa eléctrica.* El de modelo de desarrollo basado en el despilfarro de energía, debido a lo abundante y lo barato de sus precios, se ha agotado. El agotamiento de recursos fósiles unido al aumento exponencial del consumo de energía, ha dado lugar a una crisis energética permanente.

Nos enfrentamos a un nuevo paradigma, basado en el ahorro, la eficiencia, las energías renovables y la escasez de combustibles fósiles. Un nuevo paradigma con un precio de la energía mucho más alto que lo conocido hasta hace unos años.

- *Esta instalación es viable económicamente hoy, y muy rentable económicamente una vez alcanzado el “Grid Parity”.* Si se cumplen las previsiones en la evolución de los tres factores analizados anteriormente (tarifa fotovoltaica, precio de las instalaciones y tarifa domestica) podemos afirmar que esta instalación es viable económicamente a fecha de hoy. No obstante, dependiendo de la evolución de estos factores, puede ser menos rentable que realizar una instalación para venta de energía.

Sin embargo, el desarrollo de estas instalaciones sucederá una vez alcanzada la paridad tarifaria. Con precios de compra de la energía fotovoltaica, por debajo de la tarifa domestica, será mucho mas rentable consumir la energía generada que venderla.

## **BIBLIOGRAFIA**

- *Energía Solar Fotovoltaica. Apuntes de Energías Renovables.* FREMM , 2009.
- *Energía Solar Fotovoltaica en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.* ARGEM, 2001
- *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red.* I.D.A.E. Octubre 2002.
- *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.* I.D.A.E. Octubre 2002, revisado en Febrero de 2009
- *Plan de Energías Renovables 2005-2010.* MITyC e I.D.A.E., Agosto 2005.
- *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020*
- *Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012. E4. Plan de Acción 2008-2012.* MITyC e I.D.A.E., Julio 2007.
- Ley 57/1997
- *RD 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. Ministerio de Economía
- *RD 661/2007*, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. MITyC.
- *RD 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 RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- *Resolución de 28 de Junio de 2010.* Tarifa domestica
- *Orden de la Consejería de Universidades, Empresa e Investigación* por la que se declara la disponibilidad de crédito para la ampliación del importe asignado en la aplicación presupuestaria indicada en la Orden de 28 de mayo 2010, de la Consejería de Universidades, Empresa e Investigación, por la que se establecen las bases reguladoras y se convocan subvenciones correspondientes al ejercicio 2010, para la ejecución y explotación de proyectos de gestión energética sostenible por medio de instalaciones de aprovechamiento de recursos energéticos renovables en el área solar fotovoltaica aislada y mixta eólica-fotovoltaica aislada.
- *Orden de 28 de mayo de 2010*, de la Consejería de Universidades, Empresa e Investigación, por la que se establecen las bases reguladoras y se convocan subvenciones correspondientes al ejercicio 2010, para la ejecución y explotación de proyectos de gestión energética sostenible por medio de instalaciones de aprovechamiento de recursos energéticos renovables en el área solar fotovoltaica

- aislada y mixta eólica-fotovoltaica aislada.
- *Nota de prensa del MITyC*, por la que Industria remite a la CNE 4 normas relacionadas con el régimen especial.+
  - *Estudio de Mercado de Instalaciones fotovoltaicas en España*. Proyecto Europeo deSOLaSOL. Comisión Europea.
  - *Energía Solar Fotovoltaica, competitividad y evaluación económica, comparativa y modelos*. Eduardo Collado Fernández. Tesis doctoral.
  - *Transición, evolución y perspectivas de la industria fotovoltaica española*. Eduardo Collado. ASIF.
  - *El precio de los paneles fotovoltaicos disminuye un 50 % en solo un año*. Artículo técnico Francesc Xavier Cugat. (r)evolución Energetica.info
  - *Libro blanco de la energía años 2005-2009*. Ministerio de industria, comercio y turismo.