

UNIVERSIDAD POLITECNICA DE VALENCIA  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA DEL DISEÑO

---



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**Potencial de Generación Eléctrica  
Distribuida Mediante Sistemas Fotovoltaicos  
Integrados en los Edificios Públicos de la  
Ciudad de Gandia**

***TRABAJO FIN DE GRADO  
Ingeniería Eléctrica***

Autor: *Joaquín López Ibáñez*

Director: *Juan Ángel Saiz Jiménez*

*GANDIA, 30/5 /2015*

# Potencial de Generación Eléctrica Distribuida Mediante Sistemas Fotovoltaicos Integrados en los Edificios Públicos de la Ciudad de Gandia

*Autor:* Joaquín López Ibáñez

*Director:* Juan Ángel Saiz Jiménez

## *Resumen* —

La energía solar es un gran recurso energético, solo queda aprovecharlo y potenciarlo, para que se convierta junto a otras renovables en una fuente sostenible de energía para nuestros edificios y municipios. España es uno de los países de la Unión Europea que recibe más radiación solar por unidad de superficie, sin embargo, otros países que disponen de menores niveles de insolación cuentan con una superficie de captación en edificios muy superior a la de nuestra.

En España el desarrollo del sector se ha centrado en la construcción de plantas fotovoltaicas en suelo con por mayor sencillez y rentabilidad descuidándose el entorno urbano por varias razones, como la falta de información e incentivos para los inmuebles y el segmento residencial, las trabas y barreras administrativas.

Sin embargo la mayor parte de la población habita en ciudades por lo que las actuaciones dirigidas a la integración de las renovables en los edificios y la eficiencia energética tendrán amplias repercusiones positivas para los ciudadanos, las redes eléctricas y el medio ambiente. La planificación de los equipamientos públicos, los edificios y las infraestructuras deben contar con criterios energéticos dirigidos a la sostenibilidad y a conseguir un consumo casi nulo para reducir las emisiones y reducir los factores que afectan el cambio climático global.

Surgen múltiples áreas para posibles actuaciones, desde la aplicación de criterios de eficiencia energética a en la rehabilitación y construcción de edificios y equipamientos basados en energías renovables, que deben ser contempladas como actuaciones globales en la planificación urbana

El objetivo último es la implementación de propuestas y proyectos para el ahorro de energía y el suministro energético mediante renovables de forma ordenada. La Comisión Europea, ha establecido el compromiso de reducción del 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2020 en todo su ámbito municipal, como resultado de aumentar en un 20% la eficiencia energética y cubrir un 20% de la demanda con energías renovables. Para ello es necesario la creación de un Plan de Acción de Energía Sostenible con acciones concretas a implementar en todos los sectores consumidores de energía del municipio, incluyendo el sector de las dependencias municipales (edificios y alumbrado público), el sector residencial, sector servicios y sector primario.

Las Instituciones de una ciudad deben fomentar y promover el uso racional de la energía, la eficiencia energética y el aprovechamiento de energías renovables y la sostenibilidad medioambiental. Actualmente la ciudad de Gandia, como otras tantas ciudades, no dispone de ninguna instalación fotovoltaica de titularidad municipal, de planificación y ni objetivos dirigidos hacia la sostenibilidad energética. Sin embargo la administración local, la próxima al ciudadano debe de ejercer un papel ejemplarizante para minimizar la dependencia energética y la contribución local al cambio climático.

En este estudio se demostrará la viabilidad, tecnológica, económica y medioambiental , de una instalación fotovoltaica perfectamente integrada en un edificio público y dimensionada para un balance neto con autoconsumo instantáneo , con la posibilidad, si la normativa lo permitiese, de duplicar incluso su potencia nominal y por tanto su producción, sin generar grandes excedentes que se inyectarían a la red para que la consuman otros usuarios y en las horas de máxima demanda que coincide con la mayor producción.

*Autor: Joaquín López Ibáñez, email: joaloib@upv.es  
Fecha de entrega: 30-05-2015*

### Abstract —

Solar energy is a major energy resource, is just use it and enhance it so that it becomes with other renewable sustainable energy source for our buildings and municipalities. Spain is one of the countries of the European Union that receives more solar radiation per unit area; however, other countries with lower levels of insolation have a catchment area far superior to that of our buildings.

In Spain the sector's development has focused on the construction of photovoltaic plants in soil with simplicity and profitability by neglecting the urban environment for several reasons, including lack of information and incentives for real estate and residential segment, the obstacles and barriers administrative.

However most of the population lives in cities so the actions aimed at the integration of renewables in buildings and energy efficiency have broader positive impact on citizens, power grids and the environment. The planning of public facilities, buildings and infrastructure should have energy criteria aimed at sustainability and achieve almost zero consumption to reduce emissions and reduce the factors affecting global climate change.

Arise multiple areas for possible actions, since the implementation of energy efficiency criteria in the rehabilitation and construction of buildings and equipment based on renewable energy, which should be referred to as global actions in urban planning

The ultimate goal is the implementation of proposals and projects for energy savings and renewable energy supply through an orderly manner. The European Commission has established a commitment of 20% reduction of CO<sub>2</sub> emissions by 2020 in all its municipal area as a result of increasing by 20% energy efficiency and cover 20% of the energy demand renewable. This requires the creation of a Plan of Action for Sustainable Energy with concrete actions to be implemented in all energy-consuming sectors of the municipality, including the field of municipal buildings (buildings and street lighting), the residential sector, service sector and primary sector.

The institutions of a city should encourage and promote the rational use of energy, energy efficiency and use of renewable energy and environmental sustainability. Currently the city of Gandia, like so many cities, does not have any photovoltaic installation of municipal ownership, planning and objectives and targeted towards energy sustainability. However the local administration, next to the citizen must exercise an exemplary role to minimize energy dependence and the local contribution to climate change.

In this study the feasibility, technological, economic and environmental, perfectly integrated in a public building and dimensioned for a net balance with instant consumption, with the possibility, if the law permits, to duplicate even its nominal power photovoltaic system will be demonstrated and therefore its production, without generating large surpluses that would be injected to the network for other users who consume and times of peak demand coincides with increased production.



UNIVERSIDAD POLITECNICA DE VALENCIA  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERIA DEL DISEÑO

---



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

**Potencial de Generación Eléctrica  
Distribuida Mediante Sistemas Fotovoltaicos  
Integrados en los Edificios Públicos de la  
Ciudad de Gandia**

***TRABAJO FIN DE GRADO  
Ingeniería Eléctrica***

Autor: *Joaquín López Ibáñez*

Director: *Juan Ángel Saiz Jiménez*

*GANDIA, 30/5 /2015*

# Potencial de Generación Eléctrica Distribuida Mediante Sistemas Fotovoltaicos Integrados en los Edificios Públicos de la Ciudad de Gandia

*Autor:* Joaquín López Ibáñez

*Director:* Juan Ángel Saiz Jiménez

## *Resumen* —

La energía solar es un gran recurso energético, solo queda aprovecharlo y potenciarlo, para que se convierta junto a otras renovables en una fuente sostenible de energía para nuestros edificios y municipios. España es uno de los países de la Unión Europea que recibe más radiación solar por unidad de superficie, sin embargo, otros países que disponen de menores niveles de insolación cuentan con una superficie de captación en edificios muy superior a la de nuestra.

En España el desarrollo del sector se ha centrado en la construcción de plantas fotovoltaicas en suelo con por mayor sencillez y rentabilidad descuidándose el entorno urbano por varias razones, como la falta de información e incentivos para los inmuebles y el segmento residencial, las trabas y barreras administrativas.

Sin embargo la mayor parte de la población habita en ciudades por lo que las actuaciones dirigidas a la integración de las renovables en los edificios y la eficiencia energética tendrán amplias repercusiones positivas para los ciudadanos, las redes eléctricas y el medio ambiente. La planificación de los equipamientos públicos, los edificios y las infraestructuras deben contar con criterios energéticos dirigidos a la sostenibilidad y a conseguir un consumo casi nulo para reducir las emisiones y reducir los factores que afectan el cambio climático global.

Surgen múltiples áreas para posibles actuaciones, desde la aplicación de criterios de eficiencia energética a en la rehabilitación y construcción de edificios y equipamientos basados en energías renovables, que deben ser contempladas como actuaciones globales en la planificación urbana

El objetivo último es la implementación de propuestas y proyectos para el ahorro de energía y el suministro energético mediante renovables de forma ordenada. La Comisión Europea, ha establecido el compromiso de reducción del 20% de las emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2020 en todo su ámbito municipal, como resultado de aumentar en un 20% la eficiencia energética y cubrir un 20% de la demanda con energías renovables. Para ello es necesario la creación de un Plan de Acción de Energía Sostenible con acciones concretas a implementar en todos los sectores consumidores de energía del municipio, incluyendo el sector de las dependencias municipales (edificios y alumbrado público), el sector residencial, sector servicios y sector primario.

Las Instituciones de una ciudad deben fomentar y promover el uso racional de la energía, la eficiencia energética y el aprovechamiento de energías renovables y la sostenibilidad medioambiental. Actualmente la ciudad de Gandia, como otras tantas ciudades, no dispone de ninguna instalación fotovoltaica de titularidad municipal, de planificación y ni objetivos dirigidos hacia la sostenibilidad energética. Sin embargo la administración local, la próxima al ciudadano debe de ejercer un papel ejemplarizante para minimizar la dependencia energética y la contribución local al cambio climático.

En este estudio se demostrará la viabilidad, tecnológica, económica y medioambiental , de una instalación fotovoltaica perfectamente integrada en un edificio público y dimensionada para un balance neto con autoconsumo instantáneo , con la posibilidad, si la normativa lo permitiese, de duplicar incluso su potencia nominal y por tanto su producción, sin generar grandes excedentes que se inyectarían a la red para que la consuman otros usuarios y en las horas de máxima demanda que coincide con la mayor producción.

*Autor: Joaquín López Ibáñez, email: joaloib@upv.es  
Fecha de entrega: 30-05-2015*

## Abstract —

Solar energy is a major energy resource, is just use it and enhance it so that it becomes with other renewable sustainable energy source for our buildings and municipalities. Spain is one of the countries of the European Union that receives more solar radiation per unit area; however, other countries with lower levels of insolation have a catchment area far superior to that of our buildings.

In Spain the sector's development has focused on the construction of photovoltaic plants in soil with simplicity and profitability by neglecting the urban environment for several reasons, including lack of information and incentives for real estate and residential segment, the obstacles and barriers administrative.

However most of the population lives in cities so the actions aimed at the integration of renewables in buildings and energy efficiency have broader positive impact on citizens, power grids and the environment. The planning of public facilities, buildings and infrastructure should have energy criteria aimed at sustainability and achieve almost zero consumption to reduce emissions and reduce the factors affecting global climate change.

Arise multiple areas for possible actions, since the implementation of energy efficiency criteria in the rehabilitation and construction of buildings and equipment based on renewable energy, which should be referred to as global actions in urban planning

The ultimate goal is the implementation of proposals and projects for energy savings and renewable energy supply through an orderly manner. The European Commission has established a commitment of 20% reduction of CO<sub>2</sub> emissions by 2020 in all its municipal area as a result of increasing by 20% energy efficiency and cover 20% of the energy demand renewable. This requires the creation of a Plan of Action for Sustainable Energy with concrete actions to be implemented in all energy-consuming sectors of the municipality, including the field of municipal buildings (buildings and street lighting), the residential sector, service sector and primary sector.

The institutions of a city should encourage and promote the rational use of energy, energy efficiency and use of renewable energy and environmental sustainability. Currently the city of Gandia, like so many cities, does not have any photovoltaic installation of municipal ownership, planning and objectives and targeted towards energy sustainability. However the local administration, next to the citizen must exercise an exemplary role to minimize energy dependence and the local contribution to climate change.

In this study the feasibility, technological, economic and environmental, perfectly integrated in a public building and dimensioned for a net balance with instant consumption, with the possibility, if the law permits, to duplicate even its nominal power photovoltaic system will be demonstrated and therefore its production, without generating large surpluses that would be injected to the network for other users who consume and times of peak demand coincides with increased production.

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>OBJETO.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>JUSTIFICACIONES.....</b>	<b>1</b>
2.1	JUSTIFICACION ACADEMICA.....	1
2.2	JUSTIFICACION TECNICO-ECONOMICA.....	2
2.3	JUSTIFICACION LEGAL.....	2
<b>3</b>	<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>CONTEXTO Y TENDENCIAS ACTUALES EN EL SECTOR ENERGETICO.....</b>	<b>10</b>
5.1	INTRODUCCION.....	10
5.2	MIX ENERGETICO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESPAÑA.....	10
5.3	TENDENCIAS ACTUALES DEL SECTOR ENERGETICO.....	13
<b>6</b>	<b>MICRORREDES CON GENERACION DISTRIBUIDA DE RENOVABLES.....</b>	<b>18</b>
<b>7</b>	<b>LA GESTIÓN ENERGÉTICA MUNICIPAL.....</b>	<b>24</b>
7.1	LAS AGENCIAS LOCALES DE LA ENERGÍA.....	27
7.2	PLANES LOCALES DE AHORRO ENERGÉTICO.....	28
7.3	METODOLOGÍA DE ELABORACIÓN DE UN PLAN LOCAL DE AHORRO ENERGÉTICO.....	29
7.4	DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO MUNICIPAL Y DE EMISIONES DE G.E.I.....	29
7.5	DIAGNÓSTICO Y CONTROL DEL CONSUMO ENERGETICO DE EDIFICIOS Y SERVICIOS MUNICIPALES.....	30
<b>8</b>	<b>BENEFICIOS EN UN MUNICIPIO POR LA IMPLANTACION DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>33</b>
8.1	IMPULSO DE LA ECONOMÍA LOCAL.....	34
8.2	BENEFICIOS EDUCATIVOS.....	35
8.3	MEJORA DE LA IMAGEN DEL MUNICIPIO.....	35
8.4	MEJORA DE LA RED ELÉCTRICA LOCAL.....	35
8.5	EDIFICIOS DE CONSUMO CASI NULO.....	37
8.6	BENEFICIOS RELACIONADOS CON EL MEDIO AMBIENTE.....	37
<b>9</b>	<b>LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>39</b>
<b>10</b>	<b>EVOLUCION DE LA ENERGIA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA.....</b>	<b>42</b>
<b>11</b>	<b>CONSUMO DE ENERGÍA EN EDIFICIOS PUBLICOS E INSTALACIONES MUNICIPALES DE LA CIUDAD DE GANDIA.....</b>	<b>46</b>
<b>12</b>	<b>ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO EN UN EDIFICIO PILOTO: COMPLEJO POLIDEPORTIVO MUNICIPAL.....</b>	<b>52</b>
12.1	INTRODUCCION.....	52
12.2	SITUACIÓN GEOGRÁFICA Y CLIMATOLOGIA DE GANDIA.....	53
12.3	DESCRIPCIÓN DEL POLIDEPORTIVO Y SUS INSTALACIONES.....	56
12.4	CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA.....	59
12.5	INSTALACIONES CONSUMIDORAS DE ENERGÍA.....	61
12.6	DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO.....	66
12.7	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FV.....	66

12.8	<b>DISTRIBUCIÓN HORARIA DEL CONSUMO: CURVA DE DEMANDA.</b>	68
12.9	<b>CALCULO DE LA POTENCIA NOMINAL PICO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO.</b>	80
12.10	<b>CRITERIOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO.</b>	86
12.10.1	ASPECTOS ENERGÉTICOS	86
12.10.2	ASPECTOS DE SEGURIDAD DE LA PLANTA	88
12.10.3	INTEGRACION ARQUITECTÓNICA.	88
12.11	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACION	92
12.12	DATOS DE UBICACION DE LA INSTALACION	92
12.13	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	94
12.14	FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA	98
12.15	POTENCIA NOMINAL DE LA PLANTA.	98
12.16	POTENCIA MÁXIMA DE LA PLANTA	98
12.17	DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INSTALACIÓN	98
12.17.1	GENERACIÓN DE ENERGÍA.	98
12.17.2	CONVERSIÓN DE ENERGÍA Y CONTROL: INVERSORES.	104
12.17.3	CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.	123
13	<b>DIMENSIONADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.</b>	<b>125</b>
13.1	CRITERIOS GENERALES DE DIMENSIONADO	125
13.2	CONDICIONANTES AMBIENTALES DE DISEÑO	126
13.3	POTENCIA PICO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.	126
13.4	CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS DEL GV.	126
13.4.1	CONFIGURACIÓN SERIE / PARALELO DE LOS MÓDULOS	127
13.4.2	DIMENSIONADO DEL INVERSOR.	128
13.4.3	VERIFICACION DEL CORRECTO ACOPLAMIENTO ELECTRICO ENTRE EL GENERADOR FV Y EL GRUPO DE CONVERSION DC/AC.	138
14	<b>ESTRUCTURA DE SOPORTE.</b>	<b>140</b>
15	<b>ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA</b>	<b>149</b>
15.1	<b>RADIACIÓN SOLAR.</b>	<b>149</b>
15.1.1	EVALUACIÓN DE LA IRRADIACIÓN SOLAR.	152
15.1.2	ESTIMACIÓN DE LA IRRADIACIÓN SOBRE LA SUPERFICIE INCLINADA	155
15.2	<b>ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES</b>	<b>164</b>
15.2.1	ANGULO ÓPTIMO DE INCLINACION DEL GENERADOR FV.	169
15.2.2	PERDIDAS POR UNA ORIENTACIÓN DISTINTA A LA ÓPTIMA.	173
15.2.3	PERDIDAS POR INCLINACIÓN DISTINTA A LA ÓPTIMA.	175
15.3	<b>SOMBRAS EN GENERADORES.</b>	<b>177</b>
15.3.1	SOMBRAS LEJANAS.	177
15.3.2	SOMBRAS MUTUAS.	180
15.3.3	SISTEMAS ESTATICOS.	181
15.4	<b>EFICIENCIA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>	<b>191</b>
15.4.1	FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS	191
15.4.2	PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS PARA EVALUAR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED.	195

15.4.3	RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN “PR” .....	198
15.4.4	BALANCE DE PÉRDIDAS. ....	199
15.5	CÁLCULO DE LA ENERGÍA NETA PRODUCIDA.....	201
15.6	TABLA RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS DE LA INSTALACION. ....	226
15.7	ANÁLISIS GRAFICO DE LOS PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL SISTEMA FV. 229	
15.8	ANALISIS COMPARATIVO DE POSIBLES VARIANTES DE PRODUCCION.....	236
16	BALANCE ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL .....	241
16.1	BALANCE ECONÓMICO.....	241
16.1.1	PRECIO MEDIO DEL KWH GENERADO POR LA INSTALACIÓN.....	243
16.1.2	COSTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	260
16.1.3	COSTES DE EXPLOTACION DE LA INSTALACIÓN.....	262
16.1.4	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN O PAYBACK.....	264
16.1.5	VAN Y TIR.....	267
16.1.6	COSTE DEL KWH PRODUCIDO.....	269
16.1.7	RESULTADOS ECONÓMICOS.....	269
16.2	BALANCE MEDIOAMBIENTAL.....	271
17	CONCLUSIONES.....	273
18	BIBLIOGRAFÍA.....	276
19	REFERENCIAS WEB.....	276

## **ANEXO:**

- I. DISEÑO Y CALCULO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.
- II. PLANOS.
- III. CÁLCULOS ENERGÉTICOS HORARIOS.
- IV. CALCULO DEL VALOR DE LA ENERGIA NETA PRODUCIDA.
- V. RESULTADOS DE LA SIMULACION CON EL PROGRAMA PVSYST.
- VI. BASICOS SOBRE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.
- VII. DOCUMENTACION TECNICA.





## **1 OBJETO.**

El objeto de este trabajo es evaluar y demostrar la viabilidad energética, económica y medioambiental de implantar sistemas de generación de energía fotovoltaica en el entorno urbano local, concretándose el estudio en el posible aprovechamiento de las cubiertas de los edificios públicos municipales existentes en la ciudad de Gandia, tomando como modelo un edificio al que llamaremos “edificio piloto”, en concreto el polideportivo municipal y considerando la legislación actual y los criterios técnicos actualmente en vigor.

El modelo, dado la situación legislativa actual en España, se plantea para el autoconsumo instantáneo de energía y consecuentemente hacia la disminución del consumo de energía de origen convencional, al ahorro económico y hacia la autosuficiencia energética del edificio.

También es objeto desarrollar el procedimiento de cálculo para el balance neto con autoconsumo fotovoltaico y la evaluación económica de los resultados que cabe esperar, así como establecer las bases para la puesta en marcha de un futuro sistema local generación distribuida mediante de microrredes de generación distribuida con renovables en el entorno local y la evolución hacia el edificio con consumo energético convencional casi nulo, siempre con el criterio de obtener el mejor equilibrio posible entre la funcionalidad de las instalaciones proyectadas y su estética, optimizando todos aquellos factores que intervienen, con el objetivo de obtener una instalación integrada en el edificio y rentable al mismo tiempo.

Este trabajo pretende ser un antecedente que introduzca la tecnología fotovoltaica en los edificios públicos y su posible generalización en mayor o menor medida a la totalidad de los edificios de una ciudad, aprovechando que, las características climatológicas de nuestra situación geográfica nos sitúan en una posición ventajosa respecto al resto de Europa, a que en los últimos años los precios de la tecnología fotovoltaica ha experimentado un caída continua y todo ello unido a un constante aumento del precio del abastecimiento eléctrico, hacen necesario considerar la tecnología fotovoltaica aplicada a los edificios como una alternativa real frente al consumo único de la red eléctrica.

## **2 JUSTIFICACIONES.**

### **2.1 JUSTIFICACION ACADEMICA.**

El presente estudio se redacta con carácter de Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica tras haber realizado todas las asignaturas de la carrera y haber completado todos los créditos de la misma y aun siendo académico, es un estudio que podría ponerse en marcha tal como ha sido diseñado y en concreto la instalación fotovoltaica diseñada para el edificio piloto es perfectamente

ejecutable y viable económicamente con un periodo de amortización entre 7 y 8 años como máximo.

## **2.2 JUSTIFICACION TECNICO-ECONOMICA.**

Para el análisis de la viabilidad económica se parte de precios actuales de todos y cada uno los componentes necesarios para configurar el generador fotovoltaico, desde los módulos fotovoltaicos, la estructura de soporte hasta los componentes eléctricos y de electrónica de potencia.

Los datos técnicos y precios utilizados son reales y se han tomado de catálogos de fabricantes y distribuidores. Si hay cambios son debidos a las fluctuaciones del mercado, pero siempre se podrán encontrar en el mercado equipos equivalentes del mismo o de otros fabricantes. De igual modo se aplican los precios actuales del kWh consumido según la tarifa eléctrica contratada en el edificio.

## **2.3 JUSTIFICACION LEGAL.**

El trabajo cumple con la normativa actual que está regulada por una serie de Leyes y Reales Decretos que definen el régimen jurídico, económico y técnico de esta actividad de producción de energía eléctrica.

En el momento de redacción de este documento, la legislación aplicable a un SFV en España es la siguiente:

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.  
Se aplica a todas las instalaciones, nuevas o preexistentes, independientemente de cual sea la potencia instalada. Establece los derechos y obligaciones de estas instalaciones, así como las particularidades de su funcionamiento en el mercado y los procedimientos relativos a la inscripción en los correspondientes registros administrativos, sustituyendo así a los derogados Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

- RDL 13/2012, por el que se trasponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas.
- RDL 1/2012, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- RD 1699/2011, por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Establece las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas básicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica de las instalaciones fotovoltaicas (además de otras tecnologías) de potencia no superior a 100kW, siendo 5 kW la potencia máxima admisible de un inversor monofásico.

Describe los requisitos técnicos de conexión a red que un SFCR debe cumplir, dedicando especial atención a los sistemas de seguridad eléctrica.

Simplifica las tramitaciones para la conexión de pequeñas instalaciones de generación eléctrica.

Contempla la posibilidad de conexión en la red interior de un consumidor y establece un plazo de cuatro meses para la publicación de una propuesta de Real Decreto que regule las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida para consumo propio (previsiblemente mediante un mecanismo de balance neto). Fija el contrato tipo que debe ser firmado por el usuario del SFCR y la compañía eléctrica a la que se conecta el sistema.

Deroga el RD. 1663/2000 y modifica algunos aspectos del RD. 1578/2008.

- RD 647/2011, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.
- RD 1565/2010, de 19 de noviembre. Define el régimen económico para las instalaciones fotovoltaicas según el tipo, aplicando un porcentaje de reducción a los valores de las tarifas definidas en el RD 1578/2008.
- RDL 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- RDL 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- 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 para dicha tecnología.

Define el régimen económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica. El esquema de tarifas se ve modificado con una reducción extraordinaria definida en el RD 1565/2010

Marca las primas por la venta de la energía producida.

Establece un procedimiento de convocatorias con cupos de potencia y preasignación.

Establece dos tipos de SFCR (dos tipos de prima y cupos de potencia):

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.

Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

Este Real Decreto ha sido modificado en algunos aspectos por el RD 1565/2010, por el RD 14/2010 (cuya disposición adicional primera tiene el título "Limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas") y por el RD. 1699/2011.

- RD 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Define el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. También definía un régimen económico y una prima retributiva, pero esto fue derogado por el RD 1578/2008.

- RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-Ley 7/2006 de 23 de junio de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético
- Documento HE5 del Código Técnico de la Edificación.
- RD 436/2004, de 12 de 12 de marzo, referente a la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Deroga el RD 2818/1998.
- RD 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).
- RD 614/2001. Define las disposiciones mínimas para la protección frente al riesgo eléctrico.
- RD 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- RD 1663/2000. Referente a la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. Es de aplicación para aquellas instalaciones con potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión (aquella no superior a 1kV). Todo lo no previsto por este Real decreto quedará regido por los reglamentos técnicos y demás disposiciones en vigor, así como por el RD 436/2004.

### 3 INTRODUCCION.

En España, la integración y desarrollo fotovoltaico de los edificios conectados a la red está actualmente limitada, más que por su viabilidad económica o de la capacidad de la red eléctrica de absorber la generación fotovoltaica con un perfil horario condicionado a la irradiación solar, a la inestabilidad e incertidumbre legislativa.

En España se han suprimido las retribuciones a la fotovoltaica y no se favorece el balance neto de energía. Este entorno legislativo ha obligado a que en este trabajo la instalación fotovoltaica del edificio piloto se diseñe para el autoconsumo instantáneo, con una previsión de poder ampliarla y adaptarla en el caso de que los futuros cambios legislativos sí favorezcan el balance neto y la generación eléctrica distribuida con renovables en los edificios.

Si bien a nivel estatal la postura es la de no apostar por esta tecnología en el entorno urbano, siguen habiendo algunas Comunidad Autónomas como el País Vasco y la Comunidad Autónoma de Baleares que apoyan y subvencionan las energías renovables tanto a las entidades locales como a las empresas privadas que pretendan invertir hacia un sistema energético sostenible.

El Departamento de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Diputación Foral de Guipúzcoa, a través del «Plan Foral Guipúzcoa Energía-Acciones 2012-2015», contribuye a la tarea de acelerar la transición hacia un sistema energético sostenible, en cumplimiento de los mandatos y participación en los objetivos europeos. Dicho documento cuenta con la Línea Estratégica n. °6, cuyo objetivo es impulsar la implantación de políticas energéticas locales y comarcales así como detectar, coordinar y apoyar necesidades energéticas de carácter supramunicipal. La citada línea estratégica incluye un programa, para el impulso de proyectos de sostenibilidad energética en municipios, con el objeto de otorgar subvenciones a los ayuntamientos y sociedades mercantiles municipales y comarcales del Territorio Histórico de Guipúzcoa que realicen inversiones cuyo objeto sea el ahorro y la eficiencia energética en edificios, en instalaciones y en alumbrado público, la instalación de energías renovables, la adquisición de vehículos eficientes, etc.

El Gobierno Balear concede ayudas para el fomento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica y de energía eólica para autoconsumo, dirigidas a empresas, asociaciones

empresariales y particulares, para ejecutar en sus edificios empresariales, sociales o viviendas, respectivamente, con un importe económico de 400.000 euros, cofinanciado en un 50% con cargo al Programa FEDER 2014-2020 de les Illes Balears. Las actuaciones subvencionables son:

- En el caso de empresas y asociaciones empresariales, son subvencionables las inversiones en nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica y de energía eólica, para autoconsumo, con una potencia mínima instalada de 2 kW, y una potencia máxima de 100 kW.
- En el caso de personas físicas, son subvencionables las inversiones en nuevas instalaciones de energía solar fotovoltaica y de energía eólica, para autoconsumo, con una potencia máxima instalada de 5 kW

El constante incremento de la demanda y el coste de la energía y la amenaza del cambio climático requieren apostar por un nuevo sistema energético basado en tecnologías de generación con renovables bajas en carbono y disminuir la intensidad energética actuando sobre la demanda mediante la eficiencia y el ahorro de energía. La transición a este nuevo modelo requiere realizar un importante esfuerzo implementando y reforzando planes de eficiencia y ahorro energético que permitan conseguir la reducción de las emisiones actuales e impulsar sistemas de generación distribuida basados en fuentes de energías renovables.

Las Administraciones Públicas y entre ellas la Administración Local, la más próxima al ciudadano, deben de ejercer un papel ejemplarizante en la transición al nuevo modelo que minimice la dependencia energética y las emisiones de gases de efecto invernadero presentes en la atmósfera.

Actualmente el Ayuntamiento de Gandia no dispone de ningún generador fotovoltaico, ni dedica recursos suficientes a la gestión energética de sus instalaciones y edificios municipales. Como consecuencia de ello y del incremento tanto de la demanda y como del coste de la energía, el porcentaje del presupuesto municipal al consumo energético se incrementa anualmente.

En nuestra localización geográfica se dispone como primer aliado el alto recurso solar (1500 kWh/kWp año) que nos proporciona la posibilidad para configurar edificios que no solo sean consumidores sino también autoprodutores de energía dentro de un posible Plan Local de Ahorro Energético y Contra el Cambio Climático. La posible implantación siempre estará condicionada a una legislación que apueste por las energías renovables en el entorno urbano y a la capacidad económica de realizar la inversión, si bien actualmente dificultada por la situación económica de crisis generalizada que supone una barrera para lograr una implantación más generalizada.

En los documentos que constituyen este trabajo, se recogen todos los datos y características de los componentes necesarios para su elaboración, para ello se ha contado de la colaboración del

Ayuntamiento de Gandia y de distintas empresas relacionadas con del sector. Los valores de irradiación solar en el emplazamiento de la instalación se han obtenido del software Meteonorm de empresa Meteotest, la información del edificio de la inspección e inventario in situ de las instalaciones, y de los componentes de la instalación de los datos existentes en relación con este sector, y de la información facilitada por los fabricantes de módulos fotovoltaicos, aparataje eléctrica y equipos electrónicos de potencia necesarios para su configuración.

Tanto en la redacción como en los cálculos que se resumen en los correspondientes anexos, se han tenido en cuenta las disposiciones y preceptos contenidos en la legislación vigente.

Para poder llevar a cabo los cálculos y simulaciones de producción energética se ha utilizado el software PVSYST versión 6.2.5, y como software de apoyo y comparación los siguientes:

- Homer (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) de Homer Energy.
- SAM (System Advisor Model) de NREL.

Se han utilizado otras aplicaciones como PVGIS y PVWatt, la calculadora NOAA solar, y para otros cálculos solares la aplicación SUN EARTH y Sun Path Charts de la universidad de Oregón, etc...

Para otros cálculos y elaboración de gráficos Microsoft Excel versión 10.0, para la redacción y composición de los documentos, Microsoft Word versión 10.0 y Adobe Acrobat X.

Para el diseño gráfico, AutoCAD versión 2012, para la composición gráfica básica en 3D ScketchUp versión 2013 y para realizar la composición de imágenes Adobe Photoshop.

El resultado ha sido documento más extenso de lo inicialmente previsto, justificado por la gran cantidad de factores que interviene en el diseño, desde el recurso solar y su variabilidad con el tiempo, la auditoria energética previa y necesaria, los 8.760 valores de cada una de las variables que intervienen en los cálculos, el estudio de las características constructivas del edificio y los aspectos estructurales y de integración arquitectónica, la configuración y compatibilidad eléctrica del generador, el análisis económico de viabilidad, a lo que hay que añadir una normativa extensa, continuamente cambiante, y en algunos casos de difícil comprensión.

#### **4 METODOLOGIA.**

Para la consecución de los objetivos, este trabajo se ha estructurado en varias fases:

- 1) **Fase I: Recopilación de antecedentes.** La fase inicial o previa ha consistido en la recopilación de antecedentes, bibliografía y artículos, orientada a conocer la situación actual y las tendencias que se están siguiendo en otros lugares y observar cómo se actúa en cada uno de ellos.

Se ha realizado, por otro lado, una búsqueda y recopilación de legislación, europea, estatal y autonómica aplicable a las instalaciones de producción de energía fotovoltaica.

- 2) **Fase II: Identificación de los edificios públicos municipales y obtención de la cartografía digital.** Los trabajos correspondientes a esta fase se centrado en la identificación de los edificios públicos con su situación geográfica, la elaboración del listado de edificios municipales y la realización de una contabilidad energética básica, con el objetivo de determinar el potencial de cada edificio para la posible implantación de instalaciones fotovoltaicas.
- 3) **Fase III: Elaboración de un estudio técnico-económico en un edificio piloto.** El objeto de esta fase es la realización de un estudio técnico y de viabilidad económica de un generador fotovoltaico en un edificio piloto con la posterior generalización para un posible aprovechamiento de las cubiertas de otros edificios públicos municipales.

Esta última fase se realizará siguiendo las siguientes etapas:

*PRIMERA ETAPA: OBTENCION DE INFORMACION.*

En una primera etapa, se realiza un inventario de la documentación disponible del edificio:

- Proyecto del edificio y sus instalaciones.
- Facturas de electricidad de los últimos 3 años.
- Facturas de otros combustibles de los últimos 3 años.
- Información de campo facilitada por el personal de mantenimiento.

*SEGUNDA ETAPA: TOMA DE DATOS.*

Partiendo de la información recopilada en la primera fase, se realiza una selección, sobre plano, de los datos a recopilar in situ con el doble objetivo de inspeccionar el estado de las instalaciones y verificar su funcionamiento.

Se realiza un diagnóstico del edificio, desde el punto de vista energético y un análisis de los principales circuitos: acometida y distribución del edificio o grupo de edificios objeto de la auditoría.

*TERCERA ETAPA: RECOPIACION DE DATOS Y EVALUCION.*

Recopilación de datos in situ, según lo descrito en la segunda fase. Se trata de ordenar toda la información obtenida así como la del trabajo de campo, su evaluación, diseñar y calcular la instalación, y finalmente realizar la simulación mediante herramientas informáticas adecuadas.



Elaboración de los planos "*as built*" del edificio y estudio de la contratación con las compañías comercializadoras y distribuidoras eléctricas y las condiciones contractuales.

Valoración del coste total del consumo eléctrico facturado y su evolución durante los últimos 12 meses consecutivos, de esta forma se pueden realizar cálculos diversos, tales como:

- Distribución del consumo eléctrico por diversos periodos tarifarios (horas valle, llano y punta) y para diferentes discriminaciones horarias.
- Extrapolación de los resultados a un año tipo.
- Distribución de consumos por diferentes áreas de consumo.
- Generación de curvas de carga total.

A partir de los resultados anteriores y del conocimiento de las tarifas, se realiza una contabilidad energética del edificio piloto que debe corresponder a un año tipo o de referencia en cuanto a consumos de energía y su coste. Esta contabilidad energética básica definirá:

- Potencia instalada y consumos energéticos y costes asociados anuales.
- Balance energético de los consumidores por tipos de instalaciones.
- Curva de carga horaria, diaria y semanal y la evolución de las diferentes variables de consumo como mínimo de los últimos 12 meses consecutivos. Estos datos son muy importantes para, entre otras cosas, calcular la potencia nominal del generador FV y comprobar posteriormente que no habrán excedentes que se puedan inyectar a la red pública.

Se calcularán y definirán los parámetros eléctricos-energéticos, así como los parámetros constructivos del proyecto de un edificio piloto perfectamente ejecutable y a desarrollar en fases posteriores.

Se realizará simulación utilizando el programa PVSYST para conocer el ahorro energético, que se calculará por el diferencial entre la situación actual y la futura, cuantificando la variación de emisiones de dióxido de carbono equivalentes y otros gases contaminantes.

Se analizará su viabilidad y rentabilidad económica, para ello calcularemos la inversión inicial y la evolución temporal de la producción para posteriormente calcular el tiempo de amortización y el ahorro energético en el intervalo temporal de 25 a 40 años de vida previsto para la instalación.

- 4) **Fase IV: Análisis y discusión de los resultados obtenidos** : Con todo ello, se procederá a la realización de un análisis y discusión de los resultados obtenidos, para finalmente llegar a la consecución del objeto fundamental de este documento, que es la definición de las líneas generales para el establecimiento de una propuesta de implantación de generadores de energía renovable en el ámbito municipal (local), para promover el cambio hacia unas instalaciones viables desde el punto de vista económico, social y sostenibles con el medio ambiente.

## 5 CONTEXTO Y TENDENCIAS ACTUALES EN EL SECTOR ENERGETICO.

### 5.1 INTRODUCCION

En los próximos años, se producirá una revolución de la generación distribuida en el entorno urbano y se estima que el 20% de la generación mundial será de origen descentralizado debido, principalmente, a la reducción de costes de la FV. También se prevé que esta tecnología sustituya el consumo de combustibles fósiles en los edificios y en el transporte (coches eléctricos). Esta tendencia del sistema energético hacia un modelo más descentralizado y diversificado, se adapta perfectamente a las cualidades que presenta la generación de electricidad mediante fuentes renovables.

### 5.2 MIX ENERGETICO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Según informe del Observatorio de la Electricidad (WWF) en España en los últimos años ha disminuido considerablemente tanto la producción como la demanda de electricidad. Si en el año 2012 la producción alcanzó los 276.227 GWh, en 2013 se reduce un 3,65%, situándose en los 266.499 GWh. En el análisis de la demanda eléctrica total del Sistema Peninsular de 2013, ésta es de 243.015 GWh, mientras que en 2012 fue de 248.5337 GWh, por lo que ha disminuido en 2,27%.

El balance eléctrico peninsular de 2013 muestra una cobertura de la demanda del 21,3% con energía nuclear (mientras que en 2012 fue de 22,2%), situándola en el primer lugar, seguida de un 20,4% con energía eólica (mientras que en 2012 fue de 17,4%), seguido del 14,9% con centrales térmicas de carbón (mientras que en 2012 fue de 19,8%), el 12,7% ha sido cubierto con energía hidráulica (mientras que en 2012 fue de 7%), un 9,4% con ciclos combinados de gas natural (mientras que en 2012 fue del 13,8%) y el 21,2% restante con otras fuentes de energía (en 2012 fue del 19,8%).

En 2013 en **régimen ordinario** se generaron **155.446 GWh**, es decir, el **58,3%** de la electricidad, mientras que en **régimen especial** **111.053 GWh**, el **41,7%** restante. Tanto el

régimen ordinario como el especial han disminuido si lo comparamos con los datos registrados en 2012 (173.500 GWh y 102.727 GWh respectivamente).

En relación a la producción de energía de origen renovable, en el 2013 se generó más que en 2012, según datos de REE, sumando un total de **108.385 GWh**, mientras que en 2012 se registraron 85.065 GWh. La potencia instalada en el parque generador peninsular procedentes de tecnologías renovables aumentó en 556 MW durante el 2013, alcanzando al finalizar el año un total de 102.281 MW, ligeramente superior a la registrada en 2012 (102.524 MW). Esta nueva potencia procede de nuevas infraestructuras de origen renovable, con 173 MW de eólica y 440 de tecnologías solares (140 MW de solar fotovoltaica y 300 MW de solar termoeléctrica).

La **energía eólica ha elevado su participación** en la cobertura de la demanda de ese año situándose en la **segunda fuente de generación**, con una cuota del **20,4%**, genera una externalidad positiva de ahorro en emisiones de CO2 evitadas, con una producción de **54.479 GWh**, mientras que en 2012 fue de 48.137 GWh, por detrás de la energía nuclear (primer puesto), pero por delante de las centrales térmicas de carbón (tercer puesto), por delante de la energía hidráulica (cuarto puesto), y muy por delante de los ciclos combinados de gas natural (quinto puesto).

A lo largo de 2013, la energía eólica tuvo una especial contribución en la generación global, superando los valores máximos de cobertura de la demanda y de producción: el 06/02/2013 a las 15.49 h, anotaba un nuevo máximo de potencia instantánea con 17.056 MW, un 2,5% superior respecto al registrado el 18/04/2012, con 16.636 MW. Además ese mismo día superó los máximos de energía horaria con 16.9185 MWh, entre las 15.00 y las 16.00 h, que supuso un incremento del 2,8% respecto a la anterior de 16.455 MWh registrado el 18/04/2012. Los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre la generación eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total al sistema.

El mix energético del Sistema Eléctrico Peninsular por tecnologías en 2013:

- La energía hidráulica aportó el 12,7% al sistema eléctrico peninsular en 2013. Su producción aumenta considerablemente respecto a la de 2012 (7 %). Esta energía se sitúa en el cuarto puesto del mix eléctrico del Sistema Peninsular.
- La energía nuclear representó el 21,3% del mix eléctrico peninsular en 2013, situándola en el primer puesto del mix eléctrico del Sistema Peninsular por delante de la eólica y del carbón. Este año ha disminuido ligeramente su aportación respecto a 2012 (22,2%), esto provoca una ligera mejora en el indicador de calidad ambiental del sistema eléctrico para los residuos nucleares, que disminuyen.

- La generación eólica mejoró considerablemente en 2013 y ocupó el segundo puesto dentro del mix peninsular, con una aportación del 20,4% al sistema eléctrico. Su producción ha aumentado considerablemente respecto al año pasado, en 2012 (17,4%). Se ha pasado de generar 48.137 GWh en 2012 a 54.479 GWh en 2013, esto mejora considerablemente el indicador de calidad ambiental de emisiones de CO<sub>2</sub> puesto que las renovables no tienen emisiones de energías renovables.
- La producción eléctrica de las centrales térmicas de carbón en 2013, con una aportación del 14,9%, disminuye respecto a la registrada en 2012 (19,8%). Se posiciona, por tanto, como la tercera fuente de electricidad del sistema, contribuyendo a un empeoramiento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.
- Las centrales de ciclo combinado de gas natural, representaron el 9,4% del mix peninsular disminuyendo considerablemente su producción de electricidad respecto a 2012 (13,8%). Ocupan por tanto el quinto puesto en el desglose de fuentes de energía del Sistema Peninsular eléctrico.
- El 21,2% restante corresponde a “otros”: un conjunto de energías renovables (solar, biomasa, mini-hidráulica) y cogeneración.

Según los datos aportados por REE, en 2013 se generó con **energías renovables 108.385 GWh** (aproximadamente un **42,42%** de la demanda eléctrica del 2013), cifra muy superior a la registrada en 2012 que fue de 85.063 GWh. La contribución por tecnologías en 2013 fue: 54.479 GWh son eólicos, 7.996 GWh solar fotovoltaica, 4.543 GWh solar térmica, 5.027 GWh térmica renovable, 7.033 GWh de mini-hidráulica y 33.972 GWh hidráulica en régimen ordinario. No incluye generación por bombeo.

El saldo en 2013 de los intercambios internacionales fue negativo, llegando al 3% (6.753 GWh), lo cual indica que es exportador, aunque ha sido inferior al registrado en 2012 que fue del 4% (11.427 GWh). Además, la entrada en funcionamiento del enlace Península-Baleares ha permitido que desde la Península se cubra el 22,3% de la demanda del sistema eléctrico balear.

En 2013 se ha producido **una disminución de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>** respecto a 2012. Mientras que en 2012 las emisiones totales eran de 66.749.231 ton de CO<sub>2</sub>, en el 2013 se han situado en los **47.420.049 ton CO<sub>2</sub>**, son un **40,76 %** inferiores a las del 2012.

En pasado mes de julio de 2014 el balance eléctrico peninsular demuestra una cobertura de la demanda del 25,1% cubierto con energía procedente de las centrales térmicas de carbón, seguido del 19,7% con energía nuclear, el 16,1% con energía eólica, el 9,2 % con energía hidráulica y el 8,3% con ciclos combinados de gas natural

En relación a la producción de energía de origen renovable, el mes de Julio de 2014 ha generado, según datos de REE, un total de 8.195 GWh, que supone un 36,1% respecto a la generación total, esta cifra ha aumentado respecto al mismo mes del año pasado, ya que en Julio de 2013 se generaron 7.763 GWh.

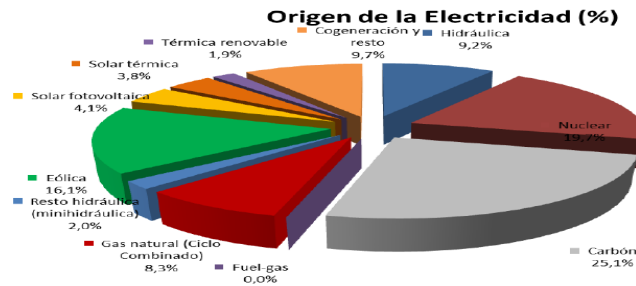


Fig1. Origen de la electricidad por tecnologías julio 2014 Fuente: REE

Se puede afirmar que España tiene un sistema eléctrico que en la actualidad es capaz de absorber un alto porcentaje de energías renovables. También, si nuestro país apuesta por un mix con mayor generación renovable, sin fuentes contaminantes, se puede conseguir un descenso importante de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>. Asimismo, un incremento de generación renovable permitirá disminuir la dependencia energética exterior y una lucha efectiva contra el cambio climático.

Sin embargo a nivel mundial según el último informe de la Organización Meteorológica Mundial (OMM), indica que **el año 2013, fue el de mayor concentración de gases de efecto invernadero presentes en la atmósfera**. El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el gas que más contribuye a este efecto, aumentó su concentración a un ritmo que no se había registrado en casi 30 años. Este aumento se debe al incremento constante de las emisiones de este gas sumado a la reducción de la cantidad de CO<sub>2</sub> absorbida por la biosfera de la Tierra.

Según este informe, en 2013, la concentración de CO<sub>2</sub> alcanzó el 142% del nivel de la era preindustrial (antes de 1750); el de metano, el 253% y el de óxido nitroso, el 121%. La concentración de dióxido de carbono, el principal culpable del calentamiento global, se elevó a 396 partes por millón. Este incremento supuso un alza de 2,9 partes por millón entre 2012 y 2013, el mayor incremento anual en 30 años.

### 5.3 TENDENCIAS ACTUALES DEL SECTOR ENERGETICO

El desarrollo y la aplicación de las energías renovables como fuente de energía, favorece nuestro medio ambiente reduciendo las emisiones de GEI y la dependencia de los combustibles fósiles y la diversificación del sector energético, a medio y a largo plazo.

Las energías renovables son aquellas formas de energía generadas a partir de fuentes que debido a sus características intrínsecas se regeneran o son "inagotables" en una escala de tiempo "humana", y cuyo uso no pone en peligro los recursos naturales de futuras generaciones y abren un nuevo escenario de posibilidades por su diversidad, desde la energía hidroeléctrica, solar térmica, solar fotovoltaica, biomasa, geotérmica, eólica, termosolar, hasta la mareomotriz, etc., y las ventajas de sus posibles usos son incontables: reducción de la contaminación ambiental, sostenibilidad, reducción de la dependencia de combustibles fósiles, etc.

La mayoría de las tecnologías de energías renovables están evolucionando y experimentando reducciones importantes en sus costes que las acercan a una situación de competitividad respecto a las energías convencionales. Algunas tecnologías como la hidráulica, la biomasa o la eólica, ya más maduras, experimentan reducciones modestas o muy pequeñas mientras que otras tecnologías más incipientes, como la solar fotovoltaica, presentan importantes reducciones en sus costes, que las acercan con decisión a la competitividad.

Estas tendencias contrapuestas, costes de las energías renovables a la baja y precio del mercado eléctrico al alza, implican que los costes añadidos al sistema eléctrico debidos a la introducción de las energías renovables se van a reducir con el paso del tiempo.

La tendencia a la baja de los costes de la tecnología fotovoltaica en la generación eléctrica permite que en aplicaciones en edificios entren en competitividad, puesto que el valor de referencia no es el precio del mercado eléctrico sino la tarifa aplicada a los consumidores finales. Superada esta barrera, el diferencial de precios va a impulsar el autoconsumo de electricidad.

Surgen de esta manera nuevos conceptos y aplicaciones de generación renovable, que propiciarán un cambio progresivo del modelo de generación centralizada actual hacia otro donde la generación distribuida de electricidad se integre de manera eficaz en la red.

Las Micro Redes Inteligentes (*Smart Grids*) en el futuro jugarán un papel destacable en esta integración, haciendo posible una mejor gestión de la demanda, con canales de comunicación eficaces entre consumidores y operadores de las redes eléctricas., en cualquier caso, serán las infraestructuras eléctricas las que presentan una mayor necesidad de evolución y adaptación a la integración de este tipo de electricidad, tanto en su gestión como en su diseño

En el campo de la edificación la energía solar fotovoltaica constituye actualmente una alternativa viable para generar electricidad en el lugar donde se consume, no es contaminante y apenas necesita mantenimiento. Es una tecnología versátil que sirve tanto para electrificar zonas rurales aisladas como para generar electricidad en edificios conectados a la red en zonas urbanas. Si la instalación fotovoltaica está conectada a la red, el cliente y la compañía eléctrica establecen un nuevo tipo de relación donde la energía sobrante generada por la instalación fotovoltaica puede

ser exportada a la red. La red eléctrica se convierte en el dispositivo de almacenamiento del edificio, eliminando la necesidad de instalar costosas baterías. Las compañías eléctricas también se ven favorecidas, ya que evitan generar energía durante las horas pico en las que la demanda energética es mayor y los costes asociados a la generación son máximos.

La continua reducción de costes de la energía solar fotovoltaica ha permitido alcanzar en algunas zonas la “paridad de red” en el punto de consumo, lo que conlleva numerosas ventajas, tanto para los consumidores, para el propio sistema eléctrico. Diversos estudios indican que la paridad de red se ya es un hecho en algunas zonas climáticas de nuestro país y se alcanzará en la Unión Europea en la presente década, teniendo este hecho gran trascendencia para el desarrollo del mercado fotovoltaico.

El sector de los edificios (residenciales, comerciales, administrativos) es el mayor consumidor de energía y el mayor emisor de CO<sub>2</sub> de la UE, responsable aproximadamente de un 40% del consumo de energía final y de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto convierte a los edificios en un campo estratégico de actuación, siendo vital establecer estrategias de mejora de la eficiencia energética y de fomento de las energías renovables. Por ello, estas fuentes de energía son un elemento clave en los edificios para alcanzar los requisitos mínimos de eficiencia energética y más aún si éstos tienen que evolucionar hacia un consumo energético casi nulo en el futuro. Conceptualmente, los edificios están empezando a pasar de ser un consumidor de energía a un productor-consumidor de energía, que puede ser autosuficiente e incluso excedentario.

Las tecnologías que mejor se adaptan a la producción para autoconsumo en los edificios por sus costes, características modulares y posibilidades de integrarse donde se produce el consumo, son la fotovoltaica o la mini eólica.

En un sistema diseñado para el autoconsumo, cuando la demanda del consumidor es superior a la generación de su instalación, toda la energía generada se consumirá de manera instantánea. Sin embargo, en los momentos en que la producción supere a la demanda, la energía excedente debe ser almacenada en la red para optimizar el aprovechamiento de la instalación.

Surge así la necesidad de gestionar estos excedentes, y el sistema propuesto es el balance neto de energía. El balance neto es, por tanto, un mecanismo de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que auto produce parte de su consumo utilizar el sistema eléctrico para “almacenar” los excedentes puntuales de su producción, y recuperarlos posteriormente.

Con este sistema de compensación de saldos se evita la necesidad de incorporar sistemas de acumulación en las propias instalaciones, que actualmente tienen costes que no permiten su viabilidad económica, a la vez que se descongestionan las redes de transporte y distribución, permitiendo un mejor aprovechamiento de las mismas.



Para que el sector de la edificación juegue un papel importante en el fomento de las energías renovables es necesaria la implicación de distintas administraciones que, impulsen su uso en los edificios públicos y modifiquen las normas y códigos del sector incluyendo las fuentes de energía renovable.

La modificación del Código Técnico de la Edificación es la principal actuación propuesta en el plan para impulsar las energías renovables en los edificios. Este impulso normativo y reglamentario, además de una aportación solar para agua caliente sanitaria, incluye la obligación de una contribución fotovoltaica mínima en los edificios de nueva construcción o que se rehabiliten, de forma que una parte de sus necesidades previstas eléctricas y térmicas se cubra mediante distintas opciones posibles de energías renovables.

Uno de los sistemas más utilizados es la energía solar térmica, entre otras cosas porque el Código Técnico de la Edificación te exige en edificios nuevos que un porcentaje de la energía necesaria para el uso de ACS sea producida de este modo. La tecnología del sistema es muy básica, el agua discurre a través de un colector o panel donde se calienta gracias a la radiación solar. A su vez, a través de un intercambiador de calor, se eleva la temperatura de un depósito aislado que nos permite almacenar el agua para consumo o incluso para sistemas de calefacción de baja temperatura. Este tipo de instalaciones se pueden amortizar en menos de 5 años, reduciendo el consumo de gas en un 30%.

En junio de 2009 entró en vigor la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Esta Directiva establece objetivos nacionales vinculantes, que para España coinciden con los del conjunto de la Unión Europea (un 20% de consumo final bruto de energías renovables para 2020 y un 10% en transporte) e insiste en la integración de las renovables en otros sectores como la edificación y el urbanismo.

Además, se hace un reconocimiento expreso de las externalidades positivas de estas fuentes (energías limpias y autóctonas) y se garantiza la utilización, y el control, de los sistemas de apoyo por parte de los Estados Miembros, a fin de alcanzar los objetivos establecidos.

La Directiva forma parte del denominado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que incluye como objetivos para el año 2020 el aumento de la contribución de las energías renovables hasta alcanzar un 20%, de una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 20% con respecto a los niveles de 1990, y de una mejora del 20% de la eficiencia energética hasta el año 2020. Es el llamado paquete 20-20-20, que integra diferentes medidas para reducir la dependencia energética exterior de la Unión Europea y luchar contra el cambio climático. Por todo ello, los expertos consideran la Directiva de extraordinario valor para que las renovables sigan creciendo y ganando cuota de mercado.



La Directiva 2010/31/UE, relativa a la eficiencia energética de los edificios, establece la obligación de que todos los inmuebles nuevos, o que experimenten reformas importantes equivalentes al 25% de la superficie envolvente o al 25% de su valor sean “*de consumo de energía casi nulo*” a partir del 31 de diciembre de 2020; en el caso de los inmuebles de las administraciones públicas, este límite se anticipa dos años. Específicamente, indica que esa cantidad casi nula de energía debe cubrirse “en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno”.

El consumo energético de los edificios, de acuerdo con la citada Directiva, se mide anualmente dependiendo del grado de consumo que tengan y de la potencia y condiciones de sus instalaciones de microgeneración, habrá momentos en que serán deficitarios y momentos en que serán excedentarios, lo que exige gestionar su balance energético. *Además, las poblaciones necesitarán el aporte de generación distribuida “en el entorno” para cumplir con un saldo de energía casi nulo.*

La vida en los edificios no se concibe sin energía, pero hemos de saber que esta puede ser sostenible o renovable en gran medida. Dada la crisis económica actual que nos ha tocado vivir, no son pocos los que ya piensan en disminuir la demanda energética, utilizar medidas pasivas, reducir consumo y emisiones.

El coste por kWh generado, el kWh solar, tanto en sistemas autónomos como en sistemas conectados a la red, está en continua disminución debido a la incorporación de células solares de mayor rendimiento, las mejoras de rendimiento y fiabilidad de los distintos componentes del sistema FV, la optimización del diseño y dimensionado y la disminución de los costes de producción, debido a un constante aumento del mercado

Debido a la reducción de costes, mejoras estéticas y todos los beneficios derivados de la generación distribuida, los sistemas fotovoltaicos en edificios EFVCR (Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica) o BIPV (Building Integrated PhotoVoltaics), es la única tecnología renovable que hoy por hoy, permite diseñar y construir edificios que cubran gran parte (o todas) sus necesidades energéticas y que además se puede instalar de forma masiva en un entorno urbano.

Con la incorporación de la energía fotovoltaica en los edificios, las ciudades ya no son únicamente consumidores de energía, sino también productores, configurándose sistemas distribuidos donde la electricidad se genera lo más cerca posible del punto de consumo, lo que favorece la diversidad del sistema y reduce las pérdidas de transporte.

La tendencia actual es avanzar hacia la generación distribuida mediante el fomento del autoconsumo, conectando las instalaciones de producción con energías renovables a las redes interiores de los consumidores, de manera que la producción se realice en el mismo punto en el que se consume la energía.

El sector público debe ejercer el papel ejemplarizante que le corresponde, contribuyendo, con la implantación energías renovables en sus propios edificios, con inversiones en ahorro y eficiencia energética. Estimulando la demanda de servicios energéticos renovables.

## **6 MICRORREDES CON GENERACION DISTRIBUIDA DE RENOVABLES.**

Las microrredes suponen una pequeña revolución energética en la que los consumidores y el medio ambiente serían sus principales beneficiarios. Se trata de pequeños sistemas inteligentes de distribución eléctrica y térmica auto-gestionados localmente, de forma que podrían funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma. Sin embargo, aunque hay diversos proyectos en todo el mundo, la falta de una normativa específica impide su generalización.

Se entiende como microrred eléctrica a un sistema de generación eléctrica bidireccional que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital y favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad.

Los elementos de los que consta una microrred inteligente son:

- Sistemas de generación distribuida;
- Sistemas de almacenamiento de energía;
- Técnicas para la gestión de cargas;
- Sistemas de monitorización y control del flujo de potencia;
- Técnicas y procedimientos de mantenimiento preventivo.

Los usuarios de una microrred tendrían a su disposición una red eléctrica y térmica basada en diversas fuentes renovables de generación energética y de almacenamiento o de alta eficiencia: paneles solares, minigeneradores eólicos, microturbinas, geotermia, pilas de combustible, sistemas de cogeneración (generan electricidad y calor) y trigeneración (generan electricidad, calor y frío), dispositivos de almacenamiento de energía como baterías o almacenamientos térmicos, etc.

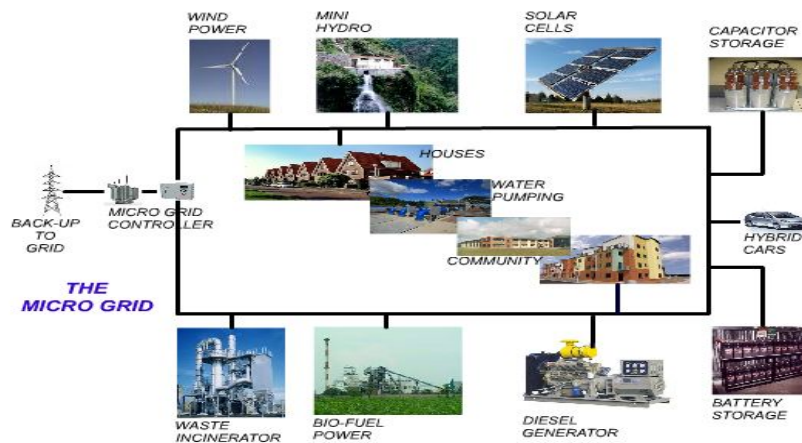


Fig.2. Esquema básico de una mini red con generación distribuida de renovables (MGDR).

La microrred permite una mayor calidad del suministro, al realizar una regulación de tensión, un mayor ahorro y una menor dependencia de la red de distribución, ya que se controla más el consumo y se optimizan los elementos del sistema. Además, la cercanía de la ubicación de las fuentes de generación y el aprovechamiento en red de los diversos sistemas de energía y calor aumentan considerablemente la eficiencia energética del conjunto.

Una microrred implica también utilizar la energía de forma descentralizada, lo que reduce la dependencia hacia la red de distribución eléctrica convencional. En situaciones de fallo, los usuarios podrían desconectarse de la red pública, suministrando energía en esta demanda interna crítica. Por ello, la red pública se beneficiaría también de estas microrredes, ya que apoyarían su operación. Por otro lado, los cambios en la regulación del mercado eléctrico y el avance tecnológico de los pequeños sistemas de generación eléctrica crearán nuevas oportunidades de negocio para las distribuidoras actuales o para nuevas iniciativas relacionadas con la implantación, gestión y mantenimiento de las microrredes.

En el aspecto medioambiental, las microrredes utilizan menos energía que los sistemas actuales de generación y distribución centralizada, por lo que reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, su uso potenciaría la implantación de sistemas alternativos basados en energías renovables, más respetuosas con la naturaleza. A pesar de sus posibilidades, existen problemas para su implantación.

El concepto de microrred no se ha generalizado y está, desde hace tiempo, limitado a localizaciones remotas donde la electrificación convencional no es posible. No hay barreras técnicas para la implantación de las microrredes, sino vacíos regulatorios, legislativos y económicos.

En este sentido, la legislación actual impide que sea económicamente rentable disponer de dispositivos de generación renovable para consumir la energía generada, o para almacenarla para su posterior consumo. Adicionalmente, tampoco se puede disponer de sistemas que puedan conectarse o desconectarse de la red pública según el interés del usuario final. Por ello, para su desarrollo sería necesario salvar estas trabas y crear un estándar y una normativa específica que regulase el concepto de microrredes.

El éxito de la difusión y fomento de la MGDR radica en la existencia de tecnologías de punta que permiten, para potencias pequeñas, generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad.

Las principales ventajas de la microrredes son:

- Las microrredes permiten una mayor calidad del suministro, un mayor ahorro y una menor dependencia de la red de distribución.
- Podrían funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma.
- Cercanía de la ubicación de las fuentes de generación y el aprovechamiento en red de los diversos sistemas de energía y calor aumentan considerablemente la eficiencia energética del conjunto.
- La red pública se beneficiaría también de estas microrredes, ya que apoyarían su funcionamiento en caso de fallo.
- Las microrredes utilizan menos energía que los sistemas actuales de generación y distribución centralizada.
- Las microrredes reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero y potenciaría la implantación de energías renovables.
- Incluso los consumidores que no disfrutaran de las ventajas directas de las microrredes también podrán beneficiarse de estos sistemas. Se debe a que un aumento en el uso de éstas supondrá una reducción de costes de energía debido a la reducción de la demanda pico en la red de distribución.

Una de las principales características de las microrredes, es que, por su propia definición, se comportan como pequeños centros de generación distribuida.

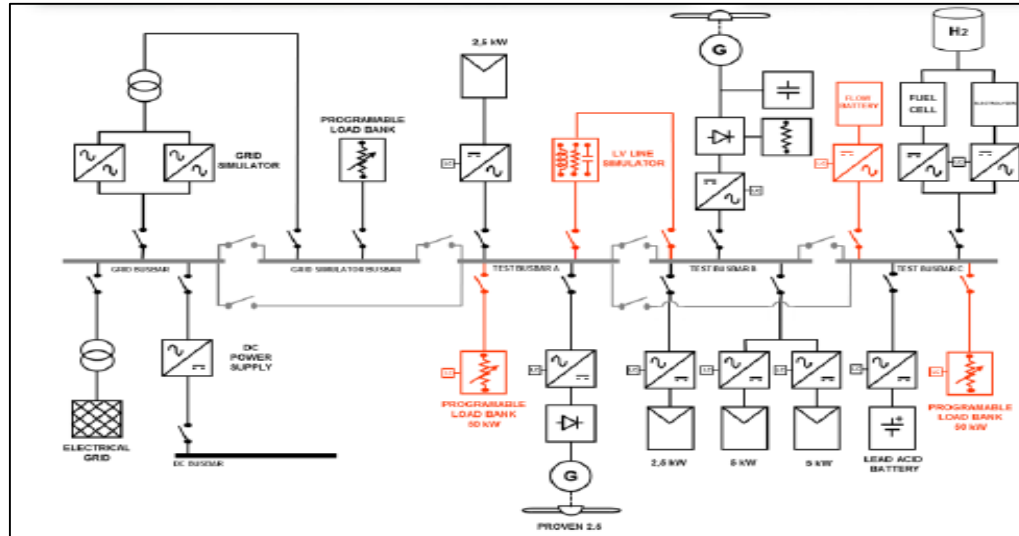


Fig.3. Esquema eléctrico de una microrred con generación distribuida de renovables (MGDR).

La Generación Distribuida de Renovables (GDR) representa un cambio de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Distribuida, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua.

Los sistemas eléctricos actuales constan de grandes centrales de generación (carbón, gas, hidráulicas, nucleares, etc.) que vierten la energía producida a la red de transporte, pasa a las redes de distribución y llega a los consumidores. El flujo de la energía es unidireccional y las plantas de generación normalmente están alejadas de los centros de consumo.

En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

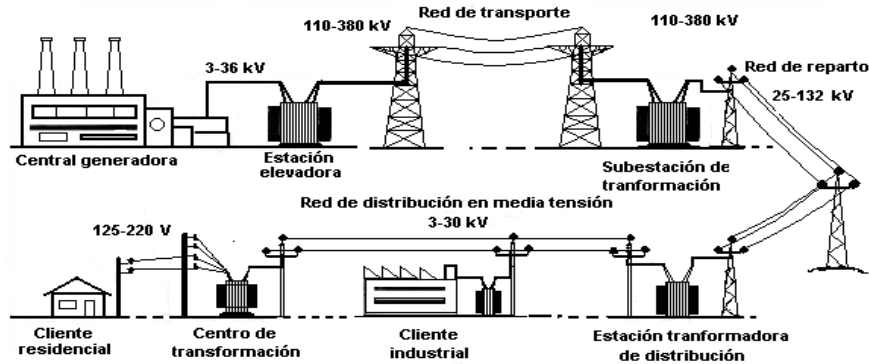


Fig.4. Detalle de un sistema tradicional de energía eléctrica.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los orígenes de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida.

En la generación distribuida, las centrales de generación son de reducido tamaño, conectadas a las redes de distribución y situadas más cerca del consumo, planteándose el autoconsumo, donde los propios consumidores (hogar, empresa o ente público) instalarían pequeños generadores, micro-generadores, en sus instalaciones que producirían parte o toda la electricidad que necesitan para su propio consumo.

Aunque no existe una definición consensuada, el concepto es el siguiente:

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Es la producción de electricidad a través de instalaciones de potencia reducida.
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Es la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.

- Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías renovables.

El principal desarrollo de la generación distribuida ha provenido tradicionalmente de llevar suministro eléctrico a puntos alejados o de difícil acceso para la red de distribución. En estos casos, es mucho más económico instalar un pequeño generador que construir las redes de distribución que permitan suministrarse de un sistema eléctrico con grandes centrales.

Además de esta razón de tipo económico, la generación distribuida presenta otro tipo de ventajas, como la reducción de pérdidas en la red de transporte al estar conectadas estas instalaciones en puntos cercanos al consumo o que posibilita el desarrollo de instalaciones de generación a pequeños agentes, ya que su reducido tamaño no requiere de grandes inversiones. Adicionalmente, la generación distribuida renovable contribuye a cumplir objetivos de menores emisiones de CO<sub>2</sub> y a reducir la dependencia energética exterior.

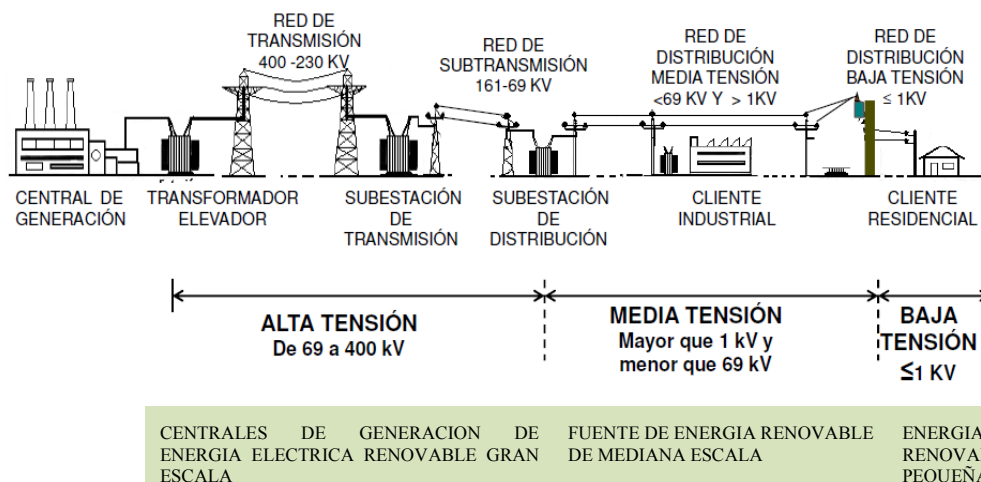


Fig.5. Detalle de un sistema generación de energía eléctrica con renovables.

Por el contrario, la generación distribuida presenta dos desventajas principales:

- Es una generación cuyo control no está centralizado en el operador del sistema y que depende de las circunstancias de sus titulares, lo que complica la operación del sistema en su conjunto
- La generación distribuida de origen renovable depende del recurso correspondiente (agua, sol, viento...), necesitando algún tipo de apoyo si se quiere tener el suministro garantizado.



## 7 LA GESTIÓN ENERGÉTICA MUNICIPAL.

El consumo energético es cada día mayor en el ámbito urbano, disponer de energía en todo momento representa un reto constante para la seguridad pública, económica y social.

Los ayuntamientos son las instituciones más cercanas y tienen responsabilidades de gestión en los denominados sectores difusos (transporte, residencial y servicios) que han tenido un mayor ritmo de crecimiento de consumo de energía y emisiones en los últimos años, por lo que es un deber de las autoridades públicas locales empeñarse en una política voluntaria y responsable de gestión de la energía.

La única competencia municipal específica en esta materia se recoge en la Ley Reguladora de las Bases del Régimen Local, cuyo artículo 25.1 establece que los municipios pueden *promover toda clase de actividades y prestar cuantos servicios públicos contribuyan a satisfacer las necesidades y aspiraciones de la comunidad vecinal*, especificando su artículo 25.2.1 como una de tales competencias la del *alumbrado público*, haciendo extensivo en su artículo 26.1.a dicho servicio a todos los municipios.

Existen otras competencias municipales como la urbanística, la movilidad, la de protección ambiental, etc., que inciden de uno u otro modo en una adecuada gestión energética local.

La gestión local de la energía se contempla también como una línea estratégica de actuación en el marco del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea. Este hecho, unido al creciente interés por cumplir los compromisos de la Cumbre de Kioto, así como por promover junto a la contención de la demanda energética, la diversificación y la seguridad del abastecimiento energético, colocan la gestión de la energía a nivel local en una situación reforzada respecto a otros ámbitos competenciales.

Se trata, por tanto, de apostar por un enfoque de los problemas energéticos desde la óptica de la demanda, con mayor implantación de las medidas de ahorro y eficiencia energética en diversos campos como la movilidad, el urbanismo, la edificación, el consumo de agua, y también de fomentar las energías renovables como medio para disminuir la dependencia y las consecuencias económicas y ambientales del consumo de combustibles fósiles.

Las políticas y los planes energéticos europeos, nacionales y regionales otorgan un papel importante a las administraciones locales en la consecución de sus objetivos debido a que éstas son las entidades más próximas a los ciudadanos y, por tanto, las idóneas para la puesta en práctica de acciones que reduzcan el consumo de energía y fomenten el uso de energías renovables.

Varias son las formas en las que las administraciones locales pueden incidir en el consumo energético local:



- **La administración local como consumidora, proveedora de servicios y productora:** las administraciones locales son grandes consumidoras de energía en el desarrollo de su actividad diaria, utilizan muchas dependencias (oficinas, instalaciones deportivas, etc.) y gestionan servicios como el alumbrado público o flotas de vehículos. También pueden ser productoras de energía utilizando las energías renovables en sus instalaciones, fomentando así su propio autoabastecimiento energético.
- **La administración local como motivadora y ejemplo a seguir:** las administraciones locales pueden ayudar a informar y motivar sobre el ahorro de energía y el uso de las energías renovables, desarrollando programas de educación ambiental, campañas de sensibilización y también dando ejemplo con sus acciones.
- **La administración local como planificadora y reguladora:** las administraciones locales tienen competencias de ordenación territorial y ordenación del tráfico que afectan directamente al consumo energético de los ciudadanos. Como reguladora también pueden elaborar ordenanzas que disminuyan el consumo de energía o fomenten el uso de las energías renovables. La diversidad, complejidad y transversalidad de las acciones que un municipio puede llevar a cabo con el objetivo de ahorrar energía, promover las energías renovables y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), así como los diferentes niveles sobre los que puede actuar (normativo, ejecutivo, de educación y sensibilización, etc.), obligan a elaborar una buena planificación que integre todos estos elementos y establezca compromisos firmes.

Muchos municipios desarrollan acciones concretas en este ámbito, pero una verdadera gestión energética y contra el cambio climático municipal necesita contar con un instrumento, el **plan energético y de lucha contra el cambio climático local**, que establezca unos objetivos medibles y realistas, las acciones a llevar a cabo, la financiación necesaria, los responsables y las fórmulas de seguimiento de los resultados.

Una estrategia energética a favor de las energías renovables debería contar con los siguientes objetivos:

#### **Objetivo 1: Eficiencia y ahorro energético.**

- Potenciar el ahorro y la eficiencia energética como factor de competitividad en la empresa, propiciando la realización de auditorías energéticas y apoyando inversiones de mejora y ahorro energético.
- Potenciar la movilidad sostenible y energéticamente eficiente a través de actuaciones conjuntas con el resto de Instituciones Públicas para favorecer el transporte público, el

desarrollo del vehículo eléctrico, la implantación de sistemas avanzados de gestión de tráfico y el impulso de fórmulas alternativas al transporte de mercancías por carretera.

- Avanzar el despliegue de las redes inteligentes (Smart Grids) como instrumento para favorecer la gestión de la demanda e incorporar a la red la generación distribuida.
- Potenciar el ahorro y la eficiencia energética en edificios y viviendas. Mediante iniciativas dirigidas a la rehabilitación energética de edificios existentes, apoyando la extensión de edificios energéticamente autosuficientes y sensibilizando en el consumo responsable de la energía a la ciudadanía en general.
- Impulsar planes de ahorro y despliegue de energías renovables en el ámbito municipal.

### **Objetivo 2. Energías limpias y renovables**

- Fomentar la incorporación de nuevas instalaciones de energías renovables; mediante la renovación y desarrollo de generadores de energía eólica, impulso de plantas piloto de generación de energía marina, pequeñas instalaciones renovables (fotovoltaica, mini-hidráulica, mini-eólica, geotermia, etc.) y proyectos de biomasa.

### **Objetivo 3. Desarrollo tecnológico sector energía**

- Apoyar al desarrollo tecnológico y la creación de nuevos productos y servicios en el ámbito de la producción y eficiencia energética: redes inteligentes y generación distribuida, nuevos productos y servicios en energías renovables (eólica de mayor potencia y eólica "offshore", energía solar termoeléctrica y energías marinas), así como el desarrollo de productos y servicios en relación con el vehículo eléctrico.

Para la elaboración y coordinación de los temas energéticos en general, ya desde 1990 se promueve la creación de las Agencias Locales de Energía, organismos autónomos que tienen como función la planificación energética, la información y el asesoramiento a los consumidores, la ayuda al montaje, la financiación, el seguimiento y la evaluación de proyectos de gestión de la energía.

Resumiendo las líneas de actuación de la administración local deberían ser:

- Integrar la variable energética y de protección del clima en cualquier planificación y acción municipal
- Crear una Agencia Local de la Energía u Oficina Local de la Energía: responsable de la gestión energética del municipio, la promoción de las energías renovables, el asesoramiento a los ciudadanos y el control del gasto energético municipal.

- Elaborar un plan de ahorro de energía en los edificios y servicios del ayuntamiento: incluir medidas de inversión, formación, sensibilización y organización.
- Elaborar un informe anual detallado sobre los avances realizados en la ciudad en la lucha contra el cambio climático: establecer un Observatorio Local sobre el Cambio Climático, bajo la supervisión de la Agencia Local de la Energía, cuantificar las emisiones del municipio y del ayuntamiento, establecer indicadores y comunicar los resultados a la población.

### **7.1 LAS AGENCIAS LOCALES DE LA ENERGÍA**

Las experiencias relativas a las agencias locales de energía tienen un largo trayecto en Europa. El programa SAVE financió, a partir de 1992, la creación de las mismas de forma que el programa piloto se centró en 22 ciudades, apoyándose en el ICLEI y su iniciativa *Ciudades para la Protección del Clima*, que estableció un procedimiento de 5 puntos:

- Hacer un inventario de energía y de emisiones y realizar estimaciones sobre su evolución.
- Establecer un objetivo de emisiones.
- Desarrollar y adoptar un Plan de Acción Local.
- Adoptar políticas y medidas para cumplir los objetivos propuestos.
- Valorar los resultados conseguidos.

Las principales actuaciones en la década de los 90 se centraron en las actividades siguientes:

- El ahorro de energía como meta
- Creación de sistemas locales de gestión energética.
- Potenciación de la producción local de energía.
- Fomento de la planificación de coste mínimo.
- Sustitución de las fuentes de energía no renovables por otras renovables.
- Cogeneración de calor y electricidad.
- Recuperación del calor residual industrial.
- Producción de energía a partir de residuos.
- Aplicar principios de diseño sostenible.
- Auditorías energéticas.
- Incentivos económicos e impuestos medioambientales.

A lo largo de estos años se han ido creando y echando a andar numerosas agencias locales de la energía: las mismas se encuentran en los catálogos de Buenas Prácticas, tanto de la Unión Europea, como del programa HABITAT de Naciones Unidas.

En España hay numerosas agencias en marcha, si bien dos son las que tienen mayor solera: la de Barcelona y la de Sevilla.

## **7.2 PLANES LOCALES DE AHORRO ENERGÉTICO**

Los planes energéticos y de lucha contra el cambio climático son instrumentos voluntarios de planificación para afrontar los retos energéticos desde las administraciones locales. En ellos se describen los objetivos a alcanzar, las acciones y medidas a realizar con sus responsables, presupuestos y temporalización, y los mecanismos de control y seguimiento de su ejecución.

Como ciudades pioneras en nuestro país en el desarrollo de planes energéticos y contra el cambio climático municipales destacamos Sevilla, Pamplona y Barcelona. Más recientemente otra generación de planes de lucha contra el cambio climático se han implantado en lugares como Vitoria, Murcia y San Sebastián con el objetivo a largo plazo de ser un municipio neutro en carbono y, a corto plazo, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 6% en el periodo 2008-2013, para lo que plantea las siguientes líneas estratégicas:

- Planificación integrada para la movilidad sostenible.
- Hacia un nuevo modelo energético: estrategia integrada de ahorro, eficiencia energética y utilización de energías renovables.
- Fomento del consumo responsable en la ciudad como base para la prevención de residuos, y potenciación de la reutilización y el reciclado de los mismos, asegurando su adecuada gestión.
- Protección del medio rural-natural y realización de una gestión eficiente del agua y de los sumideros de carbono en el término municipal.

Por ejemplo, el *plan de mejora energética de Barcelona*, aprobado en el año 2004, tiene por objetivos definir una estrategia energética sostenible para la ciudad de Barcelona mediante el fomento de la eficiencia energética y el uso de las energías renovables. Incluye un diagnóstico energético y sus tendencias de futuro y, como resultado de este análisis, se establece un conjunto de medidas de acción local orientadas a conseguir un modelo de ciudad más sostenible, dirigidas al sector residencial, instalaciones públicas, redes energéticas, transportes y otras acciones relacionadas con la gestión y la comunicación.

### **7.3 METODOLOGÍA DE ELABORACIÓN DE UN PLAN LOCAL DE AHORRO ENERGÉTICO.**

La metodología de cualquier planificación pasa por saber cuál es la situación actual, definir a dónde queremos llegar, qué necesitamos hacer para conseguirlo y, por último, hacer un seguimiento y evaluación de los resultados, en un proceso continuo de retroalimentación.

Las áreas de trabajo en un plan local de ahorro Energético y contra el cambio climático son:

- **Ahorro de energía y energías renovables:** se llevarán a cabo medidas de ahorro de energía y promoviendo el uso de energías renovables en la edificación en los sectores residencial, servicios e industrial.
- **Movilidad:** se establecerá como objetivo el avanzar hacia una movilidad más sostenible, menos dependiente del vehículo privado y basada en el transporte público y los medios de desplazamiento de bajo consumo energético, como la bicicleta o ir a pie.
- **Urbanismo:** se trata de planificar zonas urbanas compactas, poli-funcionales y en altura, que disminuyan la dependencia del auto móvil privado, y teniendo en cuenta en el diseño urbano el aprovechamiento de los recursos naturales para la iluminación, ventilación y calefacción.

### **7.4 DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO MUNICIPAL Y DE EMISIONES DE G.E.I.**

Para poder establecer los objetivos y las acciones de un Plan Local de Ahorro Energético y Contra el Cambio Climático, es necesario realizar un diagnóstico que permita conocer y analizar los flujos e indicadores energéticos, las emisiones de gases de efecto invernadero y los factores de cualquier índole que influyen en él.

La información a recopilar va desde los consumos y producciones de energía y emisiones de GEI, a otros datos propios de la geografía y economía del municipio que puedan tener incidencia en la demanda energética o sean necesarios para el cálculo de indicadores. Los datos obtenidos deben abarcar un periodo mínimo de un año, no obstante es interesante disponer de un intervalo de tiempo mayor para poder analizar tendencias.

El análisis de las causas y tendencias de los consumos energéticos requiere recabar datos que caractericen al municipio: Población, volumen de la producción municipal, actividades económicas principales, tipos de actividades empresariales, empleo, datos urbanísticos, número de viviendas, compactidad o dispersión de las zonas habitadas, etc.

Todos ellos pueden ser claves para entender la estructura de la demanda energética de un municipio.

Un diagnóstico del consumo de energía en el municipio puede incluir:

- Análisis de la evolución del consumo de energía primaria y energía final en el municipio.
- Análisis de la distribución de los consumos de energía primaria y final por tipo de energía y por sectores consumidores.
- Relación de la evolución del consumo de los diferentes tipos de energía con la evolución de la población, la actividad económica, etc.
- Comparativa de la evolución de los consumos energéticos con otros ámbitos territoriales (otro municipio o región).
- Porcentaje de autoabastecimiento de energía en el municipio.
- Emisiones de gases de efecto invernadero producidas por los consumos energéticos.

El diagnóstico de las energías renovables puede incluir los siguientes aspectos:

- Análisis del potencial de implantación de energías renovables en el ámbito municipal.
- Análisis de la evolución de las potencias instaladas para cada una de las tecnologías: eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, solar térmica, minihidráulica, biomasa y valorización de residuos.
- Análisis de la evolución de la energía producida por las distintas tecnologías y del grado de autoabastecimiento.
- Análisis de indicadores relativos de potencias instaladas y energías producidas por habitante y comparativa con otras zonas geográficas.
- Análisis de las posibles barreras para la implantación de energías renovables en el municipio (normativas, ordenación territorial, etc.)

### ***7.5 DIAGNÓSTICO Y CONTROL DEL CONSUMO ENERGETICO DE EDIFICIOS Y SERVICIOS MUNICIPALES.***

Para el diseño de objetivos y acciones es necesario tener una visión clara de las debilidades y fortalezas de la gestión energética municipal. Hay que identificar cuáles son los departamentos implicados, qué comunicación hay entre ellos, si fluye la información hacia los responsables de la gestión energética, los propios trabajadores municipales, los ciudadanos, etc.

Los edificios y los servicios municipales pueden ser grandes consumidores de energía. Un análisis del consumo energético y las emisiones GEI de la administración local, puede tratar los siguientes aspectos:

- Análisis de la evolución del consumo de energía primaria y final en los edificios y servicios municipales.
- Análisis de la distribución de los consumos de energía primaria y final por tipo de energía y por departamentos o servicios.
- Análisis del consumo de energía eléctrica por departamentos o servicios (alumbrado público, semáforos, instalaciones deportivas, centros educativos, oficinas, etc.).
- Análisis del consumo de combustibles derivados del petróleo por departamentos y servicios (recogida de basuras, mantenimiento de zonas verdes, parque móvil municipal, transporte público, instalaciones deportivas, etc.).
- Comparativa de la evolución de los consumos energéticos con otros ámbitos territoriales.
- Porcentaje de autoabastecimiento de energía de las instalaciones municipales.
- Emisiones de gases de efecto invernadero producidas por los consumos energéticos de la administración local.

Se debe realizar un análisis de los costes de los consumos de energía, su evolución, el porcentaje del presupuesto municipal que suponen, así como los ingresos por producción de energías renovables. También se deben analizar las inversiones en materia de energías renovables o ahorro de energía.

En el caso de las energías renovables las administraciones locales deben dar ejemplo con la producción de energía a base de energías renovables, ya sea con instalaciones propias o participando como socios en proyectos conjuntos. El diagnóstico analizará qué papel desempeña en este aspecto y puede incluir:

- Análisis del potencial de implantación de energías renovables en instalaciones municipales.
- Análisis de evolución de las potencias instaladas en instalaciones en propiedad o con participación municipal para cada una de las tecnologías: eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, solar térmico, mini-hidráulico, biomasa y residuos.
- Análisis de la evolución de la energía producida por las instalaciones en propiedad o con participación municipal y del grado de autoabastecimiento.

Los factores que caracterizan el potencial de implantación de la energía solar fotovoltaica y la mini-eólica son:

- Potencial fotovoltaico. En base a datos ya existentes es posible valorar el potencial fotovoltaico en kWh/kWp año. En el caso que se trata se mide la cantidad de kWh que

una instalación fotovoltaica de tipo soporte inclinado de 1 kWp de potencia instalada generará en un año. Cuanto mayor sea el valor de este parámetro, más adecuada será la aplicación en la zona de la tecnología fotovoltaica como fuente de generación dentro de la microrred. Así, en la zona de Valencia para una instalación con inclinación y orientación se alcanzan valores 1500 kWh/kWp, y en caso de emplear seguidores toma valores muy superiores.

- Recurso eólico. El uso de información sobre estimación de la velocidad media de viento a diferentes alturas permite valorar el potencial de aplicación de tecnología mini-eólica en base al recurso eólico disponible.

Aunque sólo se han incluido las fuentes de energía renovables que cuentan con mayor relevancia, como son la eólica, la solar fotovoltaica, la solar térmica y se habrá de tomar en consideración otras como la mini-hidráulica, la geotérmica, la solar termoeléctrica, de la biomasa, la mareomotriz y de las olas, en la medida en que pudieran implantarse aprovechando el potencial con que se cuenta y según las características de cada municipio.

Las administraciones locales como grandes consumidoras de energía deben realizar un análisis de sus consumos de energía, su evolución, el porcentaje del presupuesto municipal que suponen como los ahorros económicos por producción de energías renovables, para ello se deben:

- Organizar un sistema de gestión y monitorización centralizado de los consumos de energía de cada edificio: calcular ratios de consumos de energía y establecer protocolos de comunicación de la evolución de estos datos al personal municipal y a los usuarios.
- Establecer objetivos de reducción de consumo para cada edificio: definir responsables del consumo energético entre el personal que trabaja en ellos y formarlos en medidas de ahorro.
- Elaborar normas de utilización de la energía en edificios municipales: dirigirlas tanto a usuarios como responsables de los distintos equipos consumidores, de forma que se eliminen en lo posible los consumos innecesarios, asegurando que el personal responsable de los edificios (mantenimiento, seguridad, limpieza, etc.) tenga presente la gestión energética y las medidas necesarias de ahorro de energía.
- Establecer una línea presupuestaria independiente para las inversiones en materia de ahorro energético: asegurar que, total o parcialmente, el ahorro económico logrado se reinvierte en otras medidas de ahorro y eficiencia energética.
- Establecer un plan de sustitución de sistemas de iluminación en edificios municipales: diseñar un plan de renovación de los sistemas de iluminación tradicionales por sistemas de bajo consumo energético.



- Evaluar el potencial de ejecución de instalaciones solares térmicas y fotovoltaicas en edificios municipales: realizar estudios de viabilidad y elaborar un plan de actuación para la ejecución de aquellas instalaciones que cumplan unos mínimos de viabilidad principalmente en edificios con gran consumo de agua caliente y electricidad (polideportivos, escuelas, residencias, centros cívicos...).
- Establecer un plan de implantación de energía solar térmica en edificios municipales, para que todos los edificios con demanda de agua caliente tengan una cobertura solar de al menos el 70%, tal como establece el Código Técnico de la Edificación.
- Establecer un plan de implantación de energía solar fotovoltaica: para la producción de electricidad en edificios públicos como casas consistoriales, colegios, polideportivos, etc., utilizando para ello fondos propios o privados, cediendo o alquilando las cubiertas a inversores.
- Implantar sistemas de cogeneración para la producción de electricidad y energía térmica, en aquellos edificios de titularidad municipal que cumplan los requisitos necesarios como polideportivos, residencias, piscinas, etc.

## **8 BENEFICIOS EN UN MUNICIPIO POR LA IMPLANTACION DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Las energías renovables constituyen la solución decisiva de los problemas globales de la contaminación ambiental. No generan emisiones de CO<sub>2</sub>, ni radioactividad, ni elemento alguno que ponga en riesgo la protección del ambiente.

El mayor aprovechamiento y uso sostenible de las energías renovables no sólo aseguran el abastecimiento de la población en compatibilidad con el medio ambiente, sino que también crean nuevas posibilidades de generar empleo. Dado que estas energías se pueden generar solamente en forma descentralizada, se requiere gran cantidad de mano de obra.

En la actualidad, las energías renovables son más costosas que las tecnologías tradicionales de generación de energía, puesto que tradicionalmente no se toman en cuenta las externalidades, es decir, los daños que causan las energías convencionales. En una proyección de largo plazo, las energías renovables son económicamente más convenientes. Los portadores energéticos de las energías renovables, la radiación solar, el viento, el agua, la geotermia y las energías marinas no tienen costo alguno. Solamente la biomasa genera en su tratamiento costos comparables a los del carbón, el petróleo, el gas natural y el uranio.

Si se lograra generalizar el uso de las energías renovables, los precios de la energía se mantendrían en un nivel bajo, ya que no existiría ni escasez ni problemas de abastecimiento o eliminación de desechos de las energías primarias.

En el caso de las Administraciones Locales, más próximas al ciudadano, es fundamental que asuman un papel importante en la evaluación e implantación de las energías renovables, mediante:

- La promoción de las energías renovables.
- Proyectos demostrativos con tecnologías relativamente maduras como la solar fotovoltaica, solar térmica, eólico, vehículos eléctricos etc.
- Necesidad de establecer una política energética que apunte a:
  - Un abastecimiento seguro, de calidad y a costos razonables.
  - Un compromiso real con el medio ambiente.
  - La reducción de la dependencia energética centralizada.
  - Una vinculación estrecha entre las políticas ambientales, desarrollo urbano, transporte y vivienda.

Adicionalmente el uso de la energía solar fotovoltaica el de esta tecnología, tiene otros beneficios en ámbitos tales como el educativo, el promocional, el medioambiental, la imagen consistorial u otros, según se detalla a continuación:

### ***8.1 IMPULSO DE LA ECONOMÍA LOCAL.***

La construcción de una instalación solar FV genera una variada actividad económica en el entorno local mediante el aporte financiero de las sucursales de las entidades bancarias, la contratación de empresas locales para la obra civil, de las instalaciones, y para las tareas de vigilancia operación y mantenimiento de dichas instalaciones FV.

Las instalaciones solares fotovoltaicas (FV) son una fuente de actividad económica que genera riqueza y empleo en la población local en el entorno municipal y extra municipal

Este beneficio se presenta como una fuente de riqueza local indirecta, pues repercute en una mayor actividad económica local, debido a que implica la contratación de empresas locales, trabajadores, y además los empresarios o inversores que participen de las instalaciones solares FV, aportarán riqueza durante la fase de construcción y durante los 25 años de operación y mantenimiento de dichas plantas FV.

Diversos estudios realizados por la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF), de manera muy conservadora, destacan que la riqueza directa generada por una instalación solar fotovoltaica,

nominada como riqueza local probable aproximada, está en el entorno de los 45.000 euros para una planta FV de 20 kW, y de unos 300.000 euros para una planta FV de 500 kW.

El desarrollo de las energías renovables da lugar a importantes impactos socioeconómicos positivos porque contribuye de forma efectiva a la generación de empleo.

## **8.2 BENEFICIOS EDUCATIVOS.**

Las plantas FV conllevan beneficios de carácter didáctico y pedagógico pues difunden la importancia de entender el cambio climático actual y la necesidad de tomar medidas para atenuarlo y reducirlo, fomentando el ahorro de energía y vinculando la necesaria disminución de las tradicionales energías fósiles y su sustitución por energías limpias como la energía solar fotovoltaica que además disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

La difusión en los centros educativos de estas características de la plantas FV al alumnado, produce su concienciación respecto a esta tecnología y sus aportes beneficiosos, termina involucrando a su propia familia en esta interesante materia, aportando mejoras a los patrones de conducta en el hogar y en la misma calle.

## **8.3 MEJORA DE LA IMAGEN DEL MUNICIPIO.**

El uso de las energías renovables dentro del contexto del municipio, como la energía FV por ejemplo y sobre todo en lugares visibles, demuestra el compromiso de las autoridades con el medio ambiente y su constante mejora, siempre dentro de un marco de modernidad, palpable a simple vista. Todo esto produce una mejora de la imagen de las autoridades de cara a la población para la cual desarrollan su labor.

La utilización de los paneles FV permite la construcción de fuentes de agua autosuficientes, de paseos y espacios municipales que aportan sombra para los transeúntes, la construcción de áreas para estacionamientos cubiertos al sol y, en general, el aprovechamiento y modernización de áreas municipales disponibles que pueden ser para el uso y disfrute de todos los vecinos de la localidad y producir energías limpias simultáneamente.

## **8.4 MEJORA DE LA RED ELÉCTRICA LOCAL.**

La red eléctrica en la zona, recibe en los momentos de mayor demanda una cantidad de potencia adicional, del tipo FV, generada in situ por terceros, que la empresa comercializadora, distribuye y entrega al cliente final de la zona, con todos los beneficios que eso conlleva para todos.

El uso de la energía FV aporta mejora en la calidad del suministro eléctrico pues al instalar plantas FV se fortalece la seguridad del suministro eléctrico que llega al usuario final.

El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario que en la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño o la escala de

la instalación; por ello, los pequeños sistemas presentan un gran interés para la producción de energía descentralizada o independencia del usuario o consumidor.

Dado el carácter modular de la tecnología fotovoltaica, ésta presenta una eficiencia independiente del tamaño o la escala de las instalaciones, al contrario que en la mayoría de las fuentes convencionales. Por ello, la tecnología fotovoltaica tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilovatios pico (kWp) de potencia instalada hasta centrales de varios megavatios pico (MWp).

La tecnología y la regulación empujan hacia un modelo de generación distribuida en el que se combinan la microgeneración y el consumo de los núcleos de población con el resto de instalaciones de producción y almacenamiento de mayor escala que se conecten a las redes de distribución.

Se evitará que los excedentes del autoconsumo instantáneo asciendan aguas arriba y se aprovecharán con usos térmicos y en el transporte, a la sazón de un modo más rentable que usando generación convencional.

La autonomía que permite la generación distribuida cobra una nueva dimensión con la hibridación de fuentes y de aprovechamientos a pequeña escala, desde urbanizaciones autosuficientes con bomba de calor geotérmica, fotovoltaica, cogeneración, vehículos eléctricos y baterías auxiliares, hasta parques eólicos asociados a plantas de tratamiento de residuos urbanos.

La transformación es profunda con lleva el nacimiento de nuevos mercados de ámbito local y la conversión de las actuales redes de distribución en redes inteligentes, capaces de gestionar constantes flujos de datos y energía en tiempo real. A la par, la eficiencia total del sistema aumentará, puesto que las nuevas tecnologías permitirán que la vieja y desatendida gestión de la demanda dé un salto de gran magnitud, en buena medida empujada por el cambio de hábitos de los consumidores-generadores.

La normativa cada vez es más exigente con la eficiencia y, con los precios creciendo, la población está tomando conciencia del auténtico coste de la energía. En un mercado local de energía, con un balance neto generalizado y rentable, el aumento de la eficiencia sería grande, porque el auto consumidor trataría de acoplar su consumo a su producción, y a la par, tratarían de ahorrar para disponer de más excedentes.

En el modelo eléctrico actual, los generadores se relacionan con el mercado a través de un agente, mientras que los consumidores se relacionan con el mercado mediante un comercializador. En el modelo distribuido con balance neto, los consumidores-generadores se relacionan con el mercado mediante un intermediario encargado de gestionar sus excedentes de energía.

## **8.5 EDIFICIOS DE CONSUMO CASI NULO.**

El sector público debe ejercer el papel ejemplarizante que le corresponde estimulando la demanda de servicios energéticos y, por tanto, contribuyendo, con la contratación de servicios energéticos en sus propios edificios, al cambio en el modelo de contratación para la ejecución de inversiones en ahorro y eficiencia energética.

La Directiva 2010/31/UE, relativa a la eficiencia energética de los edificios, establece la obligación de que todos los inmuebles nuevos, o que experimenten reformas importantes – equivalentes al 25% de la superficie envolvente o al 25% de su valor– sean “de consumo de energía casi nulo” a partir del 31 de diciembre de 2020; en el caso de los inmuebles de las administraciones públicas, este límite se anticipa dos años. Específicamente, indica que esa cantidad casi nula de energía debe cubrirse “en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno”.

El consumo energético de los edificios, de acuerdo con la citada Directiva, se mide anualmente. Dependiendo del grado de consumo que tengan y de la potencia y condiciones de sus instalaciones de microgeneración, habrá momentos en que serán deficitarios y momentos en que serán excedentarios, lo que exige gestionar su balance energético. Además, las poblaciones necesitarán el aporte de generación distribuida “en el entorno” para cumplir con un saldo de energía casi nulo.

La Directiva exige la elaboración de planes nacionales de edificios de consumo de energía casi nulo, lo cual supone un avance sobre las actuales actuaciones de ahorro y eficiencia:

## **8.6 BENEFICIOS RELACIONADOS CON EL MEDIO AMBIENTE**

Uno de los aspectos más importantes a la hora de hacer un balance del impacto ambiental de cualquier tecnología, es sin duda las emisiones a la atmósfera de gases contaminantes o de efecto invernadero.

Este es uno de los grandes problemas que presentan las tecnologías energéticas tradicionales, basadas en los combustibles fósiles es decir basadas en la combustión de los hidrocarburos, y que emiten enormes cantidades de gases contaminantes a la atmósfera, como el dióxido de carbono, principal causante del efecto invernadero, el dióxido de azufre, causante de la lluvia ácida o los óxidos de nitrógeno.

El uso abusivo y continuado de estas fuentes de energía tradicionales nos ha llevado a realidades como el actual calentamiento global que está sufriendo la atmósfera y las consecuencias que de ello se derivan sobre la vida en la tierra.

La energía solar fotovoltaica es, al igual que el resto de energías renovables, inagotable, limpia y respetable con el medio ambiente. Al igual que el resto de las energías limpias, contribuye a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero y especialmente de CO<sub>2</sub>. Además posee como otras ventajas que no produce ruidos, no genera residuos, no consume combustibles y tolera aumentar la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

Los impactos generados durante la instalación de los módulos fotovoltaicos sobre techos son prácticamente nulos y solamente suelen considerarse en la construcción de muy grandes instalaciones sobre suelo.

Durante la etapa de operación, la energía solar fotovoltaica no causa ningún tipo de emisión a la atmósfera y, desde este punto de vista, se podría decir que es una tecnología absolutamente respetuosa con el medio ambiente.

El uso de la energía FV como energía limpia que no emite gases contaminantes (dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno y de azufre, principalmente), ayuda en la disminución del consumo de otros combustibles que son emisores de gases contaminantes, favoreciendo al medio ambiente al reducir los índices de contaminación. En 25 años de uso de una planta FV, los beneficios medioambientales son enormes.

Se puede instalar paneles informativos en cada instalación FV para informar sobre la producción de energía en el momento, la acumulada a lo largo de los meses y el ahorro en emisiones contaminantes de dicha planta (cantidad de CO<sub>2</sub> que deja de emitir), e informaciones diversas sobre esta materia. Con estos indicadores, el área de Medio Ambiente del Ayuntamiento puede concienciar a la ciudadanía de todas las ventajas que tiene este tipo de energía renovable.

## 9 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

La energía solar, ofrece un potencial energético mucho mayor de lo que jamás seremos capaces de consumir. El sol envía a la Tierra en un cuarto de hora más energía que la utilizada en todo el mundo durante todo un año. Basta con pensar que a cada instante la superficie del hemisferio terrestre expuesto al Sol recibe una potencia de más de 50 000 TW, es decir, la cantidad de energía solar que llega a la corteza terrestre viene a ser 10 000 veces mayor. Aunque no toda es aprovechable, el potencial utilizable es mil veces superior al consumo anual de la humanidad.

La energía procedente del sol puede aprovecharse por un lado de un modo pasivo, mediante la adecuada orientación y diseño de edificios y el empleo de materiales y elementos arquitectónicos adaptados a las necesidades de climatización e iluminación y por otro de un modo activo mediante dispositivos capaces de convertirla en calor (energía solar térmica) y transformarla directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

La energía solar (radiación), es un recurso energético variable pero de fácil predicción y de muy baja incertidumbre espacial y temporal en períodos de tiempo largos. Esto permite que los sistemas solares activos (solar térmica y fotovoltaica) se pueden adaptar prácticamente a cualquier necesidad de instalación y a cualquier circunstancia (terrazas, tejados, ventanas, fachadas, cornisas, patios...).

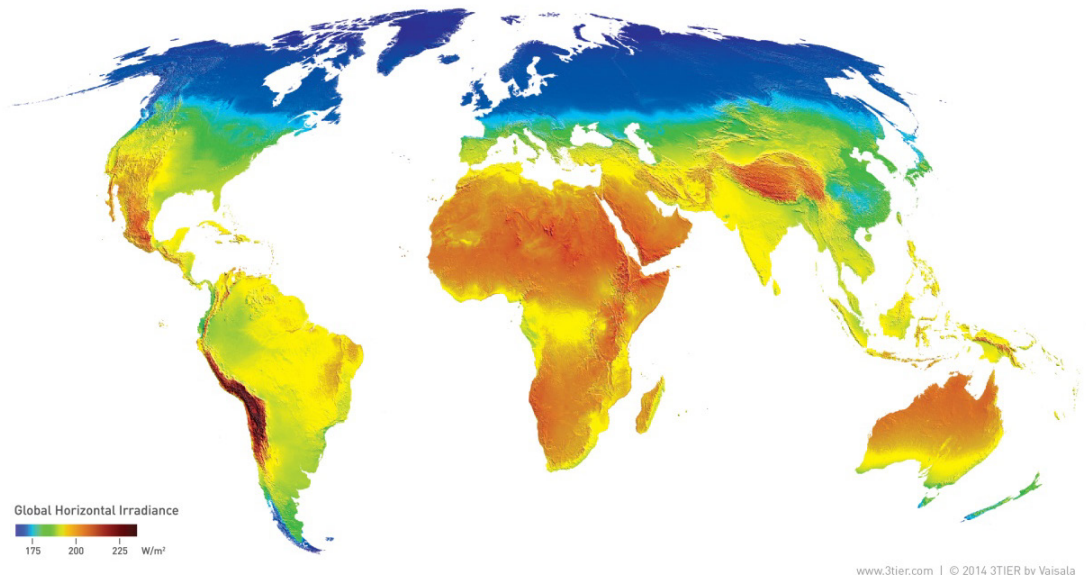


Fig.6. Distribución mundial de los niveles de radiación solar.



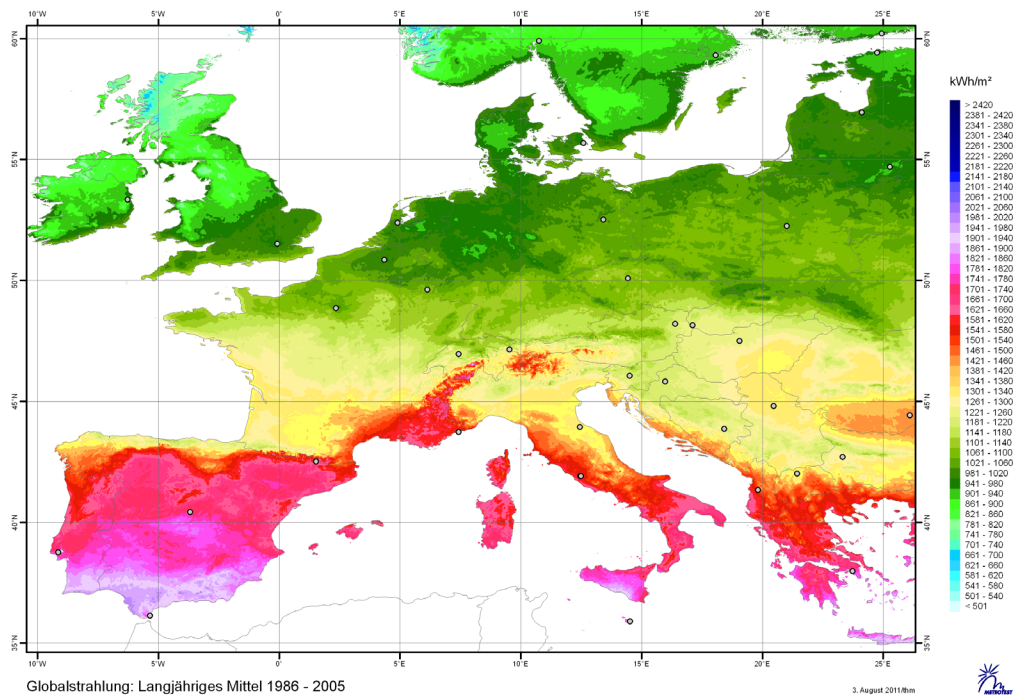


Fig.7. Distribución en Europa de los niveles de radiación solar.

Si analizamos el recurso solar global existente en Europa observamos que es muy variado según las diferentes regiones, viene determinado por el nivel de irradiación solar.

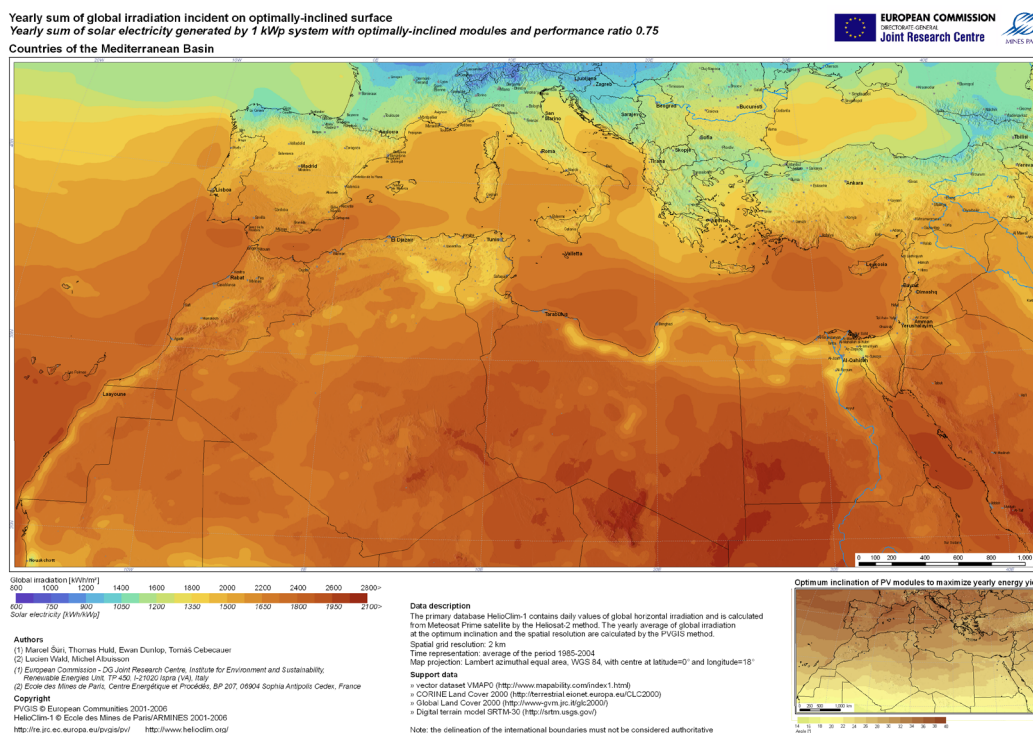


Fig.8. Distribución en la zona mediterránea de los niveles de radiación solar



España, con un alto nivel de radiación solar, tiene un alto potencial en sistemas fotovoltaicos, se recibe de media una irradiación global de 1.600 kWh/m<sup>2</sup> al año sobre superficie horizontal, lo que nos sitúa a la cabeza de Europa. En la figura 10 se puede apreciar como la ribera mediterránea es el área con más potencial para las tecnologías solares.

La energía solar, y dentro de ella, la fotovoltaica, tiene múltiples aplicaciones en la vida diaria, desde el bombeo de agua hasta las telecomunicaciones en puntos remotos, pasando por la electrificación rural, alumbrado público, señalización, etc. y desde la liberalización del mercado eléctrico, cualquier particular puede convertirse en generador energético contribuyendo a un nuevo modelo de generación eléctrica y a la protección del medio ambiente.

Son muchas las ventajas de la Energía Solar Fotovoltaica, de las que destacamos:

- Un inmenso potencial, al no tener límite.
- Una total independencia, al tener su origen en un recurso como es la radiación del lugar. Dependiendo de la latitud, se generará más o menos electricidad, pero siempre se obtendrá energía, incluso con niveles mínimos de luz solar.
- Fiabilidad de funcionamiento de varias décadas.
- Un mantenimiento mínimo en tiempo y costes.
- Una gran versatilidad, pudiéndose utilizar para pequeñas aplicaciones, como una calculadora o un cargador portátil, o en grandes plantas.
- Una gran modularidad: la potencia y tensión necesarias se alcanzan, simplemente, adicionando módulos.
- Una producción máxima al mediodía, justo cuando hay mayor demanda de energía. Con su uso se puede aplanar el pico de la demanda y reducir el precio de la electricidad y las inversiones en las redes eléctricas de distribución.
- Una solución muy adecuada para suministrar electricidad en áreas remotas o rurales, aisladas de la red eléctrica.
- Una enorme facilidad para integrar los paneles solares en la edificación, incluso sustituyendo los materiales constructivos por elementos generadores de electricidad y creando diseños arquitectónicos innovadores.

Respecto a la contribución de la energía fotovoltaica en la reducción del pico de demanda eléctrica, indicar que la red pública suministra electricidad a los usuarios según la demanda instantánea, esta se acostumbra a reflejar en la curva de carga diaria, como la que se muestra en la figura.

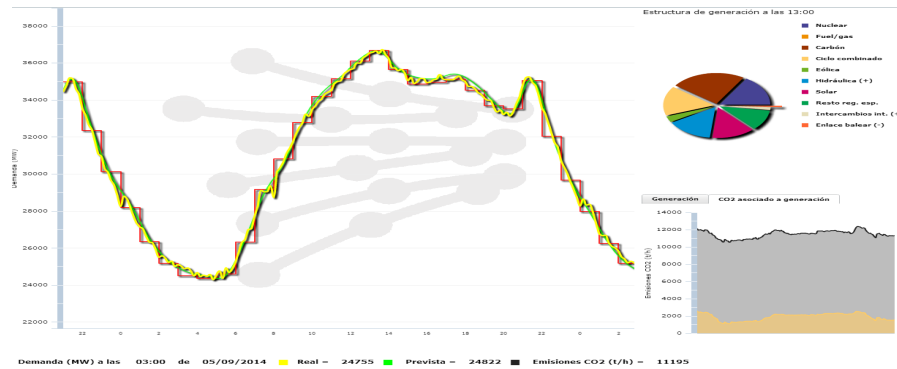


Fig.9. Curva de carga diaria de la red eléctrica el día 5 de septiembre de 2014

Observamos que existen dos zonas claramente diferenciadas:

- Horas valle, corresponden a las de la noche, después de las 24 horas, en las cuales han cesado muchas actividades, tanto domésticas como industriales o de servicios.
- Horas punta, corresponden a dos periodos de máxima actividad: mediodía y el inicio de la noche, en ambos casos hay una fuerte componente de demanda en usos domésticos y servicios.

El sistema general de generación y distribución a través de la red, ha de disponer de elementos de producción o almacenamiento que garanticen el suministro de esas demandas de electricidad, y satisfacer esas puntas representa grandes costes de inversión y explotación.

Actualmente, la demanda de electricidad tiende a crecer al mediodía, especialmente en los meses de verano. A medida que aumenta el nivel de vida, se incrementa la utilización de los sistemas de aire acondicionado, tanto en viviendas como en edificios de uso público. Es precisamente en esta época, cuando la electricidad fotovoltaica se muestra más eficiente.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden representar una contribución para atender una de esas puntas, la correspondiente al mediodía; dado que es a esas horas cuando se recoge y transforma más energía del Sol en electricidad. Por tanto, además de las razones ambientales, hay razones estructurales del propio sistema eléctrico, que justifican los sistemas fotovoltaicos.

## 10 EVOLUCION DE LA ENERGIA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

A finales de 1995 la potencia total instalada en España sumaba 1,6 MW, a pesar de que ninguno de los sistemas mencionados estuviera incorporado legalmente en el contexto general del sistema eléctrico. Al no existir una normativa específica que los regulase, se encontraban en una especie de vacío legal.

En 1998, en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, el Gobierno aprobó el Real Decreto 2818/1998 que reconocía la necesidad de un tratamiento específico para esta alternativa energética, estableciendo unas primas de 30 y 60 pesetas (0,18 y 0,36 €) por kWh vertido a la red, para sistemas con potencia nominal superior e inferior a 5 kWp, respectivamente. En el año 2000, sólo dos sistemas habían logrado acceder a esas primas, y el Gobierno publicó un nuevo Real Decreto, el 1663/2000, que estableció condiciones técnicas y administrativas específicas, y supuso el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España.

El verdadero marco regulador que impulsó definitivamente el desarrollo de centrales solares fotovoltaicas conectadas a la red fue el Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, que deroga el Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre. Posteriormente, el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo y el Real Decreto-Ley 7/2006 de 23 de junio ratifican la apuesta estratégica a favor del desarrollo de las energías renovables y en particular de la energía solar fotovoltaica, en el que se estipulaba una prima de 0,44 € por cada kWh fotovoltaico que se inyectaba a la red.

Este marco legislativo potencia la implantación de instalaciones solares fotovoltaicas sobre suelo y modifica el negocio del sector de producción fotovoltaica. Por otro lado, en paralelo con las actividades de generación de régimen especial, y en particular con la industria fotovoltaica, se han desarrollado una serie de negocios paralelos, relacionados con las distintas fases de consecución de los proyectos: fase inicial (búsqueda de terrenos, punto de acceso, tramitaciones, realización de anteproyectos y proyectos, etc.), fase intermedia (financiación, servicios jurídicos, construcción del proyecto, asesoría técnica, etc.), fase final (puesta en marcha, consultoría técnica, medición de instalaciones, operación y mantenimiento, seguridad, seguros, gestión, etc.).

En este nuevo negocio, existen grandes inversores, pequeños inversores (incluso particulares, entrando de forma autónoma o en cooperativas), y fondos de inversión. Es decir, el negocio de la producción de energía solar, en especial la fotovoltaica, se abre a una gran cantidad de personas o empresas de distintos perfiles que se lanzan a la promoción de instalaciones de características diversas.

Gracias a esta regulación, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2.708 MW instalados en un sólo año. Sin embargo, a partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad quedó regulada mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica, que estableció unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh o tejado: 0,34 €/kWh), estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptaría año a año en función del comportamiento del mercado.

La entrada en vigor de los siguientes Real decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre y Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, tienden a normalizar el crecimiento desmesurado de un sector de negocio al alza mediante el establecimiento de medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Estas modificaciones en la legislación del sector ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010 420 MW y en 2011 se instalaron 354 MW correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea. En términos de producción energética, en 2010, la energía fotovoltaica cubrió en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad. Mientras que en 2011 representó el 2,9% de la generación eléctrica, según datos del operador, Red Eléctrica.

A finales de 2011 se aprobó el Real decreto por el que se estableció la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Sin embargo, todavía se espera que se apruebe la norma que desarrolle las condiciones técnicas necesarias para dichas conexiones y la regulación de un modelo de balance neto adecuado a las características del sistema eléctrico nacional.

En enero de 2012 el Gobierno aprobó el Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procedió a la suspensión de forma indefinida de los cupos del Régimen Especial de energía, es decir, los procedimientos de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones fotovoltaicas y demás energías renovables. En la práctica este RDL ha supuesto que las nuevas plantas fotovoltaicas que no estuvieran inscritas en cupos no recibirán prima alguna pero podrán vender la energía a precio de mercado.

Hasta el año 2012 el marco regulatorio para la generación eléctrica con energías renovables, en el caso español, se vertebró a través de un mecanismo conocido como *feed-in tariff*, cuyo funcionamiento se basa en garantizar el cobro de una remuneración por tecnología superior al precio del mercado mayorista. La financiación de este sobre coste se produce a través de la propia tarifa eléctrica. No se trata de un sistema clásico de subvención directa a los productores, sino que el coste se reparte entre los productores con energías convencionales y los consumidores, ya que como resultado de la priorización de la entrada en el sistema de la electricidad de origen renovable, el precio resultante en el mercado de producción de energía eléctrica se reduce. Sólo en la parte no cubierta por este efecto, están los consumidores financiando a los productores renovables

En España el mecanismo *feed-in tariff* ha sido causante de un modelo de implantación a gran escala, con primas de producción de 7 a 9 veces el coste de la energía por fuentes convencionales, una subvención que no refleje la reducción de costes de generación fruto de la competencia y el

desarrollo de la tecnología, puede originar un aumento insostenible de la demanda de este tipo de instalaciones. Esta situación suele desembocar en la incapacidad de los gobiernos para continuar ofreciendo dichas subvenciones, viéndose obligados a retirarlas o reducirlas con el consiguiente perjuicio que ello conlleva para el sector. Estos cambios constantes y la falta de estabilidad generan gran desconfianza en la industria, suponiendo una barrera importante para la captación de capital y nuevos inversores.

Se han publicado dos borradores de proyecto de Real Decreto sobre balance neto y autoconsumo. En noviembre de 2011 se publicó un proyecto de Real Decreto, el llamado "primer borrador", que regulaba el autoconsumo en instalaciones de hasta 100 kW de potencia con la modalidad de balance neto energético, y debería haberse resuelto en abril de 2012.

La Comisión Nacional de la Energía (CNE), publicó un informe sobre esta propuesta del RD en marzo 2012, criticándolo y proponiendo en su lugar el balance neto económico.

En julio de 2013 se conoció un "segundo borrador" (que se supone definitivo), un proyecto de Real Decreto en el cual ya no se contemplaba el balance neto, sólo el autoconsumo y la aplicación de un peaje de respaldo a la energía generada y autoconsumida mediante fotovoltaica.

La respuesta de la CNE a la propuesta de RD sobre autoconsumo, segundo informe, se conoció en septiembre del 2013, en la que se oponía al peaje de respaldo.

A fecha de hoy todavía no se ha aprobado ningún decreto para autoconsumidores fotovoltaicos con conexión a red.

Esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías renovables, por una parte, y en España, la realidad de una escasa liberalización del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables.

Tal regulación ha derivado en un gran freno al desarrollo de la energía fotovoltaica y agravó la crisis del sector renovable iniciada en el año 2010, cuando el anterior Gobierno aprobó dos regulaciones, una que limitaba la percepción de primas hasta el límite del año 2005 (RD 1565/2010, de 19 de noviembre) y la última, que publicada 24 de diciembre de 2010, Real Decreto Ley (el 14/2010 de 24 de diciembre), en la que se limitaba el número de horas susceptibles de pago, llegando a establecerse un recorte retroactivo de un 30% sobre lo prometido anteriormente.

Por lo tanto, es necesario que las políticas de apoyo a la industria fotovoltaica por parte de los gobiernos se revisen periódicamente con el objetivo de adaptarse a las circunstancias concretas de cada escenario y momento, evitando la proliferación de burbujas insostenibles y ofreciendo de esta forma mayor confianza a los inversores.

Las medidas adoptadas con este criterio conducirán a reducir la necesidad de subvenciones, cediendo su papel como motor del desarrollo de la tecnología a su propia competitividad. Bajo estas circunstancias, las políticas de apoyo hacia las energías renovables por parte de los gobiernos podrían centrarse en la eliminación de barreras burocráticas, fomento de la innovación y seguridad de la conexión a red.

## **11 CONSUMO DE ENERGÍA EN EDIFICIOS PUBLICOS E INSTALACIONES MUNICIPALES DE LA CIUDAD DE GANDIA.**

En su actividad diaria las administraciones locales consumen una gran cantidad de energía, tanto en las dependencias como en los servicios que presta.

Una gestión adecuada de la información sobre estos consumos puede facilitar mucho la adopción de medidas de mejora de la gestión y de ahorro económico y de energía.

La realidad en las corporaciones locales es que los datos de estos consumos no están siempre disponibles y accesibles debido a:

- Dispersión de datos de consumos de energía entre diversos departamentos.
- Disponibilidad de datos del coste económico pero no de consumos energéticos.
- Existencia de información abundante pero sin que exista tratamiento o análisis de la misma.
- Gestión externa de instalaciones o servicios municipales y no disponibilidad de datos de sus consumos.

Para poder llevar a cabo el diagnóstico energético de la propia administración local es necesario definir previamente unos indicadores. Estos indicadores son necesarios a la hora de analizar la evolución y las tendencias deseables o posibles de cara a definir y llevar a cabo la planificación energética del municipio

Las características básicas con que ha de contar un indicador son las siguientes:

- Relevancia: deben proporcionar información para el conocimiento del consumo energético para el cumplimiento de los objetivos y metas que se tracen.
- Facilidad de actualización: ha de ser posible actualizarlos regularmente conforme a su característica de periodicidad.
- Sensibilidad a los cambios de tendencia a corto y medio plazo.
- Comparabilidad entre distintos municipios.

Se proponen los siguientes indicadores para el diagnóstico energético de la propia administración local:

1. Consumo anual y porcentaje de autoabastecimiento de energía eléctrica.
  - Unidad de medida MWh
  - Tendencia deseable Disminución
  - Fórmula: Eeléctrica adm = Obtención directa de las compañías eléctricas.
  - Periodicidad: Anual
2. Consumo energía eléctrica por habitante
  - Unidad de medida MWh/habitante
  - Tendencia deseable: Disminución
  - Fórmula: Eeléctrica adm /P.
  - Periodicidad Anual.
3. Autoabastecimiento de energía eléctrica.
  - Unidad de medida: %
  - Tendencia deseable: Aumento
  - Fórmula:(Eelectricidad por energías renovables adm/ Eprimaria adm) x 100.
  - Periodicidad: Anual.
4. Consumo de energía eléctrica en alumbrado público
  - Unidad de medida MWh
  - Tendencia deseable Disminución
  - Fórmula: Eeléctrica AP = Obtención directa de datos consumo.
  - Periodicidad: Anual
5. Consumo anual de energía eléctrica en alumbrado público por habitante
  - Unidad de medida MWh/habitante
  - Tendencia deseable Disminución
  - Fórmula Eeléctrica AP/P
  - Periodicidad Anual
6. . ENERGÍAS RENOVABLES
  - Superficie instalada de energía solar térmica por habitante.

- Potencia instalada de energía solar fotovoltaica por habitante.
- Potencia instalada de energía eólica por habitante.
- Consumo o producción de energía procedente de fuentes de energía renovables por habitante.
- Inversión de la administración local en energías renovables sobre el total de su presupuesto

El Ayuntamiento de Gandia nos ha facilitado la información de los edificios de titularidad municipal y sus consumos energéticos. El número de edificios indicado es aproximado, se ha calculado a través del número de suministros eléctricos. Los datos indicados en la tabla corresponden al año 2011.

Nº de Edificios	Energía Eléctrica		Energía Térmica	
	Consumo kWh/año	Coste Energético €/año	Consumo kWh/año	Coste Energético €/año
<b>115</b>	<b>4.928.715</b>	<b>936.747</b>	<b>421.943</b>	<b>38.347</b>

Tabla 1: Consumo de energía edificios municipales año 2011.

*Los consumos térmicos son los correspondientes a consumos de butano, propano, gas natural y gasóleo.*

El consumo en el alumbrado público en el año 2011 ha sido de **8.851.096 kWh (8,85 GWh)** y el coste es de **1.2663.205 €/año IVA incluido**.

El uso y funcionamiento de los distintos tipos de edificios de carácter municipal es muy diverso, para facilitar su análisis los clasificamos en tres grandes grupos:

- Grupo I: Actividades deportivas,
- Grupo II: Enseñanza
- Grupo III: Oficinas y Otros Usos.



Suministro	Edificio	Pot. Contrato. (kW)	Anual (kWh/año)	Anual (€/año)
400803010	Camp de Futbol Fort Llopis	35	39.665	7.518,75
400921996	Camp de Futbol la Banyosa	33	13.220	3.309,55
400922046	Camp de Futbol Rois de Corella	250	167.690	34.674,97
433981544	Centre Lúdic "Rois de corella"	391	114.340	30.289,40
400805110	Complexe Poliesportiu	400	801.911	127.858,69
400805315	Pabellon de Deportes	62,7	8000	1.951,14
341405930	Piscina de Beniopa	9,9	45.694	8.381,95
<b>TOTAL</b>			<b>1.182.528</b>	<b>213.984,00</b>

Tabla2: Edificios Municipales Grupo I: Actividades Deportivas

Suministro	Edificio	Pot. Contrato. (kW)	Anual (kWh)	Anual (€/año)
400922230	Centre d'educacio especial	100	67.919	13.774,79
400805200	Centre de ensenanza	69	39.366	8.677,43
420464311	Centre Sant Francesc de Borja"	103	38.215	9.265,91
396208460	Centre Botanico Cavanilles	54	50.012	9.130,88
400804840	Centre Botanico. Cavanilles	25	8.087	2.131,79
400803914	Centre Benipeixcar	14	40.636	8.455,01
400804062	Centre Cervantes	13,2	46.330	8.274,16
400805467	Centre Joan Martorell	24	82.821	14.668,05
400805509	Centre. Joan XXIII	41,6	115.157	19.236,46
400804724	Centre Montduver	41,6	91.587	12.929,63
400805558	Centre Rois de Corella	45,2	105.039	17.808,44
336836260	Centre Sant Francesc. de Borja	8	756	3.007,28
400805856	Escola d'Hosteleria	220	170.032	33.425,52
418694436	Escoleta Infantil "Centre Historic"	34,64	28.211	6.283,30
400805224	Escoleta Infantil "Corea"	44	31.793	6.392,04
421727690	Escoleta Infantil "Grau"	45	15.760	4.457,66
420125425	Escoleta Infantil "Platja"	45	7.304	3.301,47
400805649	Escoleta Infantil "Raval"	43,64	19.123	4.350,84
400803604	Escoleta Inf. "Benipeixcar"	40	24.944	5.186,63
362789204	Escoleta infantil Joan XXIII	6,6	9.618	1.852,39
400922320	Universitat Popular	19,8	25.554	4.928,78
432017422	Universitat Popular Infantil	94	2.937	3.990,87
<b>TOTAL</b>			<b>949.201</b>	<b>201.529</b>

Tabla 3: Edificios Municipales Grupo II: Enseñanza.

Suministro	Edificio	Pot. Contrato. (kW)	Anual (kWh)	Anual (€/año)
400805583	Alqueria la borde-telesafor	43,64	57.627	9.658,91
320423487	Anexe centre.social. Beniopa	2,2	0	72,96
330102370	Anx centre social de Benipeixcar	9,9	12.906	2.670,34
339679517	Anexe centre social del Grau	3,3	4.271	991,26
361163873	Anexe centre social del Raval	6,6	4	175,91
400805637	Beneficiencia i	31,9	879	1.255,68
320417104	Biblioteca de Beniopa	9,9	11.843	2.491,30
339417985	Casa colombaires de Beniopa	3,3	68	113,45
400805327	Casa Consistorial	160	428.879	61.874,10
400805364	Casa cultura Marques. González	160	88.662	20.905,02
400804268	Casa natura	19,8	15.284	3.128,24
310976765	Cementeri	5,8	17.213	3.140,64
400804773	Centre auxiliar de salud	38	29.343	6.298,41
400804633	Centre civic	13,2	18.330	3.480,50
400802971	Centre cultural	45	197.171	36.088,74

421218915	Centre de "caritas"	6,93	2.381	603,19
336843940	Centre de estimulacio precoç	5,5	0	56,24
418719548	Centre de jubilats del Grau	40	8.914	3.359,37
363003824	Centre de la dona	6,6	283	295,52
400803070	Centre de la joventut	29,8	34.693	7.875,25
400922174	Centre de salut mental	33	57.979	10.330,85
400804682	Centre de serveis integrals	120	153.525	26.288,11
400803550	Centre musical del Grau	50	72.049	13.385,31
400803781	Centre ocupacional (com)	18,7	7.911	1.821,06
421759859	Centre ocupacional (Urbalab)	35	6.375	1.917,52
355190126	Centre ocupacional (Urbalab)	2,2	337	847,59
400805730	Centre social de Beniopa	13,2	28.066	5.289,44
400804864	Centre social de Benipeixcar	19,8	35.932	6.294,37
400803690	Centre social de Corea I	67,43	118.577	20.223,35
320411084	Centre social Marxuquera	3,3	10.496	1.913,21
444563313	Centre social Marxuquera	43,64	0	1.025,28
320408577	Centre social de Santa Ana	9,9	27.535	5.108,46
400805182	Centre social del Grau	16,5	53.773	10.937,12
400805984	Centre social del Raval	65	37.688	7.997,73
400804335	Centre social plaça El.liptica	41,6	7.400	2.485,25
313684080	Centre social Roiç de Corella	9,2	11.169	2.171,80
348292120	Centre veïns de Venecia	5,5	4.909	1.011,75
400805935	Club social deportiu	10,39	15.388	3.567,06
339835175	Deposit cani	6,6	1.114	548,46
400804475	Ecopark	23,1	4.031	1.422,27
320411102	Ermita de Marxuquera	3,3	3.667	723,48
320408978	Ermita Santa Ana	5	5.892	1.167,08
319656500	Guarderia Wilson	3,3	0	287,21
363385022	Junta de distrito playa	3,3	1.918	431,79
356763754	Local serveis socials	5,5	465	216,76
337514501	Local serveis socials-I	3,3	2.750	592,70
400804979	Magatzem - cultura	13,85	1.720	850,27
400803665	Magatzem de cultura	52	90.468	16.524,71
358764683	Magtzem de cultura	3,3	199	126,96
338895050	Monjes Carmelites	9,9	24.015	4.441,53
335187730	Monjes Carmelites	1	0	32,40
400805844	Naus municipals	19,8	11.499	2.384,42
400922277	Oficina de turisme platja I	10	19.364	3.447,72
335187729	Oficina joventut	9,9	11.024	2.346,96
424855641	Oficinas "movilitat"	17,32	2.316	960,95
412525598	Oficines "movilitat-ii"	22	19.283	3.756,89
400805923	Oficines foment economic	41,6	30.211	6.547,36
400804037	Oficines foment economic	17,32	34.052	6.230,20
368656251	Oficines municipals	5,75	0	152,93
397067811	Oficines municipals "C. Tossal	135	166.564	30.315,10
370186394	Oficines municipals -I	3,45	0	93,80
400805613	Oficines municipals - II	13,85	1.461	807,63
335187705	Oficines municipals - III	3	0	180,72
367542237	Oficines municipals - III	5,75	8.117	1.573,78
400804610	Oficines municipals -IVv	10,39	1.889	757,18
400805121	Oficines municipals - V	108	152.361	28.575,36
400805900	Oficines municipals-I	13,2	9.093	2.052,98
400922162	Oficines serveis socials	26,4	2.533	1.415,30
381985064	Oficines serveis socials	5,2	32.216	5.753,66
400805455	Pabell3n del Raval	23,1	72.581	12.004,48
433672869	Parking (puerto-desguace)	30	4.763	1.174,29
400804888	Parking (puerto-desguace)	10,39	26.652	4.909,74
400804220	Parking-1 (fachada marítima)	33	0	255,08
400805819	Parking-1 (fachada marítima)	36,55	24.837	3.776,79

400922381	Parking-2 (fachada marítima)	16,83	0	168,59
400350282	Posta sanitaria - I	5,75	3.461	769,01
400514710	Posta sanitaria - II	5,75	3.293	738,46
321200305	Repetidor tv. (Tossal Gros)	3,3	26.297	4.689,85
363043950	Reten de policía de Beniopa	6,6	8.338	1.617,72
400805352	Reten policía 23	1	138.904	21.182,00
310974161	Reten policía Raval	8,8	4.469	1.130,72
400805054	Salón	23	50.033	10.873,45
319656147	Serveis fira	9,9	0	401,01
400804967	Teatre Serrano	300	177.536	37.699,37
320415260	Vivienda servicios sociales-II	3,3	5.444	1.021,76
346343860	Vivienda servicios sociales-III	2,2	4.351	995,91
310239916	Vivienda servicios sociales-IX	3,3	6.625	1.291,60
352688270	Vivienda servicios sociales-VII	3,3	415	80,64
313676290	Vivienda servicios sociales-XII	3,3	6.521	1.216,02
340660417	Vivienda servicios sociales-XIII	2,2	0	10,57
370304913	Vivienda servicios sociales-XIV	3,45	484	86,13
356430996	Vivienda servicios sociales-XV	2,2	341	121,86
358234505	Vivienda servicios sociales-XVII	3,3	3.733	747,81
330098512	Vivienda servicios sociales-XX	3	0	178,78
308973719	Vivienda servicios sociales-XXI	2,2	0	62,14
400804189	Museo arqueológico		72.833	14.479
<b>TOTAL</b>			<b>2.857.993</b>	<b>533.552</b>

Tabla 4: Edificios Municipales Grupo III: Oficinas y Otros Usos

El total del consumo energético por parte del conjunto de edificios municipales es de **5.001.548 kWh /año (5.000 MWh/año- 5 GWh/año)** que supone un coste anual, referido al año 2011 de **951.226, 33 €**.

Respecto a las tarifas eléctricas, la gran mayoría de los suministros eléctricos relativos a los edificios están contratados en baja tensión, existiendo algún contrato en alta tensión (3.1A). Los distintos tipos de contrato que existen son los siguientes:

	Potencia contratada	Discriminación Horaria	Lectura máxímetro	Lectura reactiva
TARIFA 2.0A	P < 10kW	sin discriminación	No	No
TARIFA 2.1A	10kW < P < 15kW	sin discriminación	No	No
TARIFA 3.0A	P > 15kW	3 periodos (Punta, Valle y Llano)	Si	Si
TARIFA 3.1A	P > 15kW	3 periodos (Punta, Valle y Llano).	Si	Si

Tabla 5: Tipos de contratos de suministros eléctricos edificios municipales

Para poder llegar a una primera estimación sobre las posibilidades de implantación de una instalación FV con sus correspondientes ahorros energéticos y económicos, se han realizado una preselección de 15 edificios municipales, que representan aproximadamente un 50% del consumo total. La relación de los edificios seleccionados es la siguiente:

Suministro	Edificio	Pot. Contrato. (kW)	Anual (kWh)	Anual (€/año)
400922046	Camp Futbol Rois de Corella	250	167.690	34.674,97
<b>400805110</b>	<b>Complexe Poliesportiu</b>	<b>400</b>	<b>801.911</b>	<b>127.858,69</b>
400805327	Casa Consistorial	160	428.879	61.874,10
400805364	Casa Cultura Marqués Gonzalez de Quiros	160	88.662	20.905,02
400802971	Centre Cultural	45	197.171	36.088,74
400804682	Centre de Serveis Integrals	120	153.525	26.288,11
421759859	Centre Ocupacional(Urbalab)	35	6.375	1.917,52
355190126	Centre Ocupacional (Urbalab)	2,2	337	847,59
400804475	Ecopark	23,1	4.031	1.422,27
397067811	Oficines Municipals "C.Tossal"	135	166.564	30.315,10
400922230	Centre d'Educacio Especial	100	67.919	13.774,79
396208460	Centre d'Educatiu. "Botanic.Cavanilles"	54	50.012	9.130,88
400804840	Centre "Botanic. Cavanilles"	25	8.087	2.131,79
400805558	Centre Rois de Corella	45,2	105.039	17.808,44
432017422	Universitat Popular Infantil	94	2.937	3.990,87
400805923	Oficines Foment Economic	41,6	30.211	6.547,36
400804037	Oficines Foment Economic	17,32	34.052	6.230,20
400922162	Oficines Serveis Socials	26,4	2.533	1.415,30
400804189	Museu Arqueològic		72.833	14.479
<b>TOTAL</b>			<b>2.388.768</b>	<b>417.701</b>

Tabla 6: Edificios Municipales Preseleccionados.

De todos estos edificios se elige como edificio piloto para el estudio el COMPLEJO POLIDEPORTIVO, con una potencia contratada de 400 kW y un consumo eléctrico en el año 2011 de 801.911 kWh/año (802 MWh/año)

## 12 ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO EN UN EDIFICIO PILOTO: COMPLEJO POLIDEPORTIVO MUNICIPAL.

### 12.1 INTRODUCCION.

Este apartado pretende dar respuesta al problema planteado en este estudio, mediante el diseño de un generador fotovoltaico en uno de los edificios municipales, en concreto el Polideportivo Municipal.

El objeto es realizar un estudio técnico-económico para valorar la viabilidad energética, económica y medio ambiental de su implantación, que considerando el actual escenario normativo en España, se diseña para que la energía generada se auto-consuma instantáneamente evitando cualquier excedente e inyección a la red eléctrica.

Se pretende cubrir parte de la carga instalada con un SFV sin almacenamiento para garantizar una reducción considerable de la factura eléctrica. Por tanto, en este estudio, se determinará la potencia fotovoltaica a instalar para cubrir parte de la carga instalada sin contar, como es lógico, con la demanda en horas nocturnas, teniendo en cuenta lo siguiente:

1. Diseño del generador fotovoltaico y del grupo de conversión y control, para el suministro de energía a la conjunto de las instalaciones del polideportivo municipal.
2. Dimensionado del sistema para que toda la energía generada sea autoconsumida instantáneamente.
3. Simulación del diseño seleccionado con el paquete de programas PVSYST.
4. Análisis de los resultados obtenidos: beneficios económicos y ambientales.

En los distintos apartados se definirán los parámetros eléctricos-energéticos, así como los parámetros constructivos del proyecto con la intención de realizar la comparativa de costes/inversiones a partir del cual se analizará la amortización de la inversión así como los beneficios que supondría generalizar estas instalaciones en un entorno local o municipal.

## 12.2 SITUACIÓN GEOGRÁFICA Y CLIMATOLOGIA DE GANDIA.

La ciudad de Gandia se encuentra en el sureste de la provincia de Valencia. La ciudad, es el centro de la comarca de La Safor, situada a 65 Km. al sur de Valencia y a 116 Km de la ciudad de Alicante.

Gandia se localiza geográficamente, respecto al meridiano de Greenwich:  $0^{\circ} 10' 45''$  de longitud oeste y  $38^{\circ} 58' 2''$  de latitud norte. Sus coordenadas UTM son  $X = 744522$ ,  $Y = 4315859$  y  $Z = 22$ .

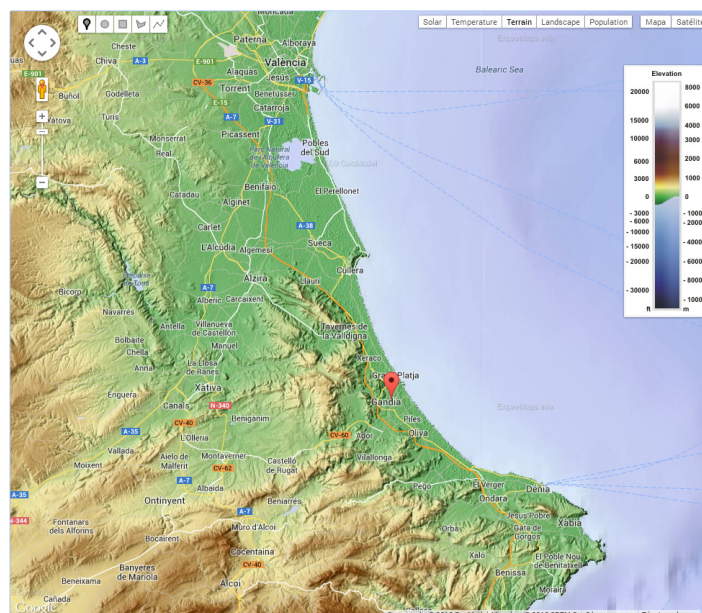


Fig.10. Situación geográfica de Gandia.

Debido a su posición geográfica, Gandia tiene un clima típicamente mediterráneo caracterizado a grandes rasgos por inviernos suaves y veranos calurosos, la temperatura media anual es de  $9-10^{\circ}$  en invierno y  $25-26^{\circ}$  en verano, situándose la media de temperaturas en los  $17,8$

°C. Los meses más lluviosos son los de octubre y noviembre en otoño y en primavera el de abril; y el más seco el de julio. La precipitación media anual es de 700 a 800 l/m<sup>2</sup> al año, aunque la propia variabilidad pluviométrica intrínseca del clima mediterráneo hace que las variaciones entre unos años y otros puedan ser importantes.

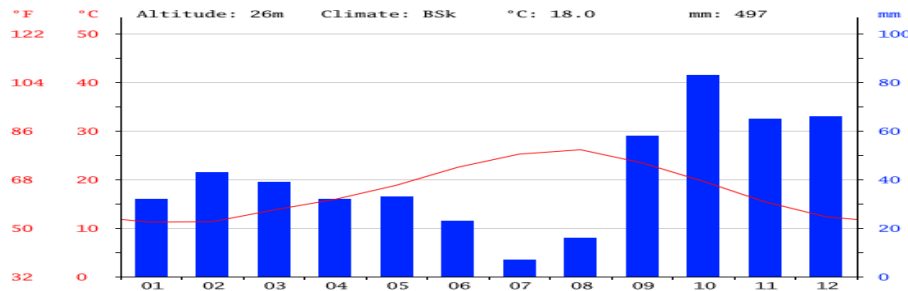


Fig.11. Climograma de Gandia

El mes más seco es julio, con 7 mm. , mientras que la precipitación media en octubre es 83 mm., octubre es el mes que tiene las mayores precipitaciones del año.

Debido a la proximidad del mar el clima se ve muy influenciada por la presencia de las brisas. La presencia de este viento térmico regula las temperaturas manteniéndolas alrededor de los 30°C en los meses estivales, la humedad media anual es del 68 %, oscilando entre el 64 y el 73%.

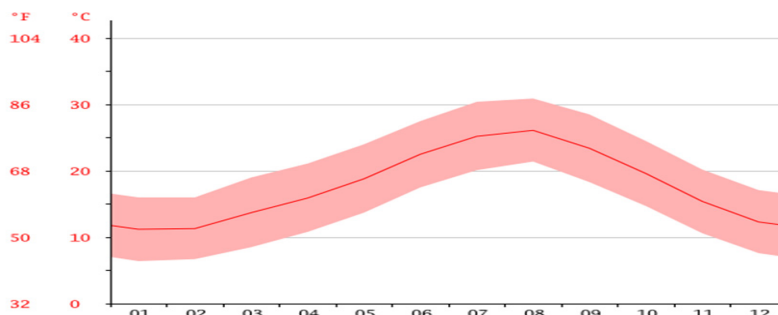


Fig.12. Diagrama de temperatura de Gandia

La diferencia en la precipitación entre el mes más seco y el mes más lluvioso es de 76 mm. Las temperaturas medias varían durante el año en un 14.9 °C.

mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
mm	32	43	39	32	33	23	7	16	58	83	65	66
°C	11.2	11.3	13.7	15.9	18.8	22.5	25.2	26.1	23.4	19.6	15.4	12.3
°C(min)	6.4	6.7	8.5	10.8	13.7	17.5	20.1	21.4	18.3	14.7	10.6	7.6
°C(max)	16.0	16.0	19.0	21.1	24.0	27.5	30.4	30.9	28.5	24.5	20.2	17.1

Tabla.7. Tabla climática de Gandia



La insolación media anual es de 2.695 horas. En cuanto al régimen de vientos, domina de noche los procedentes de tierra (N y NW) y los procedentes del mar durante el día (S-SE-E). Su frecuencia es mayor en primavera, si bien se dan también a finales de verano, coincidiendo con intensas formaciones tormentosas alternándose en otoño e invierno con calmas prolongadas.

Información Geográfica de Gandia	
Latitud en grados decimales:	38,97
Longitud en grados decimales:	- 0,18
Latitud en grados, minutos y segundos:	38° 58' 2" N.
Longitud en grados, minutos y segundos:	0° 10' 45" O
Altitud:	22 m
Superficie:	60,83 km <sup>2</sup>
Clima:	Mediterráneo

Tabla 8: Magnitudes Físicas relacionadas

La población en enero de 2013 es de 79.430 habitantes, que la sitúa como la octava ciudad en población de la Comunidad Valenciana. La economía del municipio se estructura fundamentalmente en el sector servicios, centro comercial, zona residencial y veraniega.

El suministro de energía eléctrica a Gandia se realiza desde la Subestación Transformadora situada en la entrada Norte de la población por la N-332 (Avda. de Valencia), dicha estación se abastece de una línea de 138 kV que procede de la central de Alcira.

La distribución desde la Subestación transformadora al núcleo urbano de Gandia se realiza a través de un anillo aéreo de circunvalación a 20 kV desde el que parten las líneas subterráneas de MT de alimentación a los centros de transformación que suministran la energía eléctrica en baja tensión.

### 12.3 DESCRIPCI3N DEL POLIDEPORTIVO Y SUS INSTALACIONES.

El polideportivo municipal est1 situado en la Avda. Dels Esports 2 (38°58'11.7"N 0°10'28.2"W) UTM (744800,62, 4317242,17), cuenta con una gran variedad de edificios e instalaciones para la pr1ctica de m3ltiples actividades deportivas, las instalaciones m1s significativas se describen a continuaci3n.

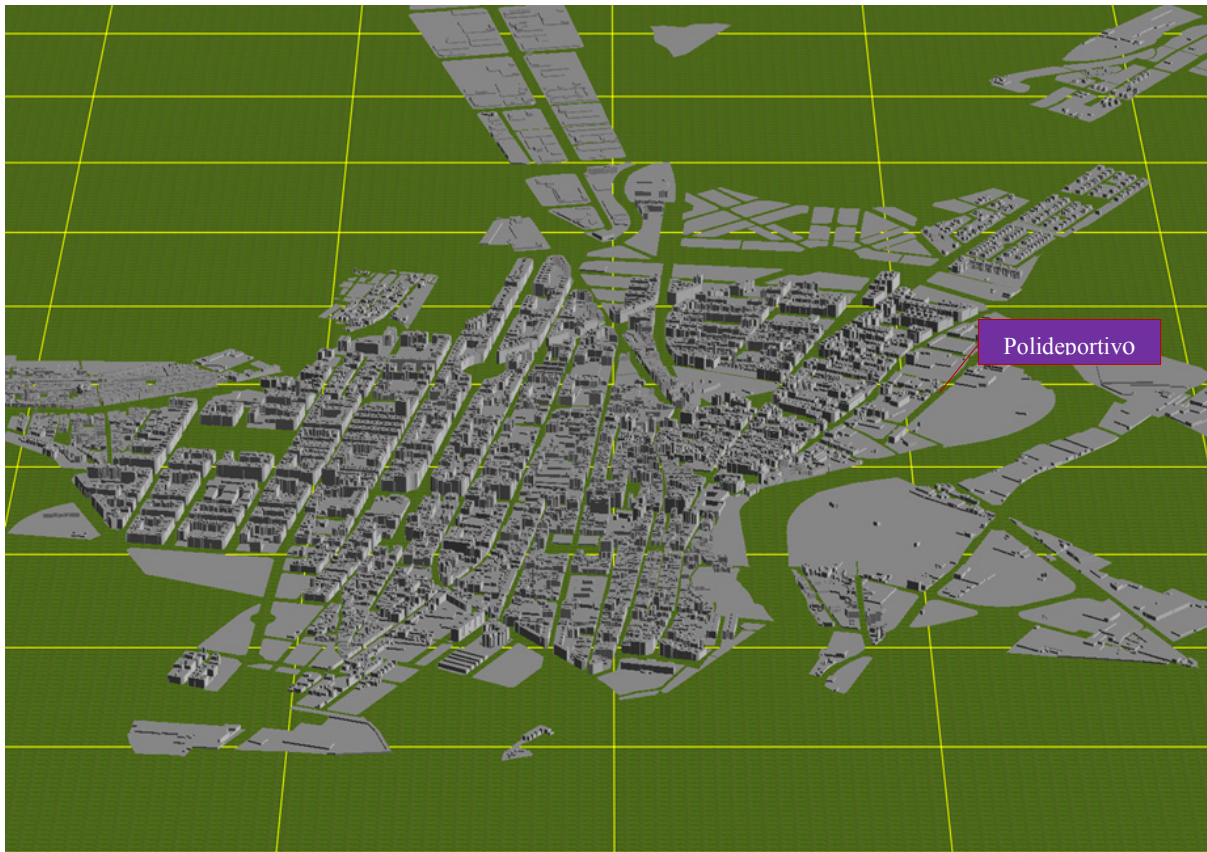


Fig.13. Mapa de situaci3n geogr1fica de las instalaciones del Polideportivo



Edificio-Instalación	Lunes-Viernes	Sábado	Domingo y festivos
Piscina cubierta de 25 metros.	07:00- 22:20 horas 07:00-19:00 h (verano)	08:30-18:45 horas	08:30-13:45 horas
Piscina retráctil de 25 metros.	07:00- 22:20 horas 07:00-19:00 h (verano).	08:30-18:45 horas	08:30-13:45 horas
Pabellón deportivo	19:30- 23:00 horas	19:30- 22:00 horas	Uso poco frecuente
Gimnasio-Halterofilia	09:00- 21:30 horas	Uso poco frecuente	Uso poco frecuente
Oficinas	08:00- 15:00 horas. 17:00-19:00 horas (invierno).	Cerrado	Cerrado
Pistas de Baloncesto	07:00-23:00 horas	07:00-22:00 horas	07:00-22:00 horas
Pistas de tenis	07:00-23:00 horas	07:00-22:00 horas	07:00-22:00 horas
Campo cubierto de futbol 7.	09:00- 21:30 horas	Partidos fin de semana	Uso poco frecuente
Pistas de voleibol/hockey.	09:00- 21:30 horas	Partidos fin de semana	Uso poco frecuente
Campo de futbol B	Uso poco frecuente	Fin de semana	Uso poco frecuente
Pista de atletismo/campo de rugby	9:00- 22:00 horas	Partidos fin de semana	Partidos fin de semana
Estadio de futbol	17:00-22:00 horas	Partidos fin de semana	Partidos fin de semana

Tabla 9: Instalaciones y sus horarios.

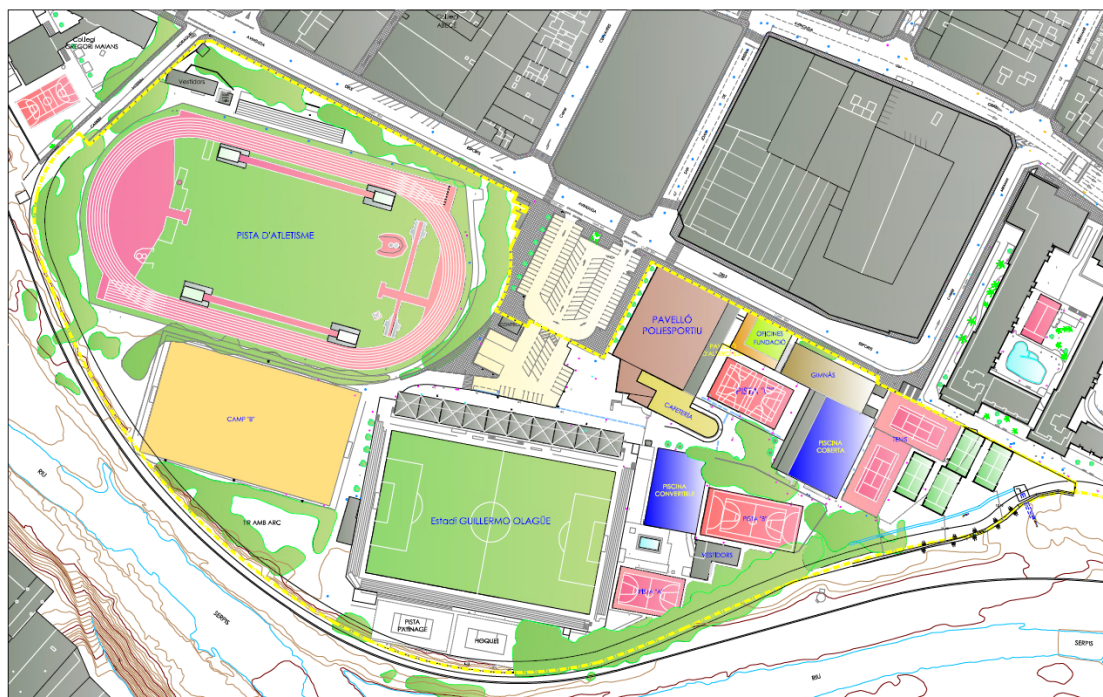


Fig.14. Edificios e instalaciones del Polideportivo Municipal



Fig.15. Vista aérea de las instalaciones del complejo polideportivo.

### 12.4 CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA.

El polideportivo dispone de un único suministro de energía eléctrica en media tensión, con una potencia contratada de 400 kW, tarifa de contrato 3.1.A. La instalación se alimenta, a través de un transformador trifásico de 630 kVA, con relación de transformación 20/0,4 kV. Este transformador alimenta a un cuadro de distribución principal del que parten distintas líneas de alimentación a cuadros secundarios.

El consumo eléctrico anual del edificio y su coste desde el año 2010 al 2013 ha sido el siguiente:

<b>Año</b>	<b>Consumo anual (kWh/año)</b>	<b>Δ anual %</b>	<b>Coste anual (€/año)</b>	<b>Δ Coste %</b>	<b>Coste medio kWh €/kWh</b>	<b>Δ Coste medio %</b>
2010						
2011	801.911		127.859		0.159	
2012	777.168	-3,08	128.235	0,29%	0.165	3,77%
2013	766.560	-1,36	136.606	6,53%	0,178	7,88%
2014						

Tabla 10. Evolución de consumo energético anual.

<b>Año</b>	<b>Punta %</b>	<b>Llano %</b>	<b>Valle %</b>
2010			
2011	25,55 %	38,37 %	36,07 %
2012	25,96 %	36,45 %	37,59 %
2013	27,33 %	36,87 %	35,80 %
2014			

Tabla 11. Distribución del consumo anual por periodo tarifarios.

<b>Año</b>	<b>Total Euros Año</b>	<b>Energía %</b>	<b>Impuestos %</b>
2010			
2011	127.859	67,02 %	32,98 %
2012	128.235	69,72 %	30,28 %
2013	136.606	62,63 %	37,37%
2014			

Tabla 12. Evolución del coste anual, energía más impuestos.



La distribución del consumo en el año 2011, que no varía significativamente de un año a otro es la siguiente:

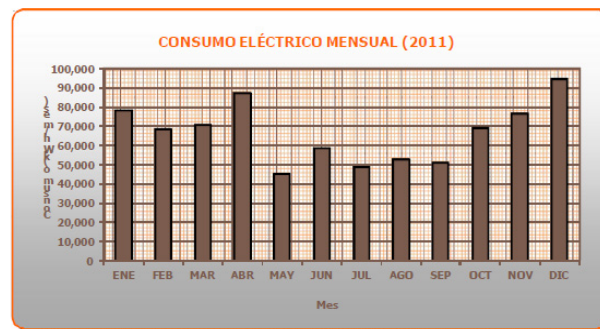


Fig.16. consumo eléctrico mensual 2011.

En la siguiente gráfica se muestra el consumo eléctrico mensual por periodos del edificio, se observa que durante los meses de invierno el consumo es muy similar en los tres periodos, mientras que durante el verano la energía se consume principalmente en horario llano y valle.

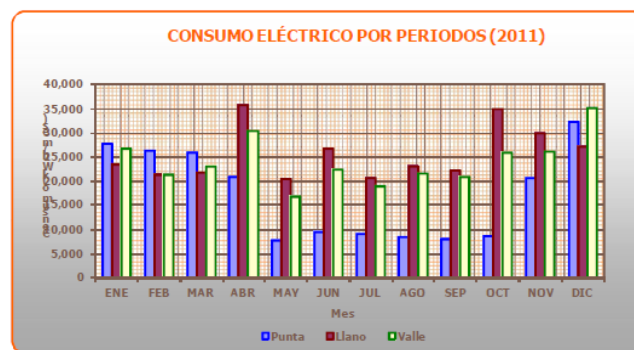


Fig.17. Consumo eléctrico por periodos 2011.

En la gráfica siguiente se presentan las potencias registradas por el máxímetro en cada uno de los periodos contratados, en ella puede observar que la potencia máxima registrada se ajusta a la potencia máxima contratada en los meses de invierno, se observa también que durante los meses de verano la potencia máxima registrada es bastante menor a la contratada.

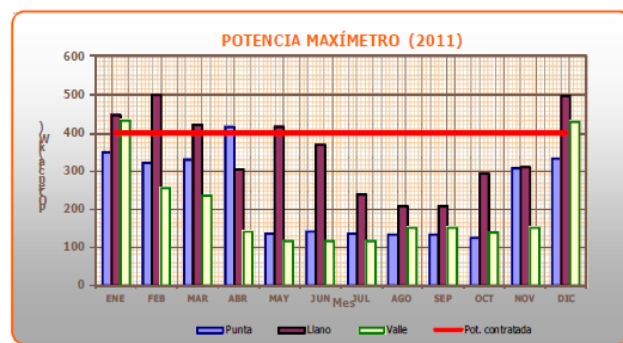


Fig.18. Potencias registradas por el máxímetro 2011.

## 12.5 INSTALACIONES CONSUMIDORAS DE ENERGÍA

**Climatización:** El sistema de climatización está formado por equipos autónomos partidos, con bomba de calor. Adicionalmente existen algunos radiadores de agua en el circuito de calefacción en la zona de piscinas.

Unidad Exterior	Frio		Calor		Uds.	Zona
	KW Térmico	KW Eléctrico	KW Térmico	KW Eléctrico		
Mitsubishi MUH-12RV	3,4	1,18	4,0	1,22	2	Oficinas pabellón
Toshiba invertir RASM10SKVE	2,5	0,83	3,2	0,94	3	Estadio fútbol
Climatizador SF/BSV+Bat	-	-	5,3	0,25	6	Estadio fútbol
Toshiba	5,0	1,67	5,6	1,70	1	Oficinas
Toshiba conductos	10,5	3,50	11,9	3,6	1	Oficinas

Tabla.13. Consumo térmico y eléctrico unidades de climatización.

**La potencia total de bombas de calor instalada asciende a 12,06 kW.**

**Iluminación:** El sistema de iluminación consta principalmente de torres de iluminación con lámparas de halogenuros metálicos de 400W y 1000W, seguidas de lámparas fluorescentes T8 de 2x36W. En la siguiente tabla se indican por zonas las luminarias existentes.

Situación	Tipo Lámpara	Equipo Auxiliar	Nª lámp luminaria	Pot.unit aria	NªLumi narias	Nº Total Lámparas
Pabellón	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	1	400	66	66
Pabellón	Bajo Consumo	PL Electrónico	1	26	32	36
Pabellón	Bajo Consumo	PL Electrónico	2	26	11	22
Pabellón	Fluorescente T8	Electromagnético	4	36	5	20
Pabellón	Halogenuro Lineal	-	1	150	4	4
Pabellón	Halogenuros Lineal	-	1	250	2	2
Pista C	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	2	400	6	12
Gim -Halterofilia	Fluorescente T8	Electromagnético	1	56	32	32
Gim Halterofilia	Fluorescente T8	Electromagnético	2	56	26	52
Gim-Halterofilia	Bajo Consumo	PL Electrónico	2	26	7	14
Gim -Halterofilia	Fluorescente T8	Electromagnético	1	36	144	288

Oficina Basquet	Fluorescente T8	Electromagnético	2	36	3	6
Oficina Basquet	Fluorescente T8	Electromagnético	2	18	3	6
Oficina Basquet	Fluorescente T8	Electromagnético	4	18	3	12
Oficina Basquet	Fluorescente T8	Electromagnético	4	58	1	4
Oficina Central	Bajo Consumo	PL Electrónico	2	36	30	60
Oficina Central	Bajo Consumo	PL Electrónico	2	26	3	6
Oficina Central	Fluorescente T8	Electromagnético	4	36	2	8
Oficina Central	Fluorescente T8	Electromagnético	1	36	5	5
Piscina cubierta	Fluorescente T8	Electromagnético	2	36	27	54
Piscina cubierta	Fluorescente T8	Electromagnético	1	36	3	3
Piscina cubierta	Bajo Consumo	PL Electrónico	2	26	16	32
Piscina cubierta	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	1	400	29	29
Piscina retráctil	Fluorescente T8	Electromagnético	4	18	6	24
Piscina retráctil	Bajo Consumo	PL Electrónico	1	26	8	8
Piscina retráctil	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	1	400	16	16
Pista A	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	2	400	2	2
Pista A	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	2	400	2	4
Pista Hockey	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	2	400	8	16
Campo B fútbol	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	2	400	3	6
Campo B fútbol	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	4	400	1	4
Pista atletismo	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	30	1.000	4	120
Pista atletismo	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	32	1.000	2	64
Pista atletismo	Fluorescente T8	Electromagnético	2	36	2	4
Pista atletismo	Fluorescente T8	Electromagnético	1	36	8	8
Estadio fútbol	Fluorescente T8	Electromagnético	2	36	102	204
Estadio fútbol	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	6	1.000	3	18
Estadio fútbol	Halogenuros Metálicos	Electromagnético	8	1.000	3	24
Estadio fútbol	Bajo consumo	PL Electrónico	1	26	6	6

Tabla.14. Relación de equipos instalados en el sistema de iluminación.

***La potencia total instalada, incluyendo los equipos auxiliares, asciende a 396,8 kW.***

Las siguientes im3genes muestran los diferentes tipos de l3mparas y luminarias m3s significativos existentes en el edificio:








	
<p>Torre con HM de 30x1x1000W</p>	<p>Torre con HM de 32x1x1000W</p>
	
<p>Luminaria de fluorescentes T8 4x36W</p>	<p>Luminaria de fluorescentes T8 4x18W</p>

Tabla.15. Relaci3n de equipos instalados en el sistema de iluminaci3n.

**Agua Caliente Sanitaria (ACS):** A continuaci3n se indican las zonas que cuentan con Agua Caliente Sanitaria, bien para consumo o climatizaci3n de piscinas:

### Agua Caliente Sanitaria y Calefacción Piscinas

Zona	Instalación	Características
Gimnasio		Acumulador eléctrico de 2.000l y dos termos de 100 l y 1,5 kW c/u
Piscina Cubierta		Sistema compuesto por dos calderas Thermital de gas Potencia Térmica Hogar 349kW Potencia Térmica Útil 340,3 kW Quemador RS45/M Modulante Sistema con apoyo solar Temperatura consigna=29°C Año 2007
Piscina Retráctil		Sistema compuesto por una caldera de gasóleo marca Modusa para piscina. Quemador Giersch M10-2-L, potencia calorífica 145-430 kW. Caldera gasóleo marca Ecoflam para ACS Potencia térmica 45,1 kW Quemador Riello 722T Temperatura consigna=60°C Termo eléctrico 100 l, 1,5 kW



<p>Campo B de Futbol</p>		<p>Caldera de gasóleo marca Domusa</p>
<p>Pista de Atletismo</p>		<p>Caldera de gasóleo marca Lamborghini Modelo SEC 32 Potencia útil 34,82 kW Quemador 1 etapa Temperatura consigna=60°C</p>
<p>Estadio de Futbol</p>		<p>Caldera de gasóleo Marca BaxiRoca Quemador BaxiRoca Crono 20-L2 130-267 kW Bombas con variador de velocidad Año 2010</p>

Tabla.16. Relación de equipos instalados en para la producción de ACS.

**Otros consumidores:** De manera adicional a los consumos de climatización, iluminación y ACS, la instalación suministra energía a un cuadro de alumbrado público. El circuito de alumbrado público consume 150.192 kWh anuales. El consumo de las bombas de filtrado y recirculación de las piscinas cubierta y retráctil es muy elevado debido a su funcionamiento continuo durante 24 horas de los 365 días, cabe mencionar que existen otras muchas bombas en los circuitos de recirculación de ACS e intercambiadores entre piscinas y calderas. En la piscina cubierta operan 24 horas al día dos bombas de 4,05 kW, las cuales envían agua al vaso de la piscina, mientras que en la piscina retráctil las dos bombas del vaso de la piscina son de 3,3 kW y otra bomba de 1,5 kW empleada en la recirculación de agua.

En la siguiente tabla se indican los principales consumidores de otro tipo no descritos anteriormente:

Tipo	Número
Ordenadores de sobremesa con pantalla convencional	11
Impresoras	8
Equipos multiusos	3
Nevera	1
Enfriadores de agua	2
Máquina lavadora	2
Máquina secadora	2

Tabla.17. Relación de otros equipos consumidores

## 12.6 DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO.

Se ha realizado una estimación de la distribución de consumos energéticos en el edificio, considerando el inventario realizado, las horas de uso y funcionamiento y la facturación eléctrica.

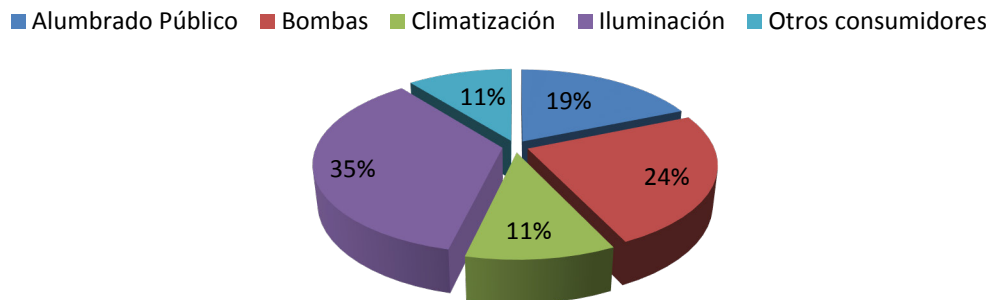


Fig.19. Distribución aproximada del consumo

Instalación	Consumo (kWh)	%
Alumbrado Público	150.192	18,7%
Bombas	193.967	24,2%
Climatización	86.245	10,8%
Iluminación	285.507	35,6%
Otros consumidores	86.000	10,7%
<b>Total</b>	<b>801.911</b>	<b>100,0%</b>

Tabla.18. Distribución aproximada del consumo

## 12.7 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FV.

Hasta el año 2012 en España los proyectos fotovoltaicos se habían desarrollado en su mayoría con plantas destinadas a producir electricidad e inyectarla a la red, opción que se vio favorecida por la retribución económica que obtenía el promotor mediante las primas.

Con la reducción de costes de los módulos fotovoltaicos (un 80 % en 5 años), el incremento continuo de la factura eléctrica, los cambios normativos, junto con la eliminación de las ayudas a la energía renovable acordada por el Gobierno (27 de enero de 2012), se han creado las condiciones para que industrias, edificios comerciales y de cualquier otro uso puedan implantar el modelo de autoconsumo fotovoltaico.

El CTE contempla la posibilidad de conectar las instalaciones solares fotovoltaicas ubicadas en edificios en un punto de conexión que no pertenezca a la compañía distribuidora lo que sucede en las instalaciones destinadas a autoconsumo total o parcial.

Según el Real Decreto 1699/2011, sí que es posible la instalación de un sistema fotovoltaico en la instalación interior de un edificio.

El autoconsumo es la posibilidad de consumir instantáneamente la energía eléctrica generada por una instalación fotovoltaica. En aquellos momentos en los que la producción de la instalación supera al consumo, se generarían unos excedentes de energía eléctrica que podrían verterse o no a la red, produciéndose un ahorro en la adquisición de energía de la compañía distribuidora.

Puesto que todavía no está aprobada la normativa que regule el autoconsumo con balance neto, mediante el cual el productor sí que podrá compensar su saldo positivo de energía, de forma que consumiría la electricidad que necesite y entregar el exceso a sistema eléctrico a cambio de una compensación. **Se diseñara la instalación para que la energía producida sea consumida íntegramente en las instalaciones evitando la producción de excedentes. La potencia instalada deberá ser consecuente** límites reglamentarios y admisibles de la instalación. El autoconsumo instantáneo es una fórmula ideal para los edificios e instalaciones que consumen **energía todos los días del año.**

Ante la posibilidad de que dentro de un tiempo sea posible el balance neto, la instalación FV se diseñará para que puedan incorporar en un futuro los equipos necesarios para la posible conexión a red.

Para diseñar una instalación solar destinada al autoconsumo instantáneo, es necesario conocer con la mayor exactitud posible los consumos que la instalación tendrá que cubrir para poder generar un equilibrio entre la energía generada y la consumida y evitar excedentes y así aprovechar al máximo la energía producida. Se requiere un análisis detallado del perfil de carga de la energía consumida en el edificio o conjunto de instalaciones y compararla con la energía producida.

La potencia instalada deberá ser consecuente con la potencia que se puede consumir diariamente durante todo el año considerando los límites reglamentarios.

Los datos necesarios para el diseño de la instalación son:

1. Consumos horarios de la instalación en un año tipo.
2. Datos horarios de irradiación, temperatura, viento, etc...en el plano horizontal en el lugar de ubicación de la instalación. A partir de estos se calcularan los valores para la orientación e inclinación adoptada para los paneles.
3. Características constructivas del edificio y límites de carga de su cubierta.
4. Constructivos: superficie disponible sin problemas de sombras, posición de obstáculos (sombras), necesidad de obra civil, distancia a la red eléctrica, posibilidad de punto de enganche, etc.
5. Relativos a los paneles: ángulos de inclinación y orientaciones posibles, radiación, número de módulos, conexión, tensión de trabajo, etc.
6. Resto del sistema: inversores, protecciones, etc.
7. Económicos: inversión a realizar, precios para estudio económico, subvenciones, interés de préstamos, etc.
8. Legales: potencia máxima, potencia contratada, tarifa eléctrica, etc...
9. Otros: permisos, máximos excedentes admisibles.

### ***12.8 DISTRIBUCIÓN HORARIA DEL CONSUMO: CURVA DE DEMANDA.***

Además de los análisis de orientación, inclinación y potencia instalada, un parámetro muy importante en una instalación de autoconsumo instantáneo es la distribución horaria del consumo.

Para poder realizar el estudio contamos con los consumos eléctricos del centro desde el año 2010, proporcionados por el Ayuntamiento de Gandia y consumos horarios anuales desde mayo de 2012 a mayo de 2013 proporcionados por la empresa suministradora Iberdrola.

Para optimizar un sistema FV para consumo propio, es de vital importancia, además de la energía consumida a lo largo del año, el conocimiento del perfil de cargas, es decir qué nivel de energía necesita el edificio en cada momento del día, con el objeto de alcanzar un balance neto nulo al igualarse los consumos y producción fotovoltaica.

La distribución horaria del consumo influye considerablemente en la rentabilidad de la instalación. Concretamente, cuanto mayor sea el desplazamiento en tiempo y la forma respecto a la curva de recurso solar, en mayor medida disminuyen los valores de rentabilidad. Para una curva coincidente con el recurso solar, se obtienen los mayores valores de rentabilidad pero a medida que la curva se desplaza la rentabilidad de la instalación disminuye.

El alcance del autoconsumo instantáneo depende fundamentalmente del perfil de carga del edificio o cantidad de energía que consume el edificio y de las dimensiones de la instalación FV.

Si el perfil de carga se adapta al de generación obtendremos una instalación optimizada para el autoconsumo.

El perfil de consumo representa los datos de potencia consumida por las cargas en cada intervalo de tiempo. Este perfil depende de la actividad desarrollada y de las pautas de consumo, no es estático a lo largo del año, sino que varía a lo largo de los días de la semana y a su vez a lo largo de los meses. La importancia de este perfil reside en que, conociendo el consumo de energía por hora, y dado que se puede estimar con bastante precisión la energía fotovoltaica generada en el mismo intervalo horario, podemos obtener la energía total producida, la importada/ exportada a la red y la energía auto-consumida.

Por tanto el primer paso a realizar será determinar el perfil de carga de la instalación a lo largo del año. Conocido el perfil de carga podemos buscar el punto óptimo de adaptación. Para instalaciones de autoconsumo buscaremos una optimización global del sistema. Podremos encontrarnos con perfiles constantes, consumos preferentemente nocturnos o consumos preferentemente diurnos que son más fáciles de adaptar a la captación.

Para definir la demanda energética debemos crear un escenario de consumo lo más exacto posible. Algunas de las opciones que tenemos son:

- Valor medio histórico. Partiendo de la factura anual o de facturas mensuales. Suele ser el más recomendable, porque al tratarse de periodos mensuales el histórico de consumos de un edificio suele ser una excelente referencia. No importa tanto el consumo en un instante “t” determinado, siendo más útil tener en cuenta el consumo agregado en el intervalo en el que pueden compensarse los excedentes.
- Valores reales. Medición directa con registro o realizar un análisis de consumos previstos y asumir un hábito definido. Asumir un hábito definido siempre es más complejo y menos fiable que tomar datos medios, aunque es una posibilidad más.
- Diseño con límites. Definir la instalación en función de parámetros límites (potencia contratada, superficie de captación, inversión a realizar máxima, etc.) y luego ver cuál sería la demanda límite horaria e intentar “adecuar” los hábitos a esa demanda. Puede combinarse con cualquiera de los anteriores (de hecho, en ocasiones ni siquiera es una opción, siendo una exigencia su consideración).

En nuestro caso partiremos de los valores medios históricos obtenidos de las facturas de consumo medio correspondientes a los últimos 3 años y de los valores reales de consumo horario de doce meses, desde mayo de 2012 a mayo de 2013.

En el gráfico (figura 33) se representa el consumo horario durante un año del conjunto de las instalaciones, se puede observar que el consumo es mayor durante el invierno, decrece progresivamente hasta llegar a los valores mínimos en el mes de julio, a partir del mes de agosto se incrementa el consumo hasta llegar a los máximos del mes de enero.

El consumo anual horario tiene forma de “V” se puede decir que es inverso a la producción esperada en una instalación fotovoltaica optimizada. Posteriormente analizamos con más detalle el consumo dentro del intervalo diario en el que una instalación fotovoltaica puede producir energía (horas de sol), y veremos como el consumo durante este periodo es prácticamente constante, la causa son los picos de consumo diarios, que se producen a la hora de la puesta del sol y son debidos al conexión del alumbrado exterior e interior, que incrementa el consumo considerablemente.

En el gráfico de barras se representa el consumo eléctrico mensual (fig. 21), donde además se representan los valores máximos, mínimos y medios de cada mes.

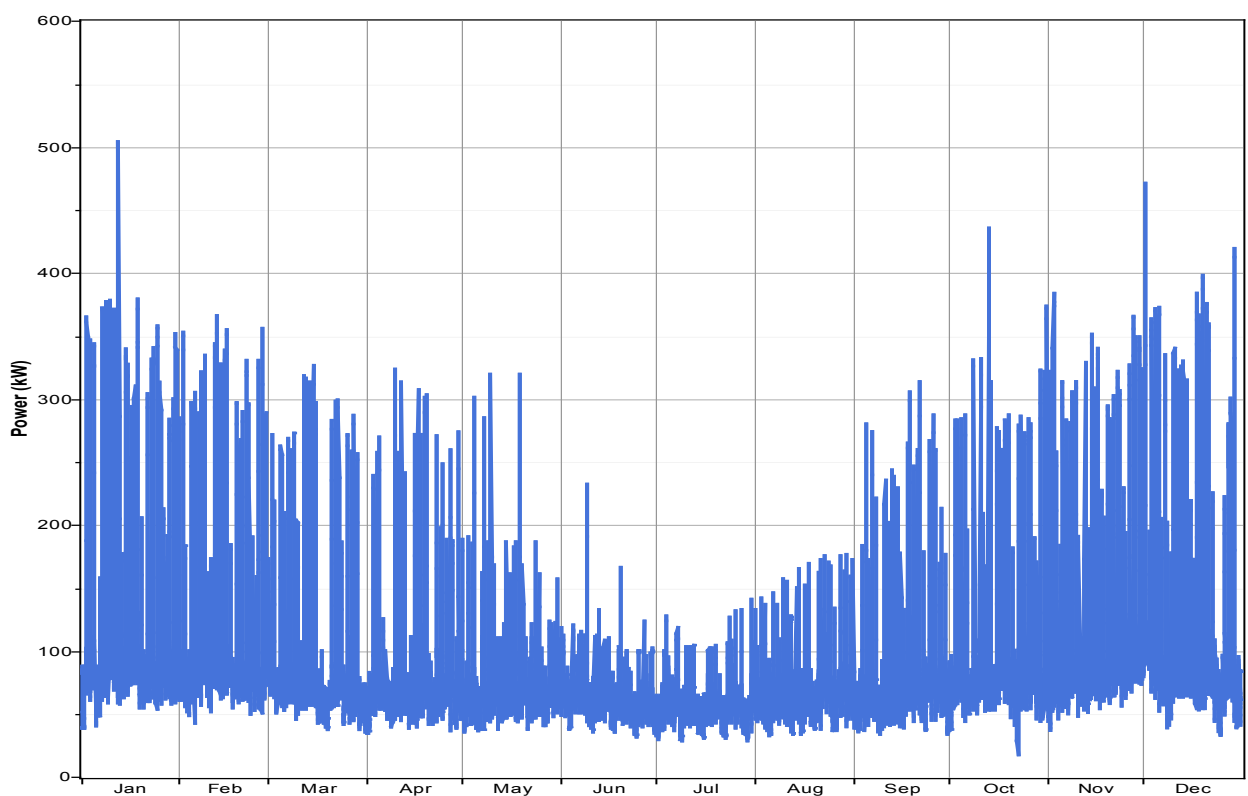


Fig.20. Consumo horario anual

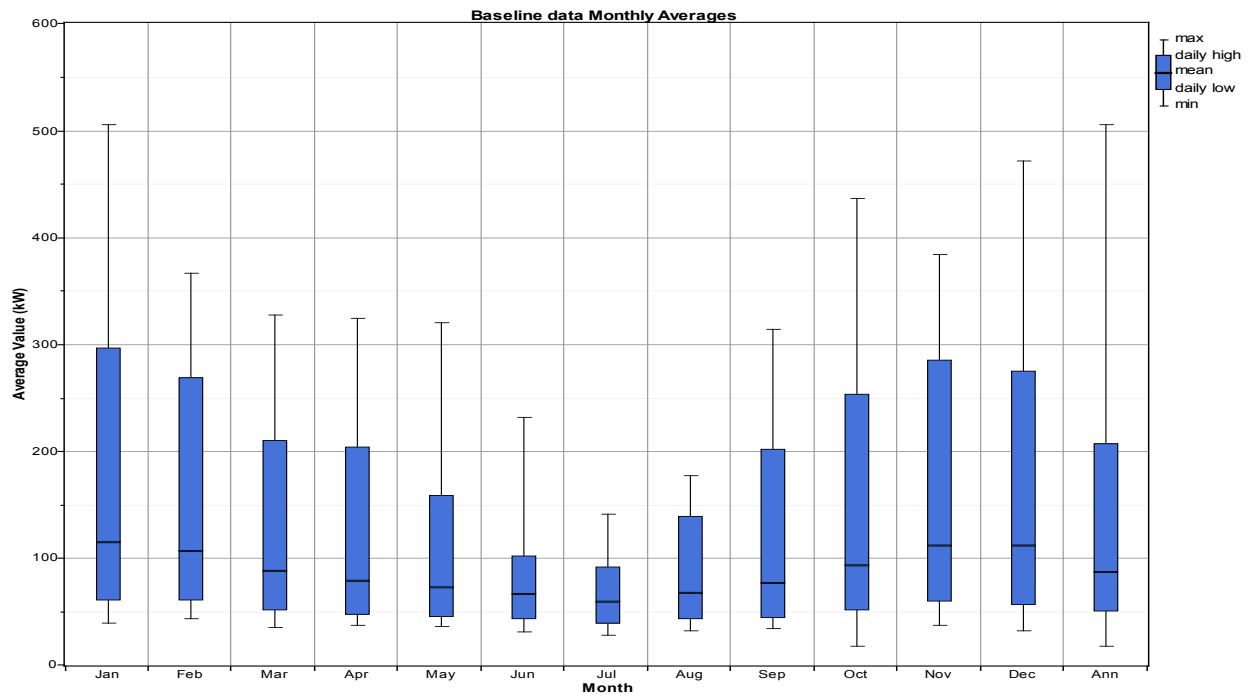


Fig.21. Consumo máximo, mínimo y promedio mensual.

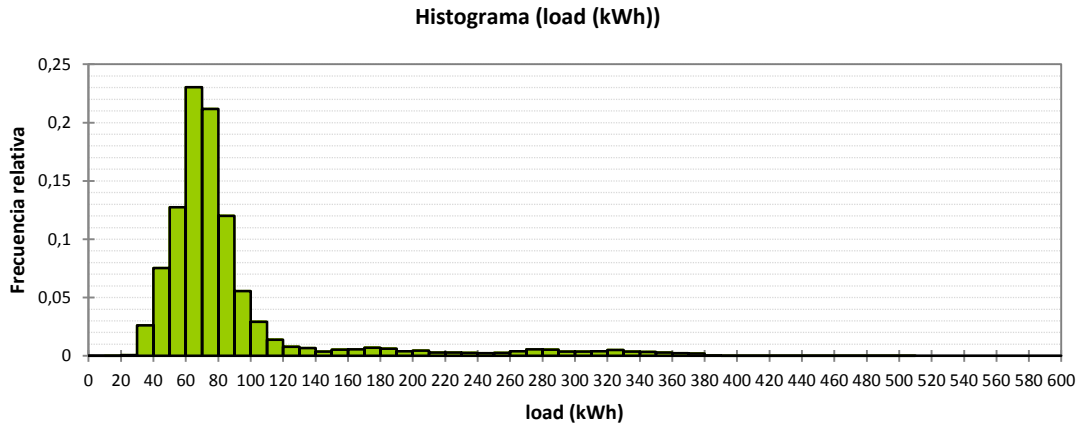


Fig.22. Histograma de cargas anuales.

En el histograma se puede observar la frecuencia relativa función del consumo, nos permite realizar una primera aproximación de la potencia necesaria en la instalación.



Límite inferior	Límite superior	Frecuencia	Frecuencia relativa	Densidad
0	10	0	0,000	0,000
10	20	1	0,000	0,000
20	30	5	0,001	0,000
30	40	229	0,026	0,003
40	50	659	0,075	0,008
<b>50</b>	<b>60</b>	<b>1116</b>	<b>0,127</b>	<b>0,013</b>
<b>60</b>	<b>70</b>	<b>2018</b>	<b>0,230</b>	<b>0,023</b>
<b>70</b>	<b>80</b>	<b>1854</b>	<b>0,212</b>	<b>0,021</b>
<b>80</b>	<b>90</b>	<b>1051</b>	<b>0,120</b>	<b>0,012</b>
90	100	487	0,056	0,006
100	110	256	0,029	0,003
110	120	122	0,014	0,001
120	130	69	0,008	0,001
130	140	58	0,007	0,001
140	150	32	0,004	0,000
150	160	46	0,005	0,001
160	170	48	0,005	0,001
170	180	60	0,007	0,001
180	190	53	0,006	0,001
190	200	35	0,004	0,000
200	210	39	0,004	0,000
210	220	25	0,003	0,000
220	230	26	0,003	0,000
230	240	23	0,003	0,000
240	250	21	0,002	0,000
250	260	22	0,003	0,000
260	270	34	0,004	0,000
270	280	48	0,005	0,001
280	290	47	0,005	0,001
290	300	32	0,004	0,000
300	310	33	0,004	0,000
310	320	35	0,004	0,000
320	330	44	0,005	0,001
330	340	31	0,004	0,000
340	350	29	0,003	0,000
350	360	25	0,003	0,000
360	370	19	0,002	0,000
370	380	17	0,002	0,000
380	390	4	0,000	0,000
390	400	2	0,000	0,000
400	410	0	0,000	0,000
410	420	2	0,000	0,000
420	430	0	0,000	0,000
430	440	1	0,000	0,000
440	450	0	0,000	0,000
450	460	0	0,000	0,000
460	470	0	0,000	0,000
470	480	1	0,000	0,000
480	490	0	0,000	0,000
490	500	0	0,000	0,000
500	510	1	0,000	0,000

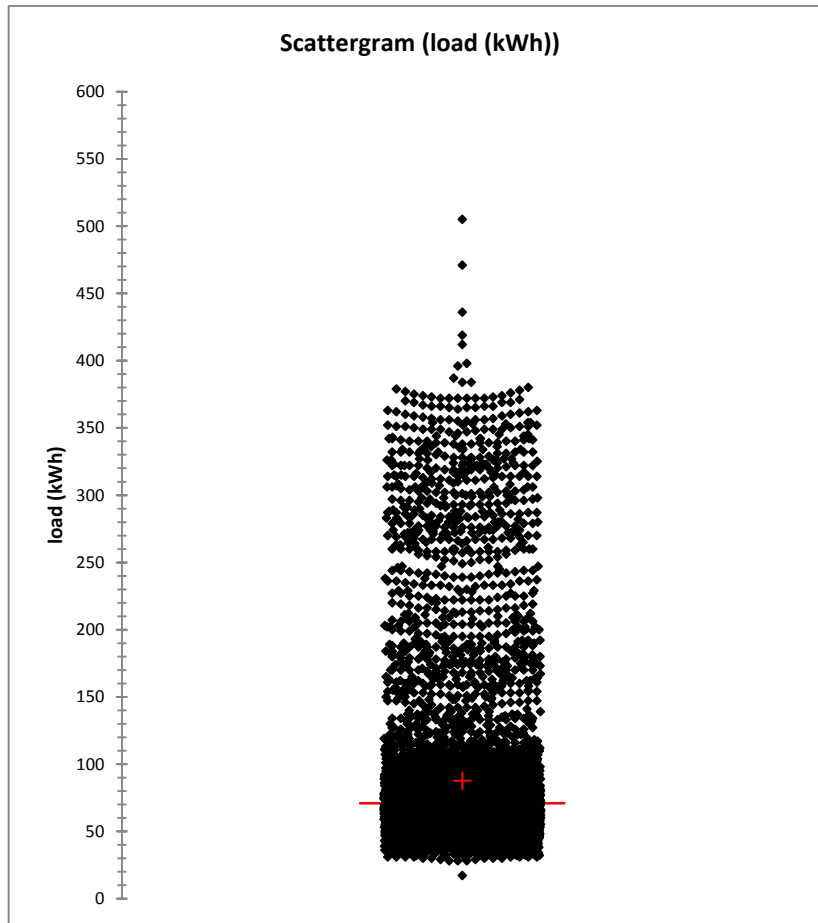


Fig 23. Diagrama de densidad de distribución de cargas anual.

Estadísticas descriptivas:					
Variable	Observaciones	Mínimo	Máximo	Media	Desviación típica
load (kWh)	8760	17,0	505,0	87,64	59,70

Tabla 20. Estadística descriptiva de carga anual.

Percentil	Valor
Máximo 100%	505,0
99%	342,4
95%	243,0
90%	133,0
3° Cuartil 75%	85,0
Mediana 50%	71,0
1° Cuartil 25%	61,0
10%	49,0
5%	44,0
1%	35,6
Mínimo 0%	17,0

Tabla 21. Tabla de los percentiles

En general el consumo es mayor en los meses del año con menor número de horas de sol. En general hay diariamente (de lunes a viernes) unos picos de consumo al anochecer por la puesta en marcha del alumbrado exterior e interior, que duran de cuatro a cinco horas, debidos a la puesta marcha del alumbrado exterior e interior, estos picos son elevados por la potencia instalada en alumbrado, este consumo nunca se podrá cubrir con energía solar sin almacenamiento.

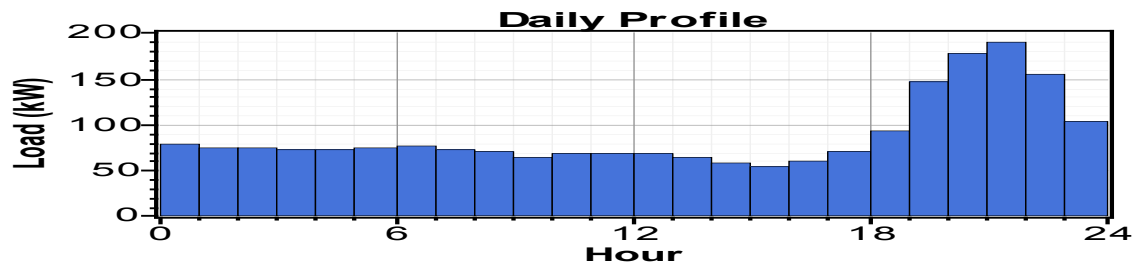


Fig.24. Consumo promedio diario en las instalaciones.

Consumo Promedio (kWh/d)	Carga (kW/d)	Valor Pico (kW)	Factor de carga
2.103	87,6	505	0,174

Tabla.22. Consumo promedio diario en las instalaciones

En los gráficos del consumo promedio mensual, se puede observar el pico de consumo que aparece en todos los meses por la puesta en marcha del alumbrado exterior e interior. El mes de julio, el de menor consumo, representa el “stan-by” de la instalación, un consumo prácticamente constante y residual durante todo el año, este mes establece el límite a no superar en el diseño de la instalación fotovoltaica.

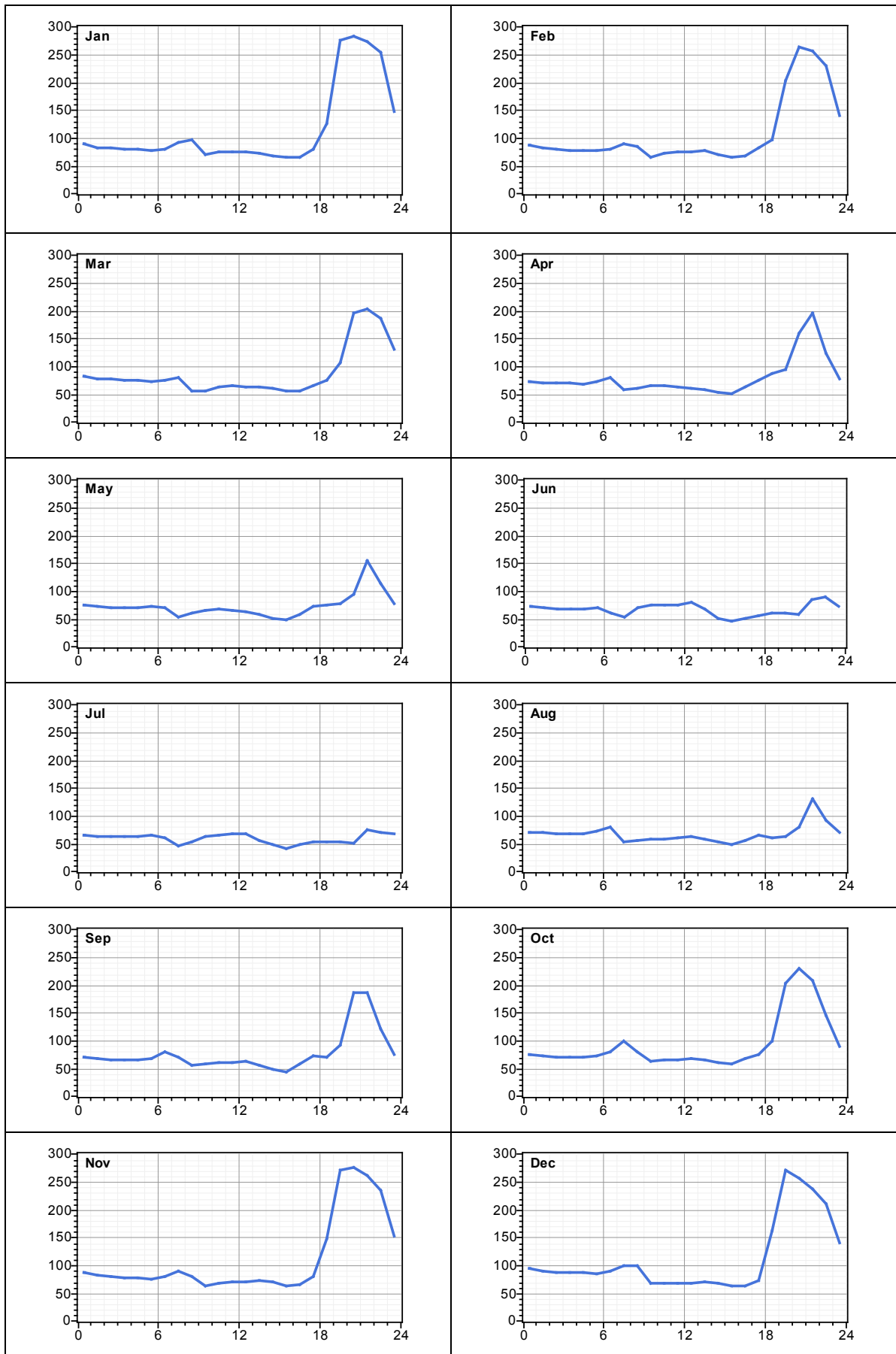


Fig.25. Consumo horario promedio mensual.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Semtiem	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
0.00	90.48	86.57	82.42	76.30	76.10	73.83	66.90	71.29	74.10	81.77	84.03	94.00	
1.00	82.84	81.86	77.74	72.10	74.06	72.00	64.39	70.71	69.87	74.61	82.13	88.87	
2.00	81.48	81.04	76.94	70.60	71.61	70.53	63.52	70.06	67.97	73.19	80.87	88.16	
3.00	79.03	77.46	74.68	69.33	69.84	68.73	62.68	68.39	65.63	70.84	78.37	86.29	
4.00	78.90	76.96	74.10	69.07	69.23	68.07	62.58	68.10	65.00	70.32	77.87	85.94	
5.00	77.77	76.50	72.84	68.60	69.19	68.20	62.48	68.39	64.67	69.74	76.10	84.97	
6.00	80.61	79.25	75.03	72.03	72.68	70.67	64.84	72.26	68.07	72.06	79.40	88.90	
7.00	90.81	89.14	79.48	78.90	69.61	60.93	61.35	80.71	79.00	81.65	89.27	98.23	
8.00	97.13	85.11	57.06	57.83	52.29	52.97	46.10	54.16	70.20	95.90	79.53	100.16	
9.00	70.97	66.29	55.90	59.60	60.29	69.23	54.35	56.06	56.30	77.94	63.73	67.39	
10.00	74.06	72.93	62.74	64.30	65.68	73.97	63.90	59.03	58.83	63.29	67.77	67.94	
11.00	75.42	75.75	65.23	65.60	68.77	75.77	66.39	58.68	60.07	64.77	69.00	68.35	
12.00	74.39	75.00	64.19	62.23	65.97	75.67	68.26	60.81	60.63	66.94	69.77	68.39	
13.00	73.55	76.57	64.13	60.60	63.45	78.63	66.77	62.97	62.00	67.52	72.20	70.68	
14.00	68.90	70.54	60.03	57.67	57.65	67.20	56.45	58.65	56.67	66.23	69.47	67.65	
15.00	65.03	64.89	55.52	52.20	50.06	51.37	47.90	53.10	48.60	60.48	63.53	62.48	
16.00	66.52	68.82	55.68	50.53	49.19	45.60	41.16	47.71	44.60	57.71	64.47	63.16	
17.00	79.90	82.29	66.23	61.90	57.35	51.30	47.45	55.03	57.63	67.35	80.90	71.81	
18.00	125.23	96.39	74.84	74.30	72.23	55.80	52.74	64.32	71.63	80.32	147.90	162.55	
19.00	275.90	202.82	106.97	87.67	75.84	59.67	52.68	60.84	70.63	122.06	271.73	270.94	
20.00	284.10	264.25	195.42	93.33	78.16	59.90	53.87	62.65	91.03	205.42	274.90	255.71	
21.00	273.65	257.07	203.68	158.93	94.61	58.70	50.55	79.42	185.73	228.94	261.83	237.94	
22.00	253.87	228.93	187.48	197.07	155.84	84.00	75.87	131.32	185.57	199.94	234.30	210.52	
23.00	146.97	140.54	130.35	122.63	114.06	89.03	71.29	90.84	120.03	133.74	153.47	139.19	
kWh/día	2.767,52	2.576,96	2.118,68	1.903,33	1.753,77	1.601,77	1.424,48	1.625,48	1.854,47	2.252,74	2.692,53	2.700,19	Tot año
Tot mes	85.793,00	72.155,00	65.679,00	57.100,00	54.367,00	48.053,00	44.159,00	50.390,00	55.634,0	69.835,00	80.776,00	83.706,00	767.647

GTM+1

GTM+2

GTM+1

Tabla.23. Cargas promedio horarias. Color naranja los consumos en el intervalo de producción de la instalación FV.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiem.	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media
0.00	3,269%	3,359%	3,890%	4,009%	4,339%	4,609%	4,697%	4,386%	3,996%	3,630%	3,121%	3,481%	3,899%
1.00	2,993%	3,176%	3,669%	3,788%	4,223%	4,495%	4,520%	4,350%	3,767%	3,312%	3,050%	3,291%	3,720%
2.00	2,944%	3,145%	3,631%	3,709%	4,083%	4,403%	4,459%	4,310%	3,665%	3,249%	3,003%	3,265%	3,656%
3.00	2,856%	3,006%	3,525%	3,643%	3,982%	4,291%	4,400%	4,207%	3,539%	3,145%	2,911%	3,196%	3,558%
4.00	2,851%	2,987%	3,497%	3,629%	3,947%	4,249%	4,393%	4,189%	3,505%	3,122%	2,892%	3,183%	3,537%
5.00	2,810%	2,969%	3,438%	3,604%	3,945%	4,258%	4,386%	4,207%	3,487%	3,096%	2,826%	3,147%	3,514%
6.00	2,913%	3,075%	3,541%	3,785%	4,144%	4,412%	4,552%	4,445%	3,670%	3,199%	2,949%	3,292%	3,665%
7.00	3,281%	3,459%	3,752%	4,145%	3,969%	3,804%	4,307%	4,965%	4,260%	3,624%	3,315%	3,638%	3,877%
8.00	3,510%	3,303%	2,693%	3,039%	2,982%	3,307%	3,236%	3,332%	3,785%	4,257%	2,954%	3,709%	3,342%
9.00	2,564%	2,572%	2,639%	3,131%	3,438%	4,322%	3,816%	3,449%	3,036%	3,460%	2,367%	2,496%	3,107%
10.00	2,676%	2,830%	2,961%	3,378%	3,745%	4,618%	4,486%	3,632%	3,173%	2,809%	2,517%	2,516%	3,278%
11.00	2,725%	2,940%	3,079%	3,447%	3,921%	4,730%	4,660%	3,610%	3,239%	2,875%	2,563%	2,531%	3,360%
12.00	2,688%	2,910%	3,030%	3,270%	3,761%	4,724%	4,792%	3,741%	3,270%	2,971%	2,591%	2,533%	3,357%
13.00	2,658%	2,971%	3,027%	3,184%	3,618%	4,909%	4,688%	3,874%	3,343%	2,997%	2,681%	2,617%	3,381%
14.00	2,490%	2,737%	2,833%	3,030%	3,287%	4,195%	3,963%	3,608%	3,056%	2,940%	2,580%	2,505%	3,102%
15.00	2,350%	2,518%	2,620%	2,743%	2,855%	3,207%	3,363%	3,267%	2,621%	2,685%	2,360%	2,314%	2,742%
16.00	2,403%	2,671%	2,628%	2,655%	2,805%	2,847%	2,890%	2,935%	2,405%	2,562%	2,394%	2,339%	2,628%
17.00	2,887%	3,193%	3,126%	3,252%	3,270%	3,203%	3,331%	3,386%	3,108%	2,990%	3,005%	2,659%	3,117%
18.00	4,525%	3,741%	3,532%	3,904%	4,118%	3,484%	3,703%	3,957%	3,863%	3,566%	5,493%	6,020%	4,159%
19.00	9,969%	7,871%	5,049%	4,606%	4,324%	3,725%	3,698%	3,743%	3,809%	5,418%	10,092%	10,034%	6,028%
20.00	10,265%	10,254%	9,224%	4,904%	4,457%	3,740%	3,782%	3,854%	4,909%	9,119%	10,210%	9,470%	7,016%
21.00	9,888%	9,976%	9,613%	8,350%	5,395%	3,665%	3,549%	4,886%	10,015%	10,163%	9,724%	8,812%	7,836%
22.00	9,173%	8,884%	8,849%	10,354%	8,886%	5,244%	5,326%	8,079%	10,006%	8,875%	8,702%	7,796%	8,348%
23.00	5,310%	5,454%	6,153%	6,443%	6,504%	5,558%	5,005%	5,588%	6,473%	5,937%	5,700%	5,155%	5,773%

GTM+1

GTM+2

GTM+1

Tabla.24. Distribución porcentual de los consumos promedios horarios durante un año.

Consumo horario (kWh)														
Load kWh	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembr	Octubre	Noviembr	Diciembre	Total	
0	2805	2424	2555	2289	2359	2215	2074	2210	2223	2535	2521	2914	29124	
1	2568	2292	2410	2163	2296	2160	1996	2192	2096	2313	2464	2755	27705	
2	2526	2269	2385	2118	2220	2116	1969	2172	2039	2269	2426	2733	27242	
3	2450	2169	2315	2080	2165	2062	1943	2120	1969	2196	2351	2675	26495	
4	2446	2155	2297	2072	2146	2042	1940	2111	1950	2180	2336	2664	26339	
5	2411	2142	2258	2058	2145	2046	1937	2120	1940	2162	2283	2634	26136	
6	2499	2219	2326	2161	2253	2120	2010	2240	2042	2234	2382	2756	27242	
7	2815	2496	2464	2367	2158	1828	1902	2502	2370	2531	2678	3045	29156	
8	3011	2383	1769	1735	1621	1589	1429	1679	2106	2973	2386	3105	25786	
9	2200	1856	1733	1788	1869	2077	1685	1738	1689	2416	1912	2089	23052	
10	2296	2042	1945	1929	2036	2219	1981	1830	1765	1962	2033	2106	24144	
11	2338	2121	2022	1968	2132	2273	2058	1819	1802	2008	2070	2119	24730	
12	2306	2100	1990	1867	2045	2270	2116	1885	1819	2075	2093	2120	24686	
13	2280	2144	1988	1818	1967	2359	2070	1952	1860	2093	2166	2191	24888	
14	2136	1975	1861	1730	1787	2016	1750	1818	1700	2053	2084	2097	23007	
15	2016	1817	1721	1566	1552	1541	1485	1646	1458	1875	1906	1937	20520	
16	2062	1927	1726	1516	1525	1368	1276	1479	1338	1789	1934	1958	19898	
17	2477	2304	2053	1857	1778	1539	1471	1706	1729	2088	2427	2226	23655	
18	3882	2699	2320	2229	2239	1674	1635	1994	2149	2490	4437	5039	32787	
19	8553	5679	3316	2630	2351	1790	1633	1886	2119	3784	8152	8399	50292	
20	8807	7399	6058	2800	2423	1797	1670	1942	2731	6368	8247	7927	58169	
21	8483	7198	6314	4768	2933	1761	1567	2462	5572	7097	7855	7376	63386	
22	7870	6410	5812	5912	4831	2520	2352	4071	5567	6198	7029	6526	65098	
23	4556	3935	4041	3679	3536	2671	2210	2816	3601	4146	4604	4315	44110	
<b>Total</b>	<b>85793.0</b>	<b>72155.0</b>	<b>65679.0</b>	<b>57100.0</b>	<b>54367.0</b>	<b>48053.0</b>	<b>44159.0</b>	<b>50390.0</b>	<b>55634.0</b>	<b>69835.0</b>	<b>80776.0</b>	<b>83706.0</b>	<b>767647.0</b>	
	<b>GTM+1</b>			<b>GTM+2</b>						<b>GTM+1</b>				
<b>Total N</b>	62671	51486	44551	34467	26884	21713	19998	24514	34100	46013	59765	61758	487920	
<b>Total D</b>	23122	20669	21128	22633	27483	26340	24161	25876	21534	23822	21011	21948	279727	
<b>% N</b>	73.05	71.35	67.83	60.36	49.45	45.19	45.29	48.65	61.29	65.89	73.99	73.78	63.56	
<b>% D</b>	26.95	28.65	32.17	39.64	50.55	54.81	54.71	51.35	38.71	34.11	26.01	26.22	36.44	
<b>Control</b>	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	

Tabla.25. Distribución de los consumos promedios horarios durante un año.



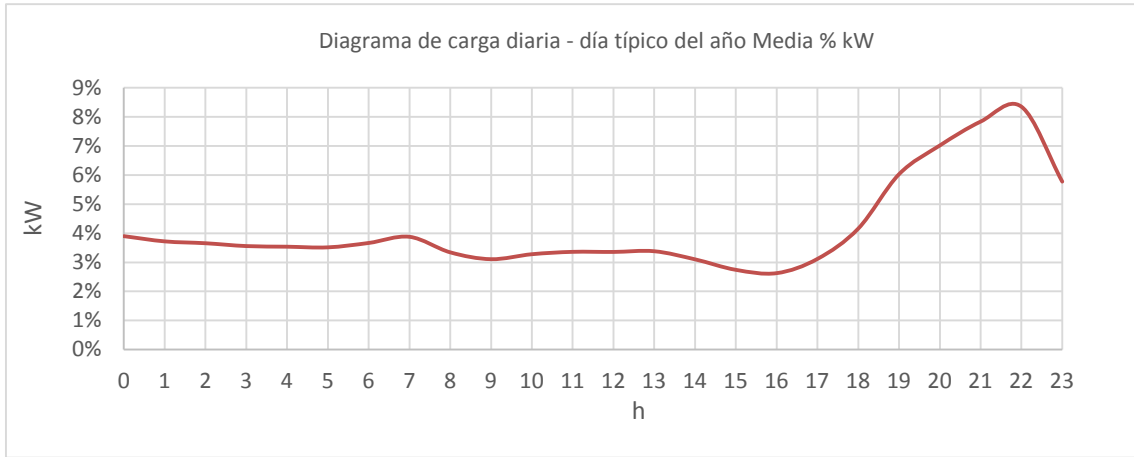


Fig.26. Diagrama de carga diaria en las instalaciones.

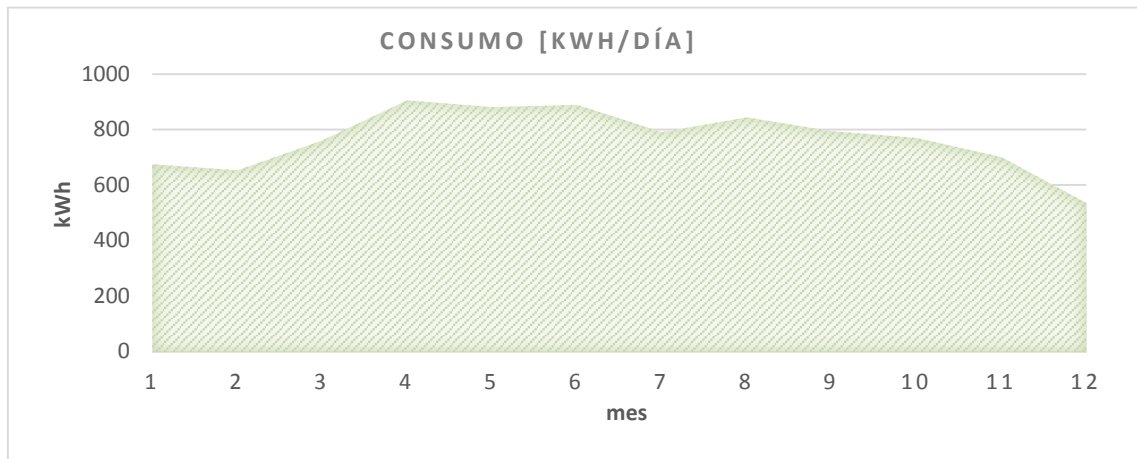


Fig.27. Consumo promedio diario en las instalaciones.

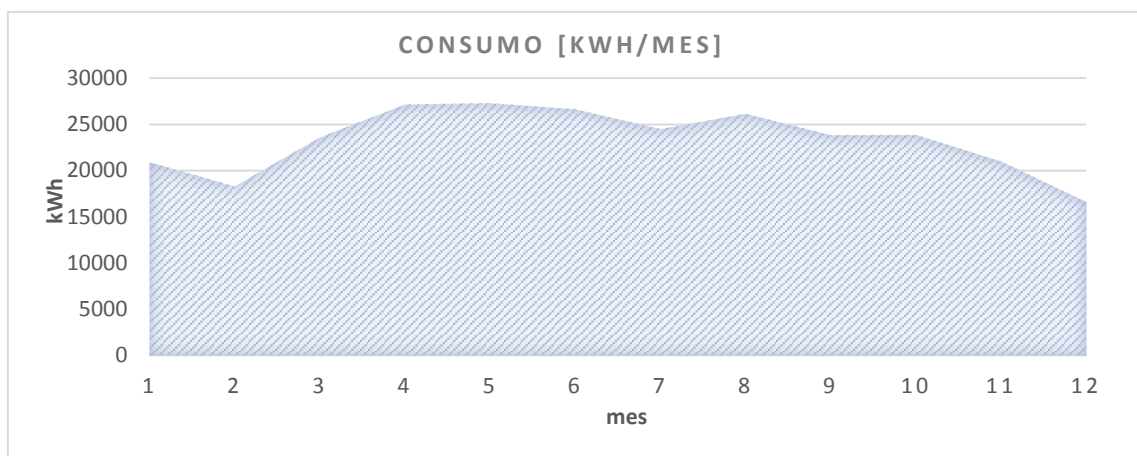


Fig.28. Consumo promedio mensual en las instalaciones.

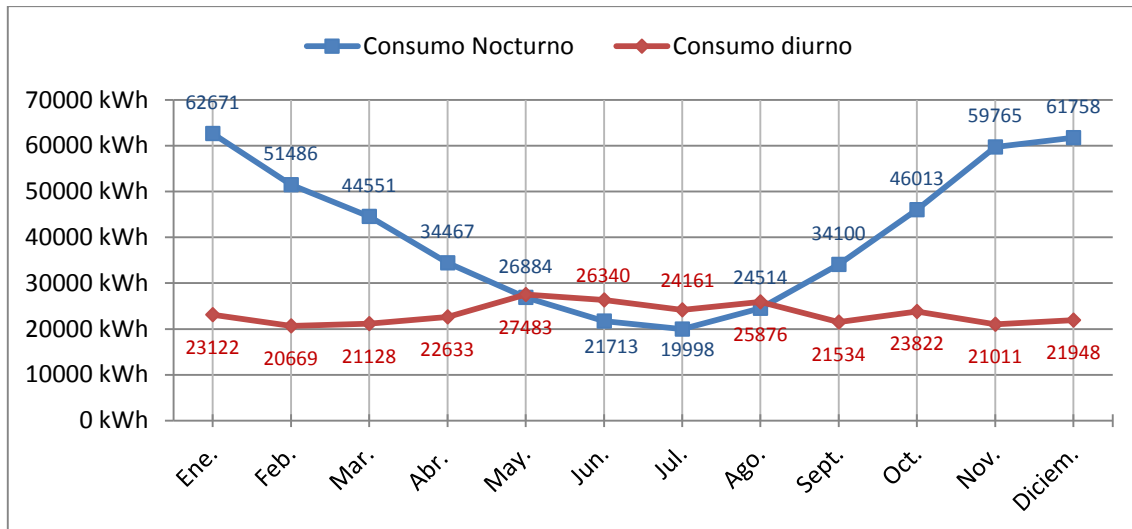


Fig.29. Distribución del consumo promedio mensual diurno y nocturno en las instalaciones.

## 12.9 CALCULO DE LA POTENCIA NOMINAL PICO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO.

La finalidad de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo instantáneo se fundamenta en la reducción del consumo de energía de la red, toda la energía que se autogenera con la instalación fotovoltaica no se tiene que comprar a la compañía eléctrica. Teniendo en cuenta la evolución creciente de los precios de la electricidad todas las medidas que se encaminen a reducir el consumo, son bien venidas y ayudan a que la factura eléctrica se reduzca.

Una instalación fotovoltaica de autoconsumo instantáneo es una instalación cuya potencia de generación en ningún caso debe superar la potencia consumida por la instalación a la que va a abastecer. Es decir, toda la energía que se produce, se debe autoconsumir instantáneamente, para evitar excedentes y reinyectar energía en la red. Esto supone hacer la instalación mucho más a medida, para lo cual hay que tener en cuenta dos aspectos:

- El perfil horario de consumo de la instalación eléctrica a la que se conectaría el GFV, para poder obtener cual es el mínimo de potencia consumida por la instalación en horario diurno a lo largo del año (intervalo en el que se puede estar produciendo energía solar).
- El perfil horario de generación de la instalación fotovoltaica, de tal forma que la potencia entregada por el inversor nunca supere la potencia consumida por la instalación, y por lo tanto nunca se llegue a inyectar energía en la red.

Resultado del análisis de los de los datos de consumo:

- Anualmente el consumo es mayor en invierno, va decreciendo hasta llegar al mes de julio, mes de valores mínimos, en agosto se inicia el crecimiento hasta llegar a enero, mes de mayor consumo.

- Diariamente, se puede observar que el consumo es prácticamente constante, con dos excepciones, la primera entre las 6 y las 8 horas, donde aparece un pequeño incremento y finalmente con la puesta de sol, aparece un pico debido al incremento considerable de cargas por la puesta en marcha del alumbrado exterior e interior.
- El mes de julio representa el “stand-by” de la instalación, es prácticamente constante, con cargas entre 50 y 60 kW, con un mínimo entre las 16 y 17 horas de aproximadamente 40kW y un pequeño pico alrededor de las 21 horas.
- El histograma nos indica que la mayor frecuencia de consumos horarios de la instalación es entre 40 y 50 kWh.
- Se ha detectado dos valores anómalos en el mes de octubre, a las 15:00 y a las 16:00 horas con valores de 28 y 17 kWh, que no deben considerarse en ningún caso

El horario aplicado es el GTM+1, se incluye el cambio horario que se produce a finales de marzo hasta finales de octubre (oficialmente se adelanta una hora).

Tras el análisis detallado de los perfiles horarios de carga/consumo de la instalación, que se representan en los gráficos anteriores y los valores de consumo horario recogidos en las tablas de los anexos y las tablas de valores promedios horarios de consumo, se determina que la potencia de la instalación debe ser tal que en el mes de julio, que es el mes de mayor irradiación solar y además el de menor consumo global/ horario y justo en la hora de que el consumo es menor y para el nivel irradiación solar en esa hora, la planta fotovoltaica no debe de producir más de 40,16 kWh, teniendo en cuenta los factores de pérdida de la instalación y tras considerar el resultado de simulaciones previas, se opta por la instalación con una potencia de 50 kWp.

Para su cálculo hemos considerado:

1. El consumo mínimo anual, que tiene lugar entre las 16:00 a 17:00 del mes de julio con un valor promedio de 42 kWh.
2. El valor promedio de irradiación en el plano del generador fotovoltaico ( $\alpha=27^\circ$ ,  $\beta=30^\circ$ ) entre las 15:00 a las 16:00 horas, es 953,8 W/m<sup>2</sup>.
3. Un coeficiente de pérdidas de las instalación, PR = 0,8.

$$E_{ph} = P_{mpSTC} \cdot \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{G_{STC}} \cdot PR \cdot (1 - Fs) kWh / dia \quad [1.1]$$

$$P_{mpSTC} = \frac{E_{ph} \cdot G_{STC}}{G_{dm}(\alpha, \beta)} \cdot \frac{1}{PR \cdot (1 - Fs)} kWp \quad [1.2]$$

Dónde:

- Eph: Energía eléctrica máxima horaria que se puede producir.
- Gdm (α, β): irradiación solar neta media horaria sobre la superficie orientada según el ángulo acimut α, e inclinada según el ángulo β.
- PmpSTC :Potencia pico del generador fotovoltaico, en condiciones estándar de medida (STC, G<sub>stc</sub> = 1 kW/m<sup>2</sup> , T<sub>c</sub> = 25 °C) de radiación solar,
- GSTC: radiación considerada en las condiciones estándar de medida.
- PR: "performance ratio" o rendimiento energético de la instalación, que tiene en cuenta las pérdidas de potencia que se producen en la instalación eléctrica (adimensional)
- Fs: Factor de sombras (adimensional).

En primer lugar representamos gráficamente los valores del consumo diario de 12:00 a 13:00 horas, de 13:00 a 14:00 horas y así sucesivamente hasta las 16:00 horas y el valor promedio mensual diario del consumo durante el mes de julio.

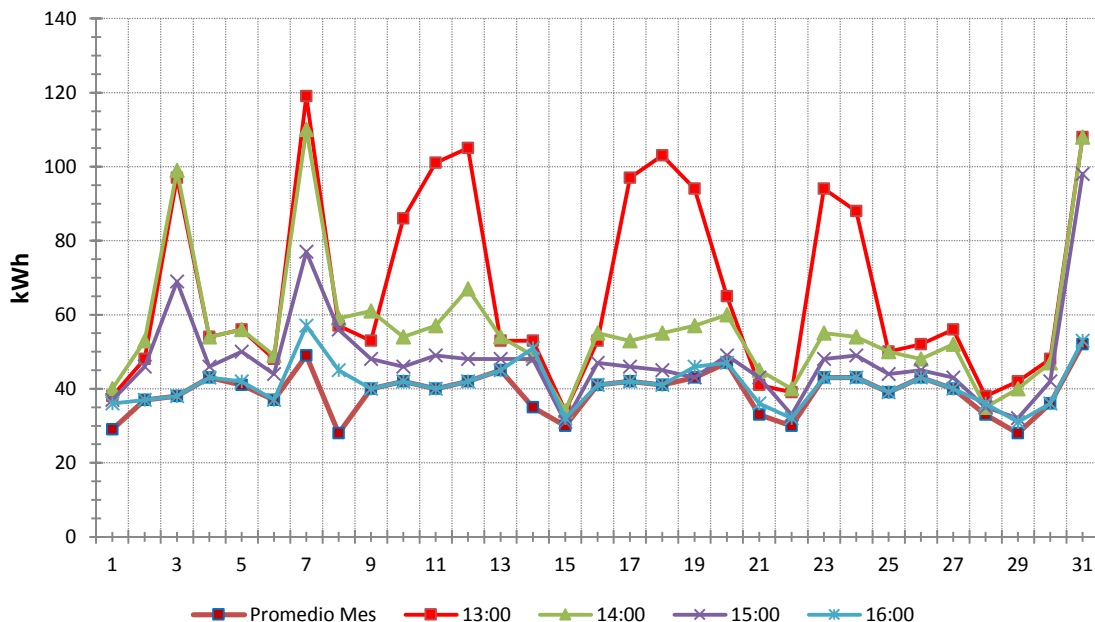


Fig.30. Grafico consumo detallado mes de julio.

Load kWh	13 horas	14 horas	15 horas	16 horas	Minimo	P. Mes
1	38.0	40.0	37.0	36.0	36.0	29.0
2	48.0	53.0	46.0	37.0	37.0	37.0
3	97.0	99.0	69.0	38.0	38.0	38.0
4	54.0	54.0	46.0	43.0	43.0	43.0
5	56.0	56.0	50.0	42.0	42.0	41.0
6	48.0	49.0	44.0	37.0	37.0	37.0
7	119.0	110.0	77.0	57.0	57.0	49.0
8	57.0	59.0	56.0	45.0	45.0	28.0
9	53.0	61.0	48.0	40.0	40.0	40.0
10	86.0	54.0	46.0	42.0	42.0	42.0
11	101.0	57.0	49.0	40.0	40.0	40.0
12	105.0	67.0	48.0	42.0	42.0	42.0
13	53.0	54.0	48.0	45.0	45.0	45.0
14	53.0	49.0	48.0	51.0	48.0	35.0
15	34.0	34.0	31.0	32.0	31.0	30.0
16	53.0	55.0	47.0	41.0	41.0	41.0
17	97.0	53.0	46.0	42.0	42.0	42.0
18	103.0	55.0	45.0	41.0	41.0	41.0
19	94.0	57.0	43.0	46.0	43.0	43.0
20	65.0	60.0	49.0	47.0	47.0	47.0
21	41.0	45.0	43.0	36.0	36.0	33.0
22	39.0	40.0	33.0	32.0	32.0	30.0
23	94.0	55.0	48.0	43.0	43.0	43.0
24	88.0	54.0	49.0	43.0	43.0	43.0
25	50.0	50.0	44.0	39.0	39.0	39.0
26	52.0	48.0	45.0	43.0	43.0	43.0
27	56.0	52.0	43.0	40.0	40.0	40.0
28	38.0	35.0	35.0	36.0	35.0	33.0
29	42.0	40.0	32.0	31.0	31.0	28.0
30	48.0	47.0	42.0	36.0	36.0	36.0
31	108.0	108.0	98.0	53.0	53.0	52.0
<b>Total</b>	<b>2070</b>	<b>1750</b>	<b>1485</b>	<b>1276</b>		<b>1210</b>
<b>Maximo</b>	<b>119.0</b>	<b>110.0</b>	<b>98.0</b>	<b>57.0</b>	<b>57.0</b>	<b>52.0</b>
<b>Minimo</b>	<b>34.0</b>	<b>34.0</b>	<b>31.0</b>	<b>31.0</b>	<b>31.0</b>	<b>28.0</b>
<b>Promedio</b>	<b>66.8</b>	<b>56.5</b>	<b>47.9</b>	<b>41.2</b>	<b>40.9</b>	<b>39.0</b>

Tabla.26. Consumo detallado mes de julio

Observamos que el consumo mínimo del mes de julio corresponde al periodo horario entre las 16:00 a las 17:00 horas, el valor de irradiación promedio para este periodo es de 953,8 W/m<sup>2</sup>, ligeramente inferior al del periodo entre las 14:00 y 15:00 horas que es de 1034 W/m<sup>2</sup>, muy parecido 1037 W/m<sup>2</sup> entre las 13:00 a 14:00 horas.

En el siguiente gráfico representamos por una parte los valores de consumo máximo, mínimo y promedio horario durante el mes de julio. En el mismo gráfico se representa la curva de irradiación horaria promedio del mes de julio en W/m<sup>2</sup> ( $\alpha=27^\circ$ ,  $\beta=30^\circ$ ) y finalmente, en color amarillo, la producción de una instalación fotovoltaica de 50,4 kWp, con los niveles de irradiación del día 22 de julio, día con el valor de mayor irradiación anual y menor consumo.

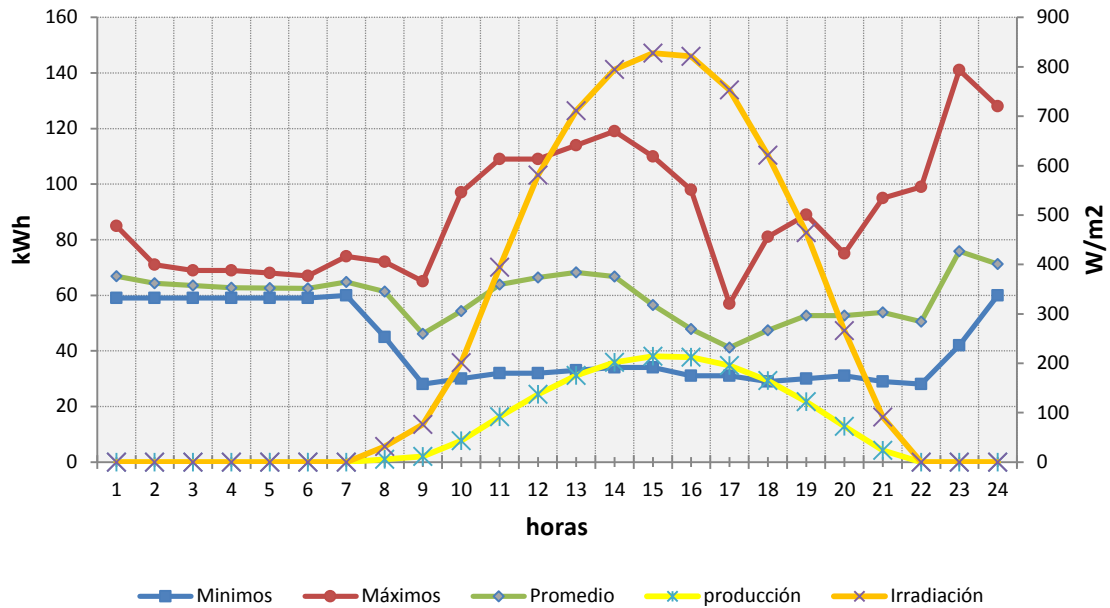


Fig.31. Análisis gráfico detallado producción/consumos día 22 del mes de julio.

En el gráfico podemos observar la producción no supera el consumo promedio horario del mes de julio, se supera ligeramente los valores mínimos desde las 14:00 horas a 16:00 horas. Se ha escogido el valor promedio como referencia, debido a la variación de los valores mínimos horario. El valor mínimo cambia significativamente a la misma hora de un día a otro.

Load kWh	Maximo	Minimo	Promedio	W/m2	Ep(W)	Ep(kWh)
0	85.0	59.0	66.9	0.0	0.0	0.0
1	71.0	59.0	64.4	0.0	0.0	0.0
2	69.0	59.0	63.5	0.0	0.0	0.0
3	69.0	59.0	62.7	0.0	0.0	0.0
4	68.0	59.0	62.6	0.0	0.0	0.0
5	67.0	59.0	62.5	0.0	0.0	0.0
6	74.0	60.0	64.8	0.0	0.0	0.0
7	72.0	45.0	61.4	27.4	1036.9	1.0
8	65.0	28.0	46.1	52.5	1984.1	2.0
9	97.0	30.0	54.4	203.5	7692.3	7.7
10	109.0	32.0	63.9	432.2	16337.2	16.3
11	109.0	32.0	66.4	645.3	24392.3	24.4
12	114.0	33.0	68.3	823.0	31109.4	31.1
13	119.0	34.0	66.8	950.1	35913.8	35.9
14	110.0	34.0	56.5	1008.0	38102.4	38.1
15	98.0	31.0	47.9	998.8	37754.6	37.8
16	57.0	31.0	41.2	919.0	34738.2	34.7
17	81.0	29.0	47.5	775.5	29313.9	29.3
18	89.0	30.0	52.7	575.8	21765.2	21.8
19	75.0	31.0	52.7	338.5	12795.3	12.8
20	95.0	29.0	53.9	112.4	4248.7	4.2
21	99.0	28.0	50.5	0.0	0.0	0.0
22	141.0	42.0	75.9	0.0	0.0	0.0
23	128.0	60.0	71.3	0.0	0.0	0.0

Tabla.27. Valores característicos horarios mes de julio

Hay que tener en cuenta que tanto la irradiación horaria como el consumo presentan un valor de incertidumbre no considerado en los cálculos, y que la producción decrece del 0,7 al 0,8 % anualmente durante los 20 primeros años de vida de la instalación, y la tendencia del consumo es incrementarse ligeramente anualmente.

En el siguiente gráfico representamos los valores de producción en función de la potencia de la instalación fotovoltaica para un nivel de irradiación estándar de 1000 W/m<sup>2</sup>.

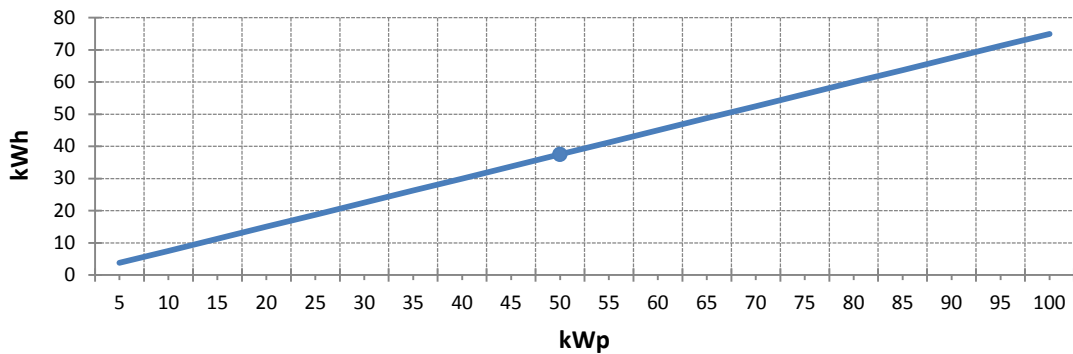


Fig.32. Valores de producción versus potencia de la instalación FV.

<b>Wp</b>	<b>kWp</b>	<b>Ep(W)</b>	<b>Ep(kWp)</b>
5000	5	3750	3.75
10000	10	7500	7.5
15000	15	11250	11.25
20000	20	15000	15
25000	25	18750	18.75
30000	30	22500	22.5
35000	35	26250	26.25
40000	40	30000	30
45000	45	33750	33.75
50000	50	37500	37.5
55000	55	41250	41.25
60000	60	45000	45
65000	65	48750	48.75
70000	70	52500	52.5
75000	75	56250	56.25
80000	80	60000	60
85000	85	63750	63.75
90000	90	67500	67.5
95000	95	71250	71.25
100000	100	75000	75

Tabla.28. Potencia de la instalación FV- energía producida.

En este caso hemos diseñaremos un instalación de 50 kWp, ajustada a 50,43 kWp, está instalación se diseña al límite del ajuste entre el consumo y la producción, cualquier variación podría generar excedentes ya sea tanto en el consumo como en la producción instantánea. Hay que considerar que se trata de valores resultado de una simulación, donde los valores de irradiación



horaria tienen un incertidumbre asociada, son aproximados, los valores de consumo son más o menos estables anualmente, hay que tener en cuenta además, la reducción de la producción de la planta por pérdida de rendimiento por las propias características de sus componentes fundamentales (las células fotovoltaicas).

Par tener una certeza total del ajuste de la instalación, se hubiera poder diseñado con un margen de seguridad de un 10 a 15 %, para que no hubiera ningún excedente de energía, otra posibilidad en el caso de pequeños excedentes es acordar con la compañía suministradora la aceptación del reducido excedente que se puede llegar a producir, o conectar cargas cuando se producen los excedentes, o bien instalar un control dinámico de la potencia de los inversores.

Esta incertidumbre en el diseño entre maximizar el ahorro y la rentabilidad de la planta, ni se plantearía en el caso de estuviese regulado el Balance Neto FV, en este caso podríamos haber diseñado una planta entre 80 a 100 kWp, maximizando el ahorro energético, reduciendo el periodo de amortización, aproximándonos al concepto de edificio autosuficiente energéticamente, favorecer la generación distribuida de electricidad y contribuir a entorno natural más saludable.

## ***12.10 CRITERIOS UTILIZADOS PARA EL DISEÑO.***

Para el diseño se han considerado los cuatro factores determinantes en un sistema fotovoltaico: factores energéticos, arquitectónicos y estructurales, de seguridad y económicos.

### ***12.10.1 ASPECTOS ENERGÉTICOS***

El sistema fotovoltaico de potencia nominal 50,4 kWp se conectará a la red eléctrica trifásica en BT de distribución del complejo polideportivo, de tensión nominal 380/400 V en una instalación de carga variable con picos de 505 kW y una promedio de consumo anual de 767.647 kWh (767,6 MWh).

Desde el punto de vista de la energía, el criterio utilizado en la selección del generador FV es maximizar la cantidad de energía solar recogida anualmente. Por lo general, para una exposición óptima se debe elegir una orientación sur e inclinación con respecto al plano horizontal ligeramente por debajo del valor de la latitud del lugar de instalación.

En casos especiales, se permiten modificar, dentro de unos límites, la exposición por razones de integración arquitectónica o las limitaciones de la estructura que debe albergar al generador fotovoltaico que impide una exposición óptima.

Generalmente todos los módulos fotovoltaicos deben tener la misma exposición. Si esta condición no pudiera cumplirse debido a las limitaciones de la naturaleza arquitectónica, debe diseñarse la instalación para reducir al máximo las pérdidas.

En nuestro caso el generador fotovoltaico tiene una sola exposición (ángulo de inclinación y ángulo del acimut es la misma para todos los módulos: Inclinación:  $30^\circ$ , azimut:  $27^\circ$  sudoeste.

El azimut nos lo determina la orientación meridional de la cubierta  $+27^\circ$  (ángulo azimut  $\alpha$ ), respecto a la inclinación se ha optado por la inclinación óptima de  $30^\circ$ , apoyada sobre una estructura de soporte, si variaciones anuales de la inclinación por las dificultad de acceso y transito sobre la cubierta.

Se hubiera podido optar por otra solución: situar los módulos coplanarios con la cubierta, en este caso, al tratarse de cubierta curva la inclinación es variable, cada fila de módulos hubiera tenido una inclinación distinta y diferente a la óptima. Para obtener la misma potencia hubiera sido necesario emplear más módulos, utilizar inversores con varios SMPP y más longitud de cable. La ventaja es una mejor integración arquitectónica y una mayor disponibilidad de superficie, el inconveniente una instalación más cara.

Para reducir las pérdidas de energía en el generador FV y maximizar la producción de energía, se han considerado las siguientes consideraciones en el diseño:

1. Con el fin de reducir el calor producido por la luz solar directa y limitar las pérdidas de temperatura, se favorece la circulación del aire entre la parte trasera de los módulos y la superficie en la que están instalados.
2. Las características eléctricas de los módulos (potencia y corriente de cortocircuito) que forman parte de la misma cadena debe ser, en lo posible, lo más parecido entre sí para limitar la pérdida de potencia.
3. Las características eléctricas de las cadenas (tensión sin carga y tensión a la máxima potencia) que forman parte del mismo campo FV son idénticas a los efectos de limitar al máximo las pérdidas debidas a un mal voltaje de alimentación.
4. Se ha considerado la elección de la tensión del generador FV para reducir las corrientes en el sistema y reducir las pérdidas por efecto Joule.
5. Las consideraciones sobre la fiabilidad de la instalación fotovoltaica (y por lo tanto la producción) nos conduce a la opción descentralizada de conversión mediante 3 inversores DC/AC en lugar de uno central. De esta manera el posible fallo de un inversor no implica a la producción de la planta entera, solamente a la de la cadena correspondiente.

La limitación de potencia a instalar está condicionada al consumo mínimo horario para no producir excedentes y en su caso por la superficie disponible.

La elección de la potencia nominal del sistema nos viene determinada por las cargas mínimas del sistema y para evitar excedentes de producción y no inyectar energía a la red eléctrica.

### ***12.10.2 ASPECTOS DE SEGURIDAD DE LA PLANTA***

El sistema se conectará a la red eléctrica de distribución interior de las instalaciones del polideportivo en un único punto de conexión, proporcionará energía con corriente alterna trifásica a una tensión de 380/400 V con frecuencia de 50 Hz, dentro de los límites de fluctuación previstos por los reglamentos técnicos. Para asegurar la calidad del servicio eléctrico y evitar peligros para personas y daños a los equipos, la planta estará equipada con un interfaz de sistema de protección adecuado (SPI) para la conexión a la red, incorporado en cada uno de los inversores. Además, a fin de no inyectar las corrientes directas en el sistema eléctrico red, estará equipado con una separación galvánica entre la parte de CC y CA.

La Tensión del generador FV (tensión de CC) se determina en función del tipo de módulos e inversores que se utilizan. En particular, puesto que la tensión de CC está influenciada por la temperatura de la célula y la radiación solar, para un correcto acoplamiento entre el generador y el grupo de conversión, la tensión del generador FV se ha determinado para que los cambios estén siempre contenidos dentro de la tensión admisible del inversor.

Para evitar la destrucción del módulo se ha establecido una tensión máxima DC que no exceda de la tensión máxima de sistema del módulo FV. **El valor máximo de la tensión de DC se produce en condiciones de alta radiación solar y baja temperatura de células FV.**

### ***12.10.3 INTEGRACION ARQUITECTÓNICA.***

El diseño de un SFV en edificación es frecuentemente más complejo que el de un SFV sobre suelo. Estos sistemas se diferencian según el grado de integración del sistema con el edificio. Así, el documento HE5 del Código Técnico de la Edificación considera tres casos en lo que a disposición de módulos se refiere: general, superposición de módulos e integración arquitectónica.

Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.

Se supone que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los módulos se realiza paralela a la envolvente del edificio

La integración del sistema fotovoltaico con el edificio exige tener en cuenta muchos factores que condicionan la ubicación y la configuración del generador. Así, la orientación e inclinación del generador ya no puede ser elegida para optimizar la producción energética sino que las características propias del edificio y de los elementos que alberga obligan muy frecuentemente a optar por ángulos que difieren del óptimo. En este tipo de sistemas, el diseñador debe tomar las decisiones oportunas para aprovechar las sinergias entre edificio y sistema fotovoltaico, reduciendo las posibles interferencias entre uno y otro.

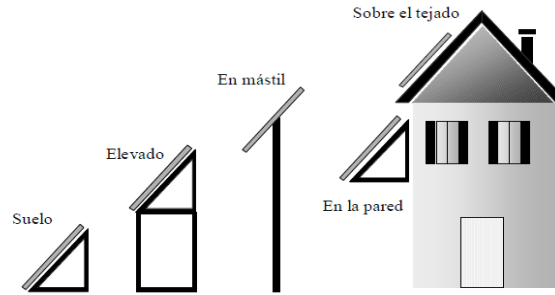


Fig. 33. Distintos tipos de posibles colocaciones de los módulos fotovoltaicos

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera que un creciente número de instalaciones se integren directamente en el cerramiento de los inmuebles, incorporándose a tejas y otros materiales de construcción. Los sistemas fotovoltaicos sobre tejados y cubiertas son de pequeño a mediano tamaño, esto es, de 5 kW a 200 kW.

Los sistemas fotovoltaicos también pueden reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas. Las fachadas solares son elementos enormemente fiables que aportan un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, producen electricidad. En varios países son elementos que contribuyen a la imagen y al prestigio corporativo de las empresas.

Asimismo, la fotovoltaica puede integrarse en otros elementos de la construcción: lamas y parasoles, lucernarios, pérgolas, marquesinas, etc. Por ejemplo, un generador fotovoltaico puede instalarse como toldo fijo sobre ventanas reduciendo la insolación que entra en el edificio y por tanto, disminuyendo la carga térmica en el mismo. La ubicación del generador vendrá determinada por la orientación de la fachada que se pretende sombrear, su inclinación será un compromiso entre la producción energética del SFCR y la cantidad de sombra deseada, y el tamaño del generador dependerá del área acristalada a sombrear.

Los seguidores pueden aumentar la captura de radiación y, por tanto, la producción eléctrica, entre un 25% y un 40%, pero los costes iniciales y el mantenimiento son también más altos que en una instalación con paneles sobre estructura fija.

Se pueden definir tres tipologías de integración arquitectónica de instalaciones FV:

1. plantas no integradas;
2. plantas parcialmente integradas;
3. plantas integradas.

**Las plantas no integradas** son aquellas con módulos montados sobre el terreno, es decir, con los módulos posicionados en el mobiliario urbano, en superficies exteriores del cerramiento de los edificios, o en edificios y estructuras con cualquier función y finalidad no recogida en las tipologías 2 y 3.

**Las plantas parcialmente integradas** son las instalaciones en las que los módulos se colocan conforme a las tipologías enumeradas a continuación, sobre elementos del mobiliario urbano, sobre superficies exteriores de cerramientos de edificios, o sobre edificios y estructuras con cualquier función y finalidad sin sustituir los materiales de fabricación de tales estructuras.

- Tipología específica 1: Módulos FV instalados sobre tejados planos, fachadas y azoteas de inmuebles y edificios.
- Tipología específica 2: Módulos FV instalados sobre tejados, cubiertas, fachadas, barandillas o parapetos de inmuebles y edificios coplanarios a la superficie de soporte sin que exista sustitución de los materiales que constituyen las superficies de soporte.
- Tipología específica 3: Módulos FV instalados sobre elementos del mobiliario urbano, aislamientos acústicos, marquesinas, pérgolas o techados coplanarios a la superficie de soporte sin que exista sustitución de los materiales que constituyen las superficies de soporte.

**Las plantas con integración arquitectónica** son aquellas en las que los módulos se colocan conforme a las siguientes tipologías y sustituyen total o parcialmente la función de los elementos constructivos (soporte, aislamiento acústico y térmico, iluminación, sombreado)..

- Tipología específica 1 Sustitución de los materiales de revestimiento de tejados, cubiertas y fachadas de edificios por módulos FV con la misma inclinación y funcionalidad arquitectónica que la superficie revestida.
- Tipología específica 2 Marquesinas, pérgolas y techados en los que la estructura de recubrimiento está compuesta por los módulos FV y sus sistemas de soporte pertinentes.
- Tipología específica 3 Partes del recubrimiento del tejado de edificios en los que los módulos FV sustituyen los materiales transparentes o semitransparentes adecuados para permitir la iluminación de una o más salas.
- Tipología específica 4 Aislamientos acústicos en los que parte de los paneles insonorizados están constituidos por módulos FV.
- Tipología específica 5 Elementos de iluminación en los que la superficie de los elementos reflectantes expuesta a la radiación solar está formada por módulos FV.
- Tipología específica 6 Parasoles cuyos elementos estructurales están formados por módulos FV y sus sistemas de soporte pertinentes.
- Tipología específica 7 Barandillas y parapetos en los que los módulos FV sustituyen los elementos de revestimiento y cubierta.
- Tipología específica 8 Ventanas en las que los módulos FV sustituyen o se integran en las superficies acristaladas.

- Tipología específica 9 Persianas en las que los módulos FV constituyen los elementos estructurales de las mismas.
- Tipología específica 10 Cualquier superficie de las descritas en las tipologías anteriores que esté revestida o cubierta por módulos fotovoltaicos.

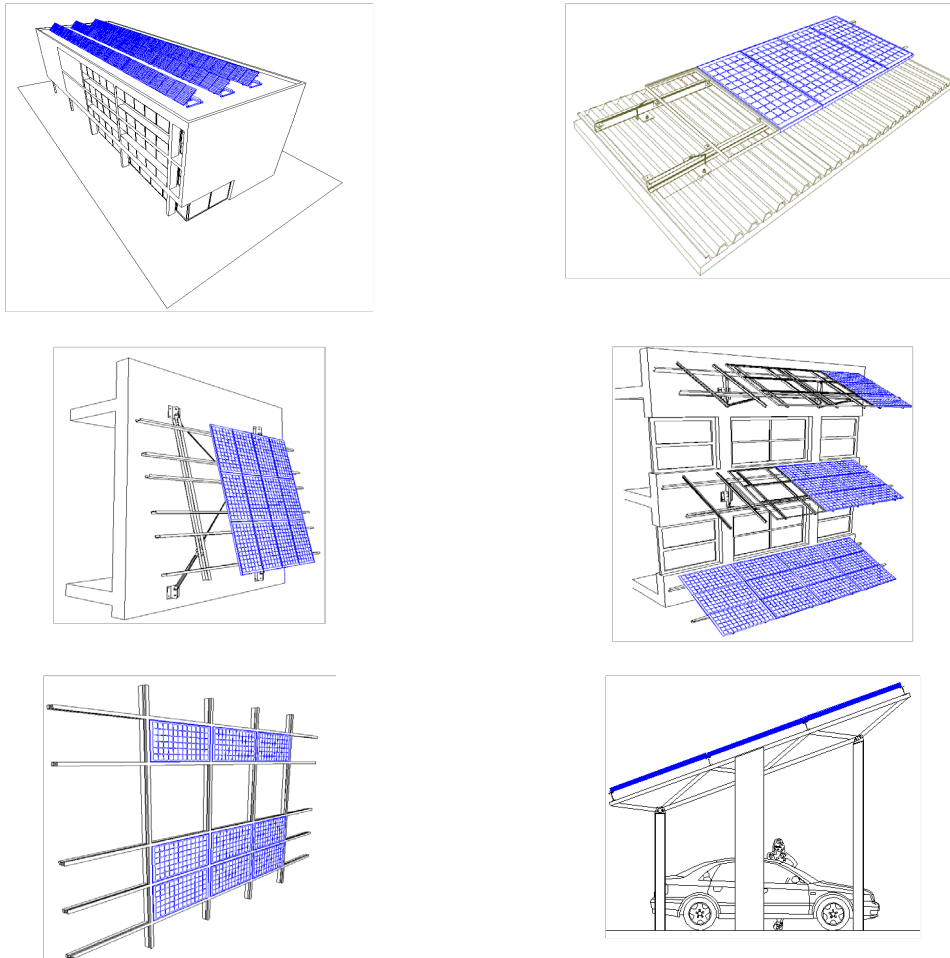


Fig.34. Ejemplos de distintas posibilidad de integración arquitectónica.

### 12.11 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACION

El generador fotovoltaico se instalará en la cubierta del Pabellón del Polideportivo y estará conectado a la red interior de distribución en baja tensión a 380/400 V (corriente alterna trifásica) en un único punto de conexión (cuadro general de distribución de la red interior de las instalaciones del polideportivo).

### 12.12 DATOS DE UBICACION DE LA INSTALACION

Los detalles de la instalación son los que se indican a continuación y se refieren: al lugar de ubicación de la instalación, a los datos sobre la red de alimentación y a la presencia o ausencia de sombras.

<b>Lugar de instalación</b>	
Localidad	Gandia
Dirección	Avda. Dels Esports,2
Limitaciones	Autoconsumo instantáneo
Latitud (grados)	38.97°
Longitud (grados)	-0.18°
Altitud	20 metros
Temperatura mínima	-1,6 ° C
Temperatura máxima	35,3 °C (4%)
Temperatura media verano	27,3 °C
Irradiación global en plano horizontal	1628.3 kWh/m <sup>2</sup>
Datos de radiación	METEONORM 6.1
Albedo	20%
Sombreado	Sin sombras

Tabla.29. Características del suministro eléctrico del complejo polideportivo.

Cubierta del edificio “Pabellón Polideportivo”, características:

- Geometría curva, no transitable.
- Cubierta tipo Deck.
- Superficie aproximada disponible: 2.045 m<sup>2</sup> (45,70 x 44,80 m<sup>2</sup>).
- Sobrecarga de uso: 100 kg/m<sup>2</sup>.
- Ausencia de sombras.

En las siguientes imágenes se puede observar la cubierta elegida, su forma, y ubicación dentro del complejo polideportivo.





Fig.35. Imágenes de la cubierta del pabellón del polideportivo.

La planta fotovoltaica se conectará a la instalación interior de distribución eléctrica del Polideportivo alimentado por una red eléctrica con las siguientes características:

<b>Suministro eléctrico</b>	
Empresa suministradora	IBERDROLA
Red	MT
Tipo	Trifásica
Tensión de alimentación	20000 V
Transformador	630 KVA
Potencia contratada	400 kW
Consumo anual promedio	767.647 kWh
Número de suministro	400805110
Tipo de tarifa	3.1A

Tabla.30. Características del suministro eléctrico del complejo polideportivo.

### ***12.13 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN***

La Instalación Fotovoltaica tiene como función generar energía eléctrica de origen renovable. Esta energía producida será íntegramente consumida en las instalaciones y edificios del polideportivo municipal.

La planta se compone de los siguientes elementos:

- Campo fotovoltaico.
- Equipos conversores de energía (inversores).
- Sistema de seguimiento solar con estructura soporte.
- Subsistemas eléctricos complementarios: cuadro de interconexión, conducciones y protecciones eléctricas de baja tensión.

En el apartado 19.9, a partir del perfil de carga se determinó la potencia que debe instalarse, concluyendo que se corresponde con 50,4 kWp para evitar excedentes.

El GFV estará compuesto por un total de 180 paneles fotovoltaicos de una potencia de 280 Wp (modelo ATERSA A280P), divididos eléctricamente en 3 subgeneradores de 16,8 kWp y físicamente en 9 estructuras de soporte de aluminio. Estos subcampos se conectarán a la red eléctrica por medio de 3 inversores de una potencia nominal de 16,5 kW (Sinvert 17 de SIEMENS), a razón de uno por subgenerador.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre la estructura de soporte y está sobre la cubierta del edificio. Los módulos fotovoltaicos se dispondrán de forma que se evite las sombras entre ellos y separados una distancia distinta debido a la inclinación variable de la cubierta.

Las estructuras de soporte cumplirán con las especificaciones de la CTE y otras normas aplicables. Las estructuras se han para soportar las condiciones meteorológicas adversas minimizando el mantenimiento. Todos los accesorios de tornillería serán de acero inoxidable.

Cada subcampo se conectará a la red por medio de un inversor. El inversor permite transformar la corriente continua de la generación fotovoltaica a corriente alterna trifásica. El conjunto de inversores convergen hacia un punto común de interconexión con la red eléctrica de distribución interior de baja tensión. Además de las protecciones individuales de cada subcampo, el conjunto de la planta incluirá un armario de protecciones AC, cumpliendo los requisitos que fija la normativa de interconexión de generadores en BT.

Además de las protecciones individuales para cada subgenerador (protección térmica, pérdida de aislamiento en DC, baja y alta frecuencia, baja y alta tensión, polaridad invertida y sobrecarga), el conjunto de la planta incorpora un armario de protecciones en cumplimiento de los requerimientos que fija la normativa de auto generadores en BT (RD1663/2000).

Este sistema se acopla al cuadro general de distribución eléctrica del Pabellón del Polideportivo, con las protecciones y accionamiento según requerimientos de la empresa distribuidora. Con el fin de poder realizar la medida de energía producida y la consumida, el sistema incorpora un contador electrónico bidireccional.

La planta incluye un sistema de medida y registro de datos de funcionamiento, con el objetivo de monitorizar las instalaciones, para tareas de mantenimiento y seguimiento de la explotación (rendimientos, irradiación, temperaturas,...).

Se habilitara una cuarto técnico, de 5200 x 2200 x 2700 mm, donde se ubicarán los inversores, el transformador para aislamiento galvánico y cuadros de protección.

Otra de las tareas vinculadas con el dimensionado del sistema está relacionada con su ubicación, En este sentido se ha considerado incluir en el análisis la integración de los elementos constructivos y el peso de los paneles y las disposiciones de soporte, siendo necesario para la instalación del sistema propuesto un espacio 353,5 m<sup>2</sup>.

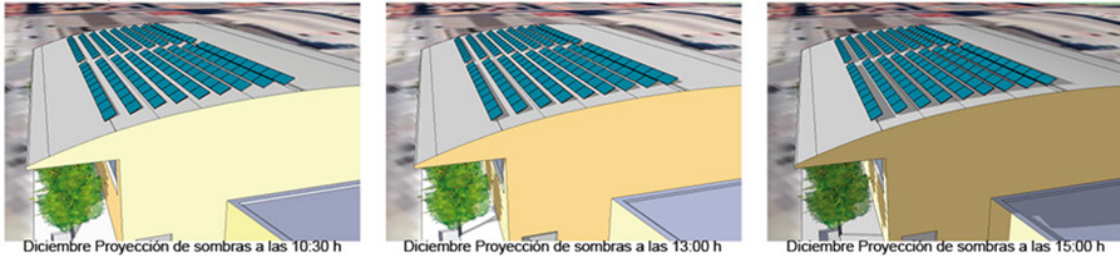
La instalación del generador fotovoltaico en la cubierta del pabellón, implica agregar a la estructura del edificio un peso total aproximado de 29883,32 kg repartido entre los módulos FV, estructuras de montaje, cables y otros componentes, que distribuidos en el área escogida para la instalación, es equivalente a 10,86 kg/m<sup>2</sup>. Esta sobrecarga es admitida por el edificio, dada las características constructivas y el estado estructural.



Opción A Simulación Vistas 3D



Vistas 3D Opción A



Vista aerea 45° (optenida bing)

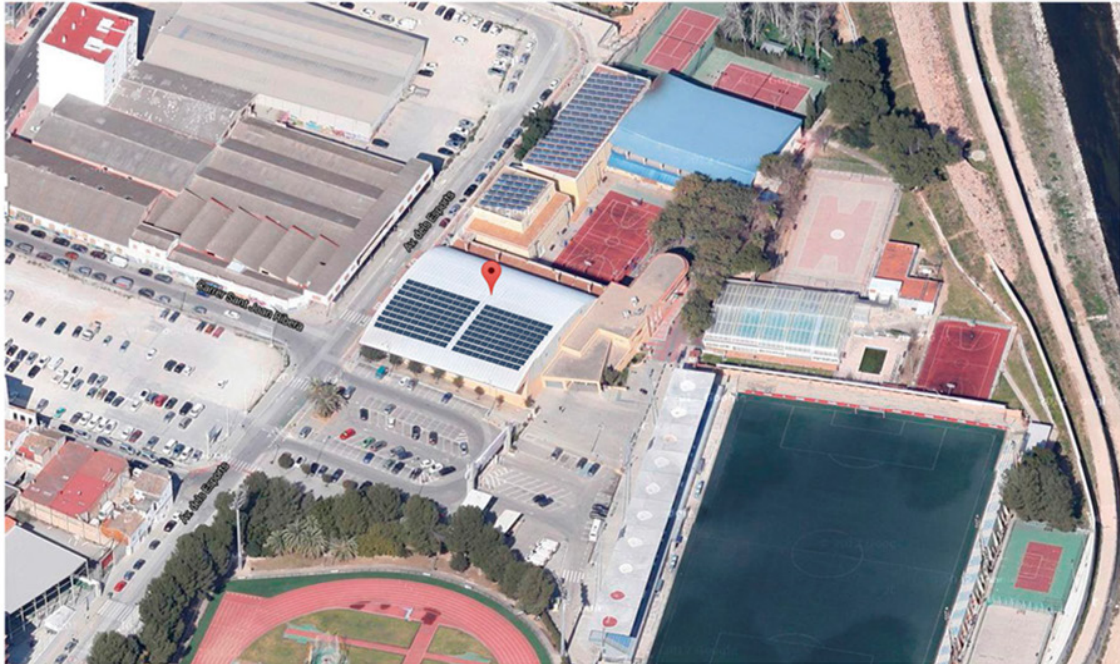


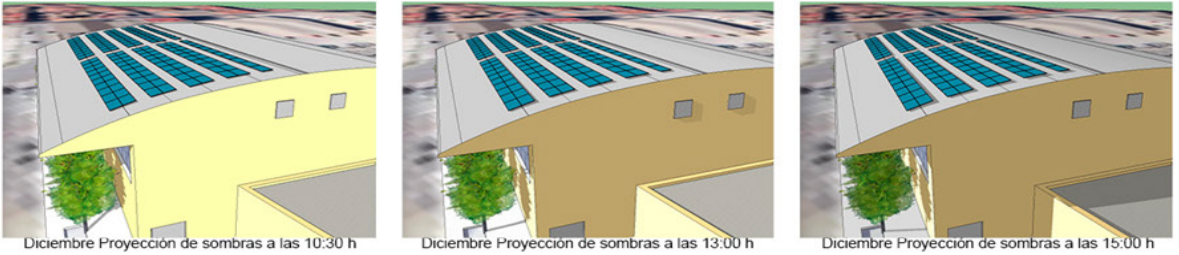
Fig.36. Opción A. Módulos Inclutados 30 grados respecto a la horizontal..



Opción B Simulación Vistas 3D



Vistas 3D Opción B



Vista aerea 45° (optenida bing)



Fig.37. Opción B. Módulos coplanarios con la cubierta.

## ***12.14 FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA***

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad casi proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es inyectada en sincronía a la red de distribución de la compañía eléctrica a través de los inversores. Esta energía es contabilizada y autoconsumida en las propias instalaciones.

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de “stand-by” con el objetivo de minimizar el auto-consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta puede generar suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la generación si los valores son correctos. La operación de los inversores es totalmente automática.

El conjunto de protecciones de interconexión, que posee cada uno de los inversores, está básicamente orientado a evitar el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica. En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida de protección es tanto para los equipos de consumo del Polideportivo como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma.

Esta forma de generación implica que solo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

## ***12.15 POTENCIA NOMINAL DE LA PLANTA.***

La potencia eléctrica de la central es de 49,5 kW, considerada, de acuerdo con la normativa vigente, como la suma de la potencia nominal de los inversores instalados. Concretamente se instalarán 3 inversores de 16,5 kW AC de potencia nominal.

## ***12.16 POTENCIA MÁXIMA DE LA PLANTA***

La máxima potencia de la central viene determinada por la potencia pico del campo fotovoltaico, la cual se entregará en el momento óptimo de radiación solar y temperatura. En el caso que nos ocupa, la central es de 50,4 kWp.

## ***12.17 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INSTALACIÓN***

### ***12.17.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA.***

El generador fotovoltaico está compuesto por 180 módulos de 280 Wp cada uno, del fabricante ATERSA modelo A280P, de silicio policristalino. La potencia pico total del generador será de 50,4 KWp.

Los módulos fotovoltaicos utilizados están homologados con una garantía mínima contra defecto de fabricación y por pérdida de potencia de 2 y 20 años respectivamente. Adicionalmente la

fabricación cumple con el certificado IEC 61215 El rendimiento del módulo es superior al 16% y éstos tienen una dispersión respecto a su valor nominal del +10/- 5%. Sus características eléctricas y curvas características se pueden encontrar en los anexos.

Los módulos se componen de células fotovoltaicas cuadradas de silicio policristalino envuelto de una capa de silicio amorfo de 5" que aseguran una óptima producción eléctrica. La gran potencia de estos módulos hace que sean los más idóneos en grandes instalaciones, en las que el costo de interconexión y montaje es menor que si utilizamos más módulos de menor potencia.

Gracias a la robusta construcción mecánica con sólidos marcos laterales de aluminio anodizado, capaces de soportar el peso y dimensiones de estos módulos siendo la parte frontal de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro, estos equipos cumplen con las estrictas normas de calidad a que son sometidos, soportando las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

El circuito solar está intercalado entre el frente de vidrio y una lámina dorsal de TEDLAR, absolutamente rodeado de EVA, asegurando de esta forma su total estanqueidad.

La caja de conexiones interconecta con el terminal positivo y el negativo, incorporados diodos de derivación cuya importante misión es la de reducir la posibilidad de pérdida de energía por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto, además de evitar la rotura del circuito eléctrico por este defecto.

El objetivo es el utilizar unos módulos con una relación rendimiento/precio lo más alta posible, siendo preferibles paneles con alta potencia específica frente a los de baja potencia, ya que de ese modo se minimiza la superficie necesaria para conseguir la potencia requerida.

Los parámetros base sobre los cuales se ha elegido el módulo para esta instalación son los siguientes:

- a. *Rendimiento*: interesa que el rendimiento sea el máximo posible, por lo que se atenderá al modo de cableado interno entre células (sección del cable), el conexionado de los mismos (resistencias de contacto), el tipo de células que incorpora, el tipo de cristal protector y el tipo de aislamiento térmico)
- b. *Potencia*: Se opta siempre por los paneles de mayor potencia.

Los fabricantes de módulos FV proporcionan los parámetros eléctricos más característicos de sus productos. Los más relevantes se muestran en la tabla 31.



PARÁMETRO	SÍMBOLO
Coefficiente de temperatura corriente de corto circuito ( $\text{mA} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$ )	$I_{\text{MOD,SC}}$
Coefficiente de temperatura corriente de circuito abierto ( $\text{mV} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$ )	$V_{\text{MOD,OC}}$
Corriente en el PMP a CEM (A) ,	$I_{\text{MOD,M,STC}}$
Corriente de cortocircuito a CEM (A) ,	$I_{\text{MOD,SC,STC}}$
Células conectadas en paralelo , p	$N_{\text{cp}}$
Células conectadas en serie , s	$N_{\text{cs}}$
Potencia máxima a CEM (Wp) ,	$P_{\text{MOD,M,STC}}$
Temperatura celular operativa nominal ( $^\circ\text{C}$ ) ,	NOTC
Tensión en el PMP a CEM (V) ,	$V_{\text{MOD,M,STC}}$
Tensión en circuito abierto a CEM (V)	$V_{\text{MOD,OC,STC}}$

Tabla 31. Parámetros eléctricos más relevantes de un módulo FV.

Los datos característicos de un módulo solar se pueden resumir a:

- *Corriente de cortocircuito* ( $I_{\text{cc}}$  notación española,  $I_{\text{sc}}$  notación internacional): Es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de irradiancia y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero .Es directamente proporcional a la irradiancia incidente.
- *Voltaje de circuito abierto* ( $V_{\text{ca}}$  notación española,  $V_{\text{oc}}$  notación internacional): Es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.  $V_{\text{oc}}$  aumenta logarítmicamente con la irradiancia incidente y disminuye linealmente con la temperatura.
- *Potencia máxima* ( $P_{\text{max}}$ ,  $P_{\text{m}}$ ): Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo  $V_{\text{m}} \times I_{\text{m}}$ .
- *Corriente en el punto de máxima potencia* ( $I_{\text{m}}$ ,  $I_{\text{pmp}}$ ): Es el valor de la corriente para  $P_{\text{max}}$  en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- *Voltaje en el punto de máxima potencia* ( $V_{\text{m}}$ ,  $V_{\text{pmp}}$ ): Es el valor de voltaje para  $P_{\text{max}}$  en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- *Factor de forma o fill factor (FF)*: Es el valor correspondiente al cociente entre  $P_{\text{max}}$  y el producto  $I_{\text{sc}} \times V_{\text{oc}}$ . Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que correspondería a un hipotético perfil de curva cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de llenado.

Otros factores que se deben de considerar a la hora de elegir el módulo fotovoltaico:

- Curvas características (variación con la temperatura y la radiación solar).
- Peso y dimensiones: interesa que tenga un peso relativamente pequeño, para de ese modo no se tengan que sobredimensionar los soportes.

- Características constructivas (células, marco soporte, caja de conexión, etc.): el marco le debe de conferir cierta rigidez y al mismo tiempo no le debe de incrementar el peso sustancialmente. La calidad de los materiales es fundamental.
- Resistencia del panel a condiciones climatológicas adversas: deben de tener una alta resistencia a los fenómenos vibratorios producidos por las ráfagas de viento, deben de tener un cristal templado de gran resistencia para granizo de tamaño medio, correspondiente a un período de retorno no excesivamente elevado.
- Dispersión de parámetros: es muy importante que los paneles tengan una baja dispersión de parámetros. Lo ideal es que todos fueran idénticos entre sí. Una alta dispersión de parámetros puede producir un mal funcionamiento de la instalación.
- Pertener a la clase II y tener una tensión de aislamiento superior a 1000 V
- Deben tener unas características eléctricas similares entre ellos (especialmente la corriente nominal), con el fin de limitar las pérdidas de desajuste. En ausencia de esta información, la opción es elegir módulos con las tolerancias de pequeñas potencia nominal ( $\leq 3\%$ ).
- Estar equipado con diodos de bypass para asegurar la continuidad eléctrica de la cadena ante un daño o sombreado de una o más células.
- Disponer de una caja de derivación con grado de protección IP 65 y cables equipados con conectores con acoplamiento rápido tipo multicontacto.
- Tener una potencia lo suficientemente alta para reducir la sección el cableado.
- Con la certificación de un laboratorio acreditado que acredite la conformidad del producto con la legislación aplicable.
- Con garantía en la reducción del rendimiento que garantice que la potencia nominal del módulo después de 20 años no será inferior al 80% de la potencia nominal especificada por el fabricante en el momento de la compra del mismo.
- El número de serie y el nombre del constructor indeleble y visible.
- Tener una tensión máxima del sistema superior a 1000 V.

Tras el estudio de diversos modelos, descartando aquellos con potencias inferiores a 250 Wp, consideramos que el panel más adecuado para esta instalación es el modelo A-280P Ultra de ATERSA.

La siguiente tabla resume las características generales de los módulos a utilizar:


Fabricante		Atersa					
Modelo		A-280P					
<b>Standard data</b>				<b>Picture</b> 			
Nominal power	280	W					
Power tolerance pos	2	%					
Power tolerance neg	-2	%					
Module efficiency	14,39	%					
Cell type	poly						
Cell shape	square						
Cell efficiency		%					
Cells per module	72						
Guarantee of power 1	10	years					
Guarantee of power 1	90	% of Pnom					
Guarantee of power 2	25	years					
Guarantee of power 2	80	% of Pnom					
Product guarantee	10	years					
Internet	www.atersa.com						
<b>Mechanical data</b>				<b>Approvals</b> CE IEC61215 IEC 61730 Safety class II UL1703			
Length	1965	mm					
Width	990	mm					
Thickness frame	40	mm					
Thickness box	40	mm					
Frame type	aluminum						
Composition	glass-tedlar						
Junction box / Cable	junction box						
Connection	MC4 compatible						
Weight	24	kg					
<b>Electrical data</b>				Vmpp		Impp	
Voc at 1000 W / m <sup>2</sup>	44,37	V	1000 W / m <sup>2</sup>	35,33	V	7,93	A
Isc at 1000 W / m <sup>2</sup>	8,45	A	900 W / m <sup>2</sup>		V		A
Voc at -10°C and 1000 W / m <sup>2</sup>	49,34	V	800 W / m <sup>2</sup>		V		A
Vmpp at 70°C and 1000 W / m <sup>2</sup>	30,24	V	700 W / m <sup>2</sup>		V		A
Coefficient of voltage	-0,32	%/°C	600 W / m <sup>2</sup>		V		A
Coefficient of current	0,04	%/°C	500 W / m <sup>2</sup>		V		A
Coefficient of power	-0,43	%/°C	400 W / m <sup>2</sup>		V		A
NOCT at 800 W / m <sup>2</sup>	47	°C	300 W / m <sup>2</sup>		V		A
Max system voltage EU	1000	V	200 W / m <sup>2</sup>		V		A
Max system voltage US		V	100 W / m <sup>2</sup>		V		A
Serial resistance		ohms					
Isolation resistance		ohms					

Tabla.32. Características del módulo Atersa A-280P.

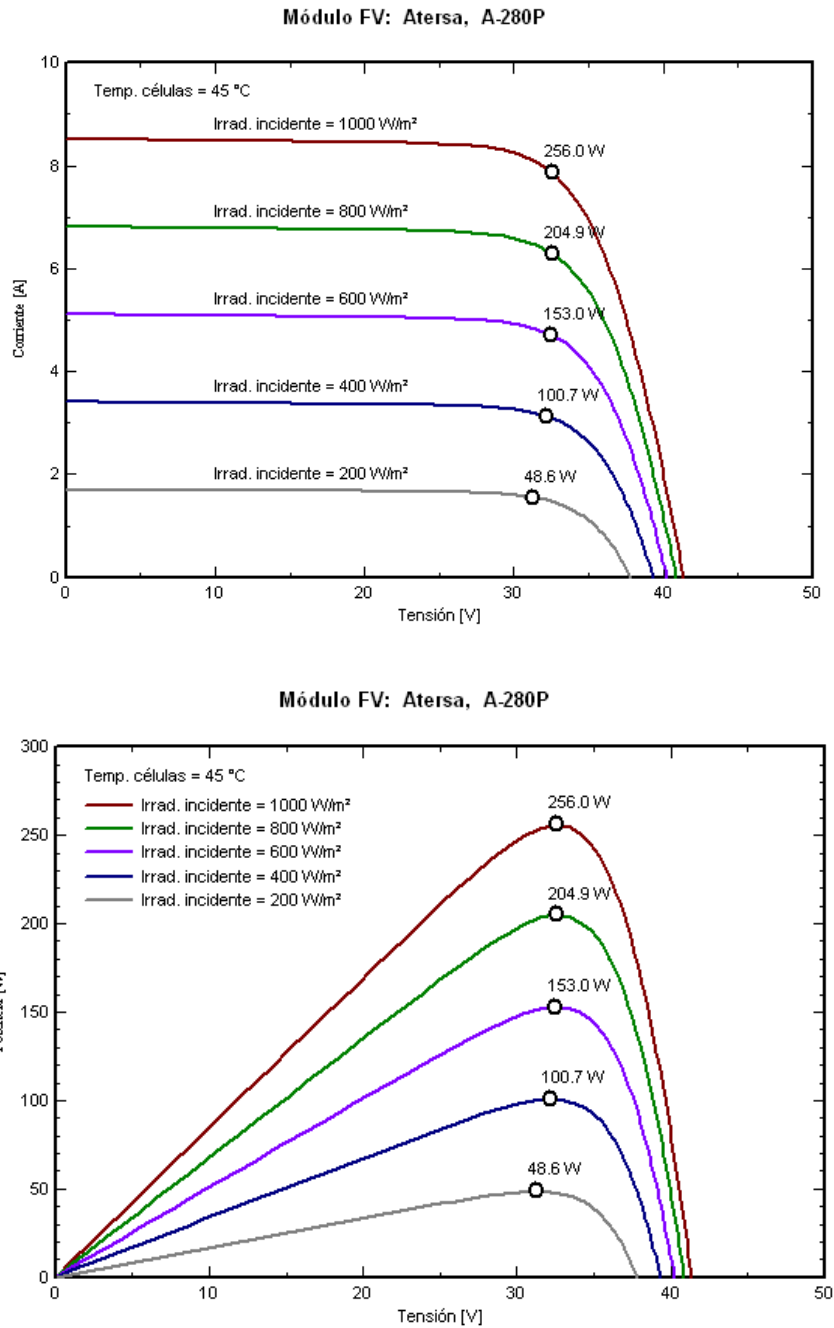


Fig.38. Gráficos característico I-V y P-V del módulo A-280P de Atersa.

El fabricante ofrece una garantía del módulo 25 años: con el 90 % de la potencia a 10 años y el 80 % de la potencia a 25 años, y estiman su vida útil en al menos 40 años.

Estos módulos garantizan una potencia de +/- 2% de la potencia nominal, indicador del exigente proceso de calidad a la que son sometidos los paneles.

### ***12.17.2 CONVERSIÓN DE ENERGÍA Y CONTROL: INVERSORES.***

La energía producida por los módulos fotovoltaicos, por sus características, no se puede inyectar directamente a la red eléctrica. Para que esto sea posible es necesaria una unidad de acondicionamiento de potencia: el inversor.

A una temperatura y nivel de irradiancia, un generador FV tiene una característica I-V. Para maximizar la transferencia de energía, la carga eléctrica debe ser tal que su propia característica I-V intercepte a la del generador FV tan cerca del punto de máxima potencia como sea posible. El papel del circuito de acondicionamiento de potencia es proporcionar al sistema FV la combinación más adecuada tensión/corriente, a la vez que asegurar que el generador FV opera en su punto de máxima potencia. Realiza la conversión de corriente continua que producen los módulos FV a corriente alterna, cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

El empleo de dispositivos de acondicionamiento de potencia tiene la función de seguir el punto de máxima potencia para transferir la máxima energía posible, se colocan entre el generador y la carga o red. En general, la inclusión de estos equipos en el sistema implica pérdidas de potencia por autoconsumo y rendimiento del 4% al 7%,

#### ***12.17.2.1 CONVERSIÓN DC/AC.***

El inversor es uno de los elementos fundamentales de la instalación fotovoltaica ya que convierte la tensión continua obtenida a partir de los módulos FV en tensión alterna, suele estar compuesto por los siguientes bloques, cuyo funcionamiento será detallado en los siguientes apartados:

- Filtro de entrada: atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada.
- Convertidor DC/DC: adecúa (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- Puente inversor: realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- Filtro de salida: elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- Transformador: adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Control: realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el MPP del generador, y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

- La parte fundamental de este equipo es el puente de conmutación, compuesto por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFET e IGBT, principalmente).

Las funciones principales de los inversores son: inversión DC/AC, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida.

Los inversores pueden clasificarse en función de la forma de onda de la tensión de salida:

- De onda cuadrada.
- De onda modificada o quasi-senoidal.
- De onda senoidal (muy parecida a la onda de la red eléctrica).

Los inversores pueden ser monofásicos o trifásicos, con diferentes voltajes nominales de entrada con un amplio rango de potencias disponibles, de unos pocos vatios hasta varios megavatios. Pueden operar conectados a baterías o directamente al generador FV y pueden estar conectados a diferentes consumos o inyectar energía en la red eléctrica, en este caso el rango de variación de la tensión de entrada es mayor. Los inversores de conexión directa a un generador fotovoltaico, poseen además seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Debido a las características de los rendimientos necesarios, los inversores para instalaciones aisladas y para instalaciones conectadas a la red tienen necesidades distintas: en las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga; en las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV.

Los inversores han de ser fiables y de alto rendimiento (incluso a potencias muy bajas). Todos los inversores han de estar por encima del 90%, entre el 94% - 98% es un valor normal para el rendimiento. El rendimiento del inversor varía dependiendo de la potencia que se genera. En el caso de utilizar cargas inductivas, como motores, inducen un desfase entre la corriente y la tensión disminuyendo el factor de potencia con lo que la potencia real suministrada a dichas cargas puede verse reducida por un 10-30% o más.

Las características que deben cumplir están recogidas en el RD 1663/2000 y por las normas del Código Técnico de la Edificación en su sección HE-5 y que son las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente e corriente.
- Autoconmutado.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia.

- No funcionaran en isla, es decir, deberán desconectarse cuando, ya sea por avería o por trabajos reparación, la línea de distribución debe quedar sin tensión.
- Control de la tensión entre +10% y -15% y la frecuencia entre 49 y 51 Hz.

Además de todo lo anterior, deberán cumplir las normas y directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y de Compatibilidad Electromagnética.

Las características de operación más destacables de los inversores se pueden condensar en:

- Voltaje y corriente de entrada/salida.
- Tipo de forma de onda (cuadrada, cuadrada modificada o sinusoidal).
- Límites del voltaje de entrada. Los inversores se diseñan para un voltaje de entrada determinado
- Bajo autoconsumo y alto rendimiento.
- Distorsión armónica total (THD). Cuanto menor THD, menor ruido e interferencias.
- Potencia de salida. Referida como potencia continuada de operación.
- Capacidad de sobrecarga. Importante en el caso de arranque de motores con inversores de frecuencia fija, donde es necesaria una corriente de arranque de 3 a 7 veces la nominal.
- Regulación de tensión de salida, independiente de la tensión de entrada y del consumo.
- Regulación de la frecuencia de salida.
- Facilidad de reparación y mantenimiento.
- Umbral de arranque ajustable (nivel mínimo de carga para que el inversor arranque).

#### ***12.17.2.2 INVERSORES PARA CONEXIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA.***

Los inversores fotovoltaicos para conexión a la red eléctrica se caracterizan por operar conectados directamente al generador fotovoltaico, transformar la corriente DC en corriente AC e inyectar la potencia a red. Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador FV deben seguir el punto de máxima potencia. Además deben trabajar con el máximo rendimiento generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y la red eléctrica).



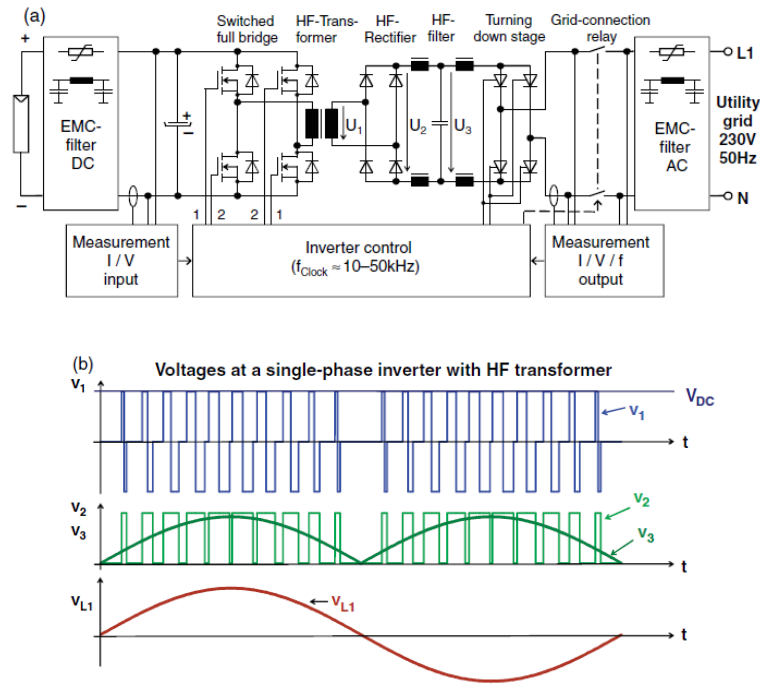


Figura 39. Esquema de un inversor de conexión a red.

Dentro de los requerimientos específicos de operación en conexión a red, el inversor fotovoltaico también ha de operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red. En cuanto a la distorsión armónica de la onda de corriente inyectada a la red, ha de cumplir con la normativa vigente que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente  $\leq 5\%$  para una distorsión armónica de la onda de tensión  $\leq 2\%$ . La normativa no especifica el nivel de potencia AC para la que esta condición ha de cumplirse. Habitualmente la distorsión armónica total de la onda de corriente aumenta cuando disminuye la potencia de operación,.

También acostumbra a ser un requerimiento de la normativa el que los inversores de conexión a red dispongan de aislamiento galvánico (o equivalente) entre la red y la instalación fotovoltaica. Este aislamiento galvánico puede ser mediante transformadores de baja frecuencia (LF) o mediante transformadores de alta frecuencia (HF). El aislamiento galvánico DC-AC tienen una influencia significativa no sólo en el rendimiento de los inversores, sino también en su peso (más pesados los inversores con LF que los HF) y facilidad de instalación. La omisión de transformador puede incrementar el rendimiento en un 2%, siendo un caso que no es aceptado en general por las normativas locales.

Otro de los aspectos importantes es la prevención del fenómeno de funcionamiento en modo isla. Por temas de seguridad, se trata de evitar que si la compañía eléctrica desconecta un tramo local de la red eléctrica donde esté operando un inversor fotovoltaico (por ejemplo para realizar labores de mantenimiento), éste se desconecte automáticamente después de un número determinado

de ciclos de red. Teóricamente este fenómeno puede ocurrir cuando una vez desconectado un tramo de red, el consumo de las viviendas en ese tramo sea exactamente igual (en potencias activas, reactivas y aparentes) a la potencia entregada por el inversor. Aunque la posibilidad real de que esto suceda es muy baja, los inversores deben incorporar métodos para detectar la desconexión de la red eléctrica aguas abajo, uno de los modos consiste en la monitorización continuada de la impedancia de red mediante la emisión de un pulso en la onda de corriente. Este modo puede provocar fallos de operación en el caso de muchos inversores con este sistema operando en paralelo por interferencias entre ellos.

El inversor ha de tener la capacidad de reconectarse automáticamente, una vez que las causas que hayan provocado su desconexión hayan desaparecido.

Sin duda alguna, el rendimiento de conversión DC/AC es el parámetro más representativo de los inversores. Es habitual definir un rendimiento normalizado o rendimiento europeo, EU, en función del rendimiento a determinados valores de la potencia nominal como:

$$\eta_{euro} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%} \quad [1.3]$$

Al contrario de los inversores autónomos, que habitualmente están conectados a una batería, el seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico es un aspecto diferenciador entre distintos modelos de inversores conectados a la red eléctrica, siendo su estabilidad y rendimiento los elementos que definen la cantidad de energía inyectada a la red. Es habitual que el rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia se sitúe en el 97% para potencias superiores al 10% de la potencia nominal, pudiendo llegar al 99% para potencias superiores al 30% de la potencia nominal.

Los últimos inversores disponibles en mercado poseen ventanas de tensión DC de operación en SPMP que cubren un amplio rango. Además de todas las protecciones necesarias exigidas por la normativa para conectar un sistema fotovoltaico a la red eléctrica, algunos inversores suelen incorporar sistemas de monitorización para adquisición y presentación de datos.

También existen en el mercado inversores que en un solo equipo pueden operar en diferentes modos, conectados a la red eléctrica, operando en modo autónomo con baterías u operando en modo mixto con baterías y conectados a la red, pudiendo realizar la carga/descarga de baterías desde/hacia la red eléctrica. También pueden disponer de sistemas de control para la conexión/desconexión de un generador auxiliar cuando sea necesario.

La mayor parte de las protecciones de los sistemas fotovoltaicos van incorporadas en el propio inversor. Estas se refieren a la conexión a red (prevención de funcionamiento en modo isla

mediante monitorización de la impedancia de la red, y control de la respuesta ante variaciones de tensión y frecuencia de la misma), a la calidad de la energía suministrada (regulación de tensión, inyección de corriente con bajo contenido en armónicos y nula inyección de componente DC), y finalmente a las perturbaciones electromagnéticas, EMC.

### 12.17.2.3 SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

El inversor en una instalación FV conectada a red busca el punto de funcionamiento Intensidad-Tensión de los módulos que genera la mayor potencia de salida. La mayor parte de los inversores, como se ha comentado anteriormente, realizan barridos modificando la tensión de trabajo de los módulos provocando, a su vez, variaciones de la intensidad de salida de los paneles, consiguiendo el inversor mantener la instalación en el punto óptimo de funcionamiento en cada instante.

La potencia DC que el inversor puede obtener de un generador fotovoltaico depende del punto de trabajo en la curva I-V. La potencia máxima depende de las condiciones ambientales, irradiancia y temperatura. El inversor debería operar en todo momento en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Debido a que es necesario un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia, se puede definir un rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia,  $\eta_{SMPP}$ , como el cociente entre la energía obtenida realmente y la energía que se obtendría en un seguimiento ideal.

$$\mu_{SMPP} = \frac{\int_0^t P_{real} dt}{\int_0^t P_{max} dt} \quad [1.4]$$

Donde  $P_{real}$  es la potencia en un instante determinado y  $P_{max}$  es la potencia máxima del generador fotovoltaico para unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de operación.

Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza controlador llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking). El SMPP calcula el valor instantáneo de la curva I-V ("tensión-intensidad") del generador al cual se produce la máxima potencia disponible. Tomando la curva I-V del generador FV:

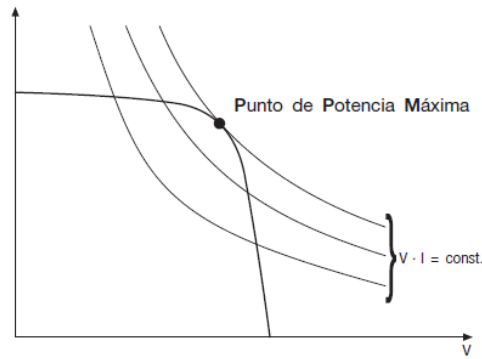


Fig.40. Punto de potencia máxima (PMP) de un generador fotovoltaico

El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación  $V \cdot I = \text{const.}$

El sistema SMPP de uso comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores tensión-intensidad y evaluando si el producto resultante I-V es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

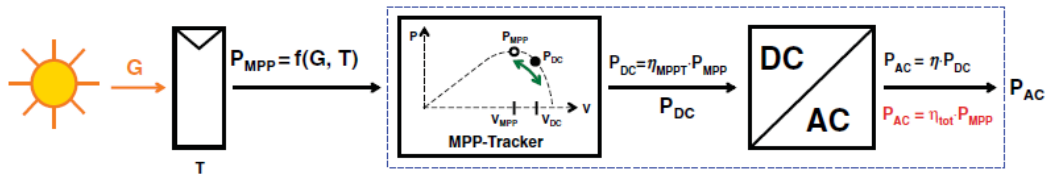


Fig.41. Determinación de la eficiencia global del inversor en un generador fotovoltaico

$$P_{AC} = \eta \cdot P_{DC} = \eta \cdot \eta_{MPPT} \cdot P_{MPP} = \eta_{tot} \cdot P_{MPP} \quad [1.5]$$

Para que el inversor opere en el PMP es necesario un algoritmo en el que se controla la tensión de operación del generador FV. Existen diferentes algoritmos: perturbación y medida, conductancia incremental, capacidad, voltaje constante, voltaje corregido con la temperatura, lógica difusa, etc.

El inversor posee diferentes funciones adicionales como la optimización de la producción, la protección de la instalación frente a fallos y el monitoreo de variables del sistema fotovoltaico, entre otras.

El inversor por una parte, transforma la corriente continua generada por los módulos FV a la tensión y frecuencia de la red eléctrica. Por otra parte, el seguidor de PMP integrado es el encargado de buscar el punto de funcionamiento V-I de los paneles solares para que trabaje en el punto de potencia máxima (PMP).

Si la tensión PMP se encuentra fuera del área de seguimiento de SPMP del inversor o si se conectan varios subgeneradores con tensiones PMP distintas a un inversor, la regulación del inversor recorre las curvas características V-I de los módulos hasta encontrar el punto de trabajo que permite tomar la máxima potencia del generador FV.

Por otro lado, el inversor es encargado de la monitorización y seguridad de la planta, monitoriza la red eléctrica a la que está conectado y si surge un problema en la red, debe desconectar inmediatamente la instalación de la red por razones de seguridad. Además, en la mayoría de los casos, el inversor dispone de un equipo que puede interrumpir de forma segura la corriente de los módulos fotovoltaicos

Las interfaces de comunicación del inversor permiten controlar y monitorizar todos los parámetros, datos de funcionamiento y rendimientos a través de una conexión de red, un bus de comunicación.

#### ***12.17.2.4 SELECCIÓN DEL INVERSOR.***

En el diseño de una SFVCR la mayor dificultad radica en seleccionar un inversor adecuado, tanto en el rango de las tensiones mínimas y máximas como en la potencia máxima de entrada en continua al inversor.

Como se planteaba en el punto anterior, a la hora de diseñar un SFCR, una de las preguntas a responder es qué relación debe existir entre la potencia del generador FV y del inversor,  $P_g / P_{inv}$ . Dado que la potencia entregada por el generador varía con las condiciones meteorológicas, el inversor trabajará en diferentes zonas de su curva de eficiencia. Si la relación de potencias es alta, el inversor trabajará con frecuencia en la región de alta eficiencia, pero a cambio es posible que deba limitar la potencia del generador para evitar superar su umbral de corriente admisible. La probabilidad de valores de potencia elevados, y por tanto, el tiempo en el que el inversor trabajará en la zona de alta eficiencia, depende tanto de la radiación local como del comportamiento del generador FV.

En sistemas de integración arquitectónica, donde la orientación e inclinación raramente son óptimas, esta probabilidad puede ser baja. Así, puede considerarse necesario sobredimensionar el generador FV respecto al inversor con una relación  $P_g / P_{inv}$  comprendida entre 1 y 1,4. En sistemas de seguimiento la probabilidad aumenta y no es necesario sobredimensionar el generador,

siendo recomendable una relación de  $P_g/P_{inv}$  de 1, y en todo caso no superar un sobredimensionamiento del 20 %.

Fijada la potencia pico de la instalación, el número de módulos y ramas se selecciona siguiendo los criterios del apartado 21.17.4. El número de módulos y de ramas vendrán condicionados por la tensión máxima de trabajo en CEM, debiendo estar situada en un valor intermedio entre la mínima y la máxima de entrada al inversor que se elija. La tensión de cada rama es la suma de la tensión máxima de cada uno de los módulos que conforma la rama por lo que se podrán realizar varios tanteos para buscar el agrupamiento que cuadra número de módulos y ramas.

Pero a su vez el inversor seleccionado debe poder trabajar con la potencia máxima de entrada en corriente continua en CEM. Por este motivo primero se selecciona el inversor por la potencia y luego se verifica si entra en el rango de tensiones mínima y máxima.

Una vez determinado el inversor que cumple ambas exigencias la instalación estará correctamente diseñada, incluso se podría utilizar un inversor que tuviera una potencia de salida un 20% inferior a la de entrada máxima (CTE, 2006), por debajo de este valor aparecerán pérdidas de potencia por darse momentos a lo largo del año con una potencia mayor a la máxima permitida por el inversor y, dado que el inversor está limitado, solo podrá obtener como salida la máxima permitida y no más. Cuando el inversor queda corto por potencia AC red respecto a la potencia pico de GV se pierde rendimiento en la instalación. Si se selecciona un inversor fuera del rango de las tensiones de trabajo del GV se reducirá la producción de la instalación.

Los valores de tensión y frecuencia a la salida para instalaciones FV conectadas a la red de distribución pública los impone la red con tolerancias definidas (desde 2008 la tensión normalizada europea debe ser 230/400 V con una tolerancia de +6 y -10%, mientras que la tolerancia en frecuencia es de  $\pm 0,3$  Hz).

La tensión del inversor está ligada por motivos de eficiencia a su potencia: al usar un inversor con una potencia inferior a 10 kW, el rango de tensión más habitual es de 250 a 750 V; en cambio, si la potencia del inversor es superior a 10 kW, el rango de tensión suele ser de 500 a 900 V.

En centrales pequeñas de hasta 6 kW con conexión monofásica a la red de BT se instala normalmente un único inversor, mientras que en aquellas con potencia superior a 6 kW con conexión trifásica a la red de BT o de MT se instala normalmente más de un inversor.

Para centrales de tamaño pequeño-medio se prefiere normalmente la solución con inversores monofásicos distribuidos equitativamente en las tres fases y en el neutro común, con un único transformador para la separación de la red pública.

En cambio, para las centrales de tamaño medio a grande conviene normalmente disponer de una estructura con pocos inversores trifásicos a los que se conectan varias cadenas, en paralelo en el lado DC, a los cuadros de distribución del subcampo.

En general, el inversor debe situarse próximo a los dispositivos protectores de AC (varistores, interruptores magnetotérmicos y diferenciales, etc.) y el contador de energía. Asimismo, se aconseja colocar el cuadro de conexión y protección de DC, donde las ramas están conectadas en paralelo, lo más cerca posible al inversor, de forma que las bajadas de tensión a través de los cables se vean minimizadas.

La desconexión del inversor debe ser posible tanto en el lado DC como en el lado AC, de forma que en el mantenimiento queden excluidos tanto el generador FV como la red.

Además, se recomienda la instalación de un dispositivo de desconexión en cada cadena. De esta manera, las operaciones de verificación y mantenimiento de cada cadena pueden realizarse sin poner fuera de servicio otras partes de la planta.

Los parámetros eléctricos más característicos que proporcionan los fabricantes de Inversores DC/AC fotovoltaicos se muestran en la tabla 33.

Parámetro	Símbolo	Unidades
Rendimiento máximo	$\eta_{INV,M}$	adim
Rendimiento europeo	$\eta_{euro}$	adim
Factor de potencia	$\cos \varphi$	adim
Frecuencia de red	$f$	Hz
Corriente de CC de entrada máxima	$I_{INV,M,DC}$	A
Corriente de CA de salida nominal	$I_{INV,AC}$	A
Límite inferior del rango de tensión a la que el inversor sigue el PMP	$V_{INV,m,MPP}$	V
Límite superior del margen de tensión a la que el inversor sigue el PMP	$V_{INV,M,MPP}$	V
Potencia nominal de entrada	$P_{INV,DC}$	W
Potencia nominal de salida	$P_{INV,AC}$	W
Tensión máxima a la entrada	$V_{INV,M}$	V
Tensión nominal de salida	$V_{INV,AC}$	V

Tabla 33. Parámetros eléctricos más relevantes de un inversor que normalmente proporciona el fabricante

La información que se puede obtener de la ficha técnica proporcionada por el fabricante de un inversor puede incluir los siguientes parámetros:



- *Potencia nominal y máxima*, siendo ésta un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo (indicado por el fabricante).
- *Ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP siglas inglesas)*: es el rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del PMP del generador fotovoltaico. Cuando este punto permanece fuera de esta ventana, el inversor fija en el generador FV la tensión correspondiente al valor límite de la ventana. Por tanto, configurar un generador de forma que el PMP recaiga fuera de esta ventana con cierta frecuencia no tiene consecuencias perniciosas para el inversor, pero ocasiona pérdidas energéticas variables según la frecuencia de este hecho.
- *Tensión máxima de entrada*: es la máxima tensión que el inversor puede aguantar sin sufrir una avería. A diferencia de la ventana de tensiones anterior, sobrepasar esta tensión tiene consecuencias importantes sobre algunos componentes de entrada del inversor.
- *Tensión nominal de salida*: es la tensión de red a la que se puede conectar el inversor (habitualmente 230V DC para equipos monofásicos y 400 V AC para equipos trifásicos).
- *Rendimiento máximo*: máximo valor que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.
- *Rendimiento europeo*: es la relación entre la energía entregada por un inversor que recibe una energía producida por un generador fotovoltaico funcionando en unas condiciones de radiación características de la zona centroeuropea. Este parámetro fue propuesto con el objetivo de poder comparar equipos de diferentes fabricantes con un criterio de calidad energética. Debe tenerse en cuenta que su valor está ligado a unas condiciones de radiación determinadas y, por tanto, no puede aplicarse sin corrección previa al cálculo de producción en lugares con diferente insolación Umbral de arranque: según las unidades en las que se expresa, puede indicar la radiación solar incidente en el generador ( $W/m^2$ ) o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión

#### **12.17.2.5 MÉTODOS DE INSTALACIÓN Y CONFIGURACIONES.**

Durante los primeros años de la conexión a red de sistemas FV, únicamente se utilizaban inversores centrales, esto es, un único inversor para toda la instalación, que necesitan un extenso cableado DC en el campo FV, consistente en varias series de ramas de módulos FV conectadas en paralelo. Habitualmente estos primeros inversores de conexión a red eran trifásicos, conmutados por la red. También se desarrollaron pequeños inversores autoconmutados con separación galvánica mediante un transformador de alta frecuencia, HF. Debido a que este concepto necesita un elevado número de componentes y un diseño electrónico más complejo, la fiabilidad de estos primeros inversores

era a menudo insuficiente. Se desarrollaron posteriormente inversores basados en la utilización de transformadores de baja frecuencia, LF. Posteriormente aparecieron los inversores autoconmutados, basados habitualmente en IGBTs, monofásicos y trifásicos con control PWM senoidal con control en corriente.

Con el objeto de reducir los costes del cableado DC y los problemas de seguridad asociados se desarrollaron posteriormente los inversores tipo “string”, esto es, inversores de pequeña potencia, que se pueden conectar en paralelo a la red eléctrica. Finalmente se han desarrollado los denominados módulos AC, en los que cada módulo FV dispone de su propio inversor incorporado.

En resumen, las posibles configuraciones de un sistema FV, se pueden clasificar en:

- Sistemas FV con un solo inversor central.
- Sistemas FV con inversores tipo string.
- Sistemas FV con inversores de pequeña potencia integrados en módulos FV para formar los denominados módulos AC.

El concepto de inversor “string” parece imponerse, en los sistemas de conexión a red para integración en edificios, sobre los inversores centrales; aunque ambos conceptos de topología de inversor se pueden utilizar para centrales fotovoltaicas conectadas a red. También se utilizan los denominados “módulos AC” en los que el propio módulo lleva integrado un inversor cuya potencia nominal suele ser inferior a 500W.

La reducción del cableado DC asociado a los inversores string y a los módulos AC junto con su modularidad son factores que se enfrentan a la sencillez y mayor rendimiento de los grandes inversores centrales. El número de productos disponibles es mayor para los inversores “string” con potencias nominales inferiores a 5 kW que para los inversores centrales, cuyas potencias nominales superiores a 100 kW.

Mientras que los inversores centralizados habitualmente disponen de aislamiento galvánico en baja frecuencia, los inversores string pueden disponer de aislamiento galvánico tanto en alta como en baja frecuencia. El rendimiento, y su peso, vienen determinados por el tipo de aislamiento galvánico y suele ser del mismo orden para inversores de una misma potencia nominal de diferentes fabricantes.

### 12.17.2.6 SISTEMA FV CON UN SOLO INVERSOR CENTRAL.

Esta disposición se utiliza en centrales pequeñas y con módulos del mismo tipo que tengan la misma exposición.

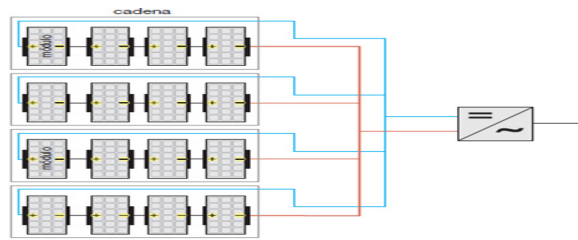


Fig.42. Diagrama de bloques GFV con inversor central.

Existen ventajas económicas derivadas de la existencia de un solo inversor, en términos de reducción de la inversión inicial y de los costes de mantenimiento. Sin embargo, el fallo del inversor único provoca el paro de la producción de toda la planta. Además, esta solución no es la más indicada para aumentar el tamaño (y por lo tanto el pico de potencia) de la planta FV dado que aumentan los problemas de protección contra sobrintensidades y los problemas derivados de un sombreado diferente, es decir, cuando la exposición de los paneles no es la misma en toda la instalación.

El inversor regula su funcionamiento a través del SPMP, considerando los parámetros promedio de las cadenas conectadas al inversor; por lo tanto, si todas las cadenas se conectan a un único inversor, el sombreado o fallo de una cadena o parte de ella provoca una reducción mayor del rendimiento eléctrico de la central en comparación con otras disposiciones.

### 12.17.2.7 SISTEMA FV CON INVERSORES TIPO STRING.

En plantas de tamaño medio, cada cadena puede conectarse a su propio inversor y así funcionar conforme a su propio punto de potencia máxima.

Con esta disposición, el diodo de bloqueo (que evita que la dirección de la fuente se invierta) viene incluido normalmente en el inversor, que realiza directamente el diagnóstico de la producción proporcionando además la protección contra sobrecargas y sobretensiones de origen atmosférico en el lado CC.

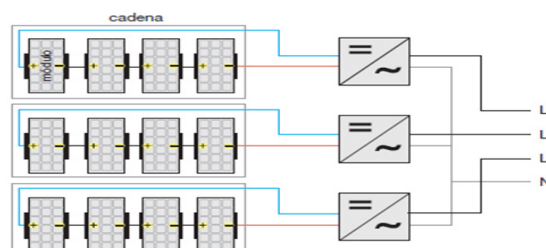


Fig.43. Diagrama de bloques GFV tipo String.

Además, disponer de un inversor en cada cadena limita los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores y la reducción de rendimientos como consecuencia del sombreado o la exposición no uniforme. Por otra parte es posible utilizar módulos con características diferentes en distintas cadenas para aumentar la eficiencia y fiabilidad de toda la planta.

En centrales de gran tamaño, generalmente se divide el campo FV en dos o más partes (subcampos), cada uno de ellos provisto de un inversor propio al que se conectan las distintas cadenas en paralelo. Comparada con la disposición antes descrita, esta hace un uso de un número menor de inversores, con la consiguiente reducción de los costes de inversión y mantenimiento. Sin embargo, se mantiene la ventaja de la reducción de los problemas causados por el sombreado y la exposición desigual de las cadenas, así como los debidos al uso de módulos diferentes, siempre que las cadenas de los subcampos con módulos idénticos y con la misma exposición se conecten al mismo inversor.

Además, el fallo de un inversor no implica la pérdida de producción de toda la planta (como era el caso de la planta con un solo inversor), sino únicamente del sub campo afectado.

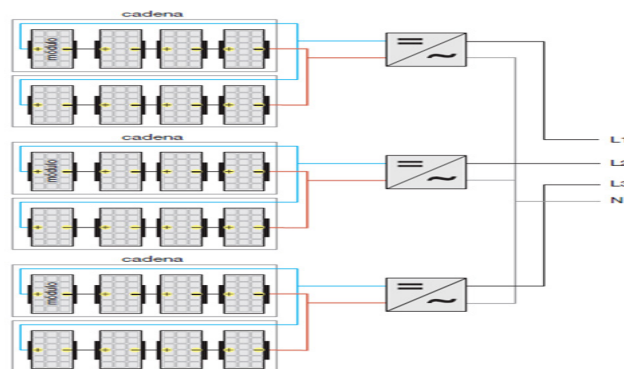


Fig.44. Diagrama de bloques de un GFV con varios subgeneradores.

Al instalar cuadros de distribución para la conexión en paralelo en el lado CC, es necesario asegurarse de insertar en cada cadena un dispositivo para la protección contra sobrecargas y corrientes inversas que impida la alimentación de cadenas bajo sombra o defectuosas por parte de las conectadas en paralelo. Se puede obtener protección contra sobrecargas mediante un interruptor automático magnetotérmico o un fusible, mientras que la protección contra corriente inversa se obtiene utilizando diodos de bloqueo.

Con esta configuración, el diagnóstico de la planta se asigna a un sistema de supervisión que comprueba la producción de las distintas cadenas.

### 12.17.2.8 SISTEMAS FV CON MODULOS FV AC.

Se caracterizan por disponer de un inversor con MPPT en cada módulo FV, sus ventajas es evitar las pérdidas por desadaptación y los máximos locales, sus inconvenientes el coste y la fiabilidad.

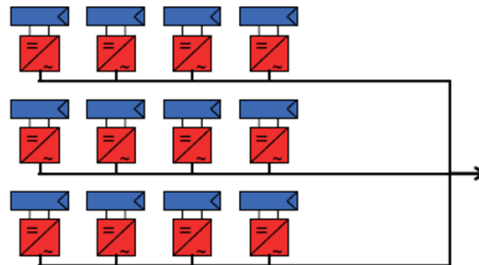


Fig.45. Diagrama de bloques GFV con inversores integrados.

Una variante a esta configuración es disponer en cada módulo un convertidor DC-DC con MPPT y un único inversor centralizado muy eficiente.

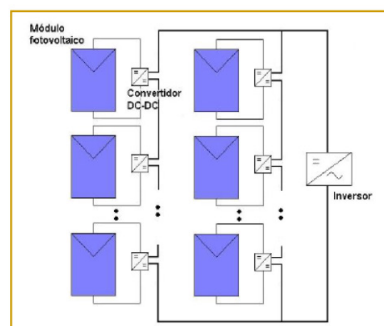


Fig.46. Diagrama de bloques GFV con inversores integrados DC/DC.

### 12.17.2.9 POTENCIA ENTREGADA POR EL INVERSOR.

La eficiencia de conversión del inversor depende de la relación entre potencia de salida del inversor y su potencia nominal Para calcular la potencia entregada por el inversor,  $P_{ac}$ , a partir de la potencia suministrada por el generador fotovoltaico,  $P_{dc}$ , se empleará la curva de eficiencia del inversor,  $\eta_{inv}$  (figura XX). Esta relación puede modelarse con una función basada en tres coeficientes y la normalización de la potencia de salida (Ec.Rampinelli):

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{CA}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{CA}}{P_{NOM}} + \left( k_0 + k_1 \frac{P_{CA}}{P_{NOM}} + k_2 \left( \frac{P_{CA}}{P_{NOM}} \right)^2 \right)_{MPP}} \quad [1.6]$$

$$\eta_{inv} = \frac{P_o}{p_o + k_0 + k_1 p_o + k_2 p_o^2} \quad [1.7]$$

D3nde:

- $\eta_{inv}$  = Eficiencia del inversor;
- $P_{CA}$  = Potencia de salida del inversor;
- $P_{NOM}$  = Potencia nominal del inversor;
- $k_0, k_1$  y  $k_2$  = Constantes de ajuste de la curva de eficiencia, son par3metros adimensionales que definen el comportamiento el3ctrico del inversor.
- $p_o = P_{NOM}/P_{CA}$ ,

Cada una de las constantes involucradas en dicha ecuaci3n depende de las caracteristicas propias del inversor a emplear y pueden ser extraidas mediante ajuste de la curva de eficiencia del inversor que provee el fabricante u obtenida a trav3s de ensayos.

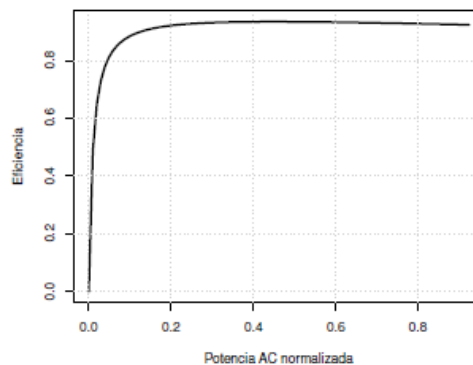


Fig. 47. Curva de eficiencia de un inversor calculada con tres coeficientes gen3ricos ( $k_0 = 0,01$ ,  $k_1 = 0,025$ ,  $k_2 = 0,05$ ).

Para obtener la curva o los coeficientes debe recurrirse a la informaci3n suministrada por el fabricante. En todo caso, debe tenerse en cuenta que la eficiencia del inversor depende de la tensi3n de entrada algunos equipos funcionan m3s eficientemente en la zona alta de la ventana de tensi3n MPP, otros fabricantes prefieren la zona baja e incluso algunos eligen la zona intermedia). Este hecho debe tenerse en cuenta a la hora de elegir el n3mero de m3dulos en serie del generador.

Es decir, el rendimiento se eval3a como la relaci3n entre la potencia de salida y la suma de esta con las p3rdidas que se producen en el inversor. Estas p3rdidas pueden ser representadas por un polinomio de 2º orden cuyos coeficientes indican la porci3n de energa perdida debido al autoconsumo del inversor ( $k_0$ ), a los dispositivos electr3nicos de conmutaci3n que emplea el mismo ( $k_1$ ) y a los conductores, resistencias, bobinas, etc. que lo componen ( $k_2$ ).

### **12.17.2.10 SELECCION DEL INVERSOR**

Existe todavía una notable diferencia entre distintos modelos de inversores de distintos fabricantes en el rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, en el grado de protección IP, que permite, o no, su instalación directa en condiciones de exterior, así como las protecciones incorporadas, tales como vigilancia permanente de aislamiento de la parte DC de la instalación, límites de tensión y frecuencia de operación, calidad de la onda generada, distorsión armónica de la onda de corriente, fiabilidad de operación y monitorización de datos son otros aspectos diferenciadores que habitualmente se incorporan en el inversor de conexión a red. Todo ello conduce a que la energía producida por los sistemas FV conectados a la red eléctrica y su coste, en el momento actual, dependa en gran medida del tipo y modelo de inversor utilizado. Dos sistemas con un mismo generador FV, instalados en una misma localidad, pero con dos inversores diferentes pueden producir un número también diferente de kWh/kWp anuales debido no sólo al rendimiento de conversión AC/DC sino también al rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV y número de horas efectivas de operación.

Para su elección se parte de que la potencia del inversor será como mínimo del 80% de la potencia pico del GV y un máximo del 120 %.

En el caso que la potencia supere los 5 kW el inversor deberá ser trifásico o hacer una distribución con la combinación de varios monofásicos, según indica el RD 1663/2000.

Los inversores se han elegido de manera según los siguientes criterios:

- La potencia total del inversor debe ser superior al 90% de la potencia nominal de la instalación fotovoltaica.
- Deben de operar con un solo SPMP (seguimiento del punto de potencia máxima)
- Tener un dispositivo para monitoreo continuo del aislamiento a la tierra en lado DC.
- Tener una eficacia europea de más del 93% en el caso del inversor con transformador de aislamiento, o superiores al 95% en ausencia de este transformador.
- Tener filtros en las salidas para limitar los armónicos de corriente y contener alteraciones inducidas en la red.
- Tener un control del factor de potencia de la corriente de salida hacia los valores prescritos con cualquier sistema de potencia AC, cuando sea necesario.
- Operar en modo automático (Inicio, cierre y auto MPPT)
- Posibilidad de operación de sobrecarga.
- Capacidad para operar en condiciones altas de temperatura.



- Tener protecciones y dispositivos de desconexión de la red para valores fuera de la tensión umbral y la frecuencia de red.
- Estar protegido contra averías internas.
- Tener la marca CE.
- Poseer un certificado emitido por un laboratorio acreditado según la normativa aplicable, incluyendo documentos técnicos de distribuidores internacionales relacionados con la interconexión con la red.
- Tener un grado de protección (IP) compatible con las condiciones de instalación.

Además, el inversor se ha elegido de tal manera que la gama de tensiones y corrientes en el lado de DC sea compatible con los valores de voltaje y con la corriente suministrada por el campo fotovoltaico al que se conectara, en cualquiera de las condiciones de irradiación y temperatura ambiente. Esta comprobación de compatibilidad se realizará en el apartado "cálculos".

Del mismo modo, los valores de tensión y frecuencia de salida del inversor serán compatibles con la red de corriente alterna a la que se conectará el sistema fotovoltaico.

Para la potencia en la que trabajamos, vamos a utilizar inversores trifásicos. También se podría haber optado por una configuración de conversión trifásica a base de inversores monofásicos.

Los inversores que se utilizan en instalaciones conectadas a red son específicos, puesto que deberán de asegurar el seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que están conectados, así como impedir el funcionamiento en modo isla en caso que se descargue la línea para realizar labores de mantenimiento.

Habiendo analizado varios inversores, se opta por la instalación del modelo SINVERT-PVM17 de Siemens, es un inversor trifásico sin transformador, funciona en todos los puntos de trabajo con un rendimiento excepcional, este inversor dispone de un seccionador DC integrado conforme con EN 60947-3 que reduce considerablemente el trabajo global de instalación. La disipación del calor tiene lugar puramente por convección y dispone de: Ethernet, RS485, USB, Relé 230 V/AC 4 A para aviso de avería, y una pantalla gráfica iluminada muestra la evolución de la potencia inyectada.

Para la planta se instalarán 3 inversores trifásicos SIEMENS SINVERT PVM17 de 16,5 KW cada uno. Con el fin de obtener un, único sistema trifásico a la salida de la instalación, se conectará la salida de cada inversor a un cuadro paralelo y de este a las diferentes fases de la red de distribución interior de BT, teniendo el neutro como común para todos.

En régimen continuo, el inversor puede dar una potencia de hasta 16.500 W. La frecuencia de trabajo es de 50 Hz (red eléctrica) con una variación de  $\pm 0.2$  Hz. El factor de potencia es de 1 y el

coeficiente de distorsión de la onda de salida es menor del 2,5%, y por tanto, la energía que se exporta a la red eléctrica es de muy buena calidad. El inversor no incorpora aislamiento galvánico entre la entrada en continua y la salida en alterna. El rendimiento máximo es superior al 95 % .Las principales características técnicas del inversor se resumen en la siguiente tabla:


<b>Productor</b>	SIEMENS													
<b>Modelo</b>	SINVERT PVM17													
<b>DC-Part</b>														
Pnom DC	16,8	kW												
Max PV power	16,8	kW												
Vnom DC	600	V												
MPP range DC from	460	V												
MPP range DC until	850	V												
Vmax DC	1000	V												
Min voltage for Pnom	460	V												
Inom DC	37	A												
Imax DC	32	A												
No of DC connectors	6													
No of MPP trackers	1													
<b>AC-Part</b>									<b>Degree of efficiency</b>			<b>Mechanical data</b>		
Pnom AC	16,5	kW							Starts feeding-in at	60	W	Height	600	mm
Pmax AC	16,5	kW	Max Standby consumption	0,5	W	Width	530	mm						
Inom AC	29	A	Max Night consumption	0,5	W	Depth	260,5	mm						
Imax AC	29	A	Max efficiency	98,2	%	Weight	41	kg						
No of feed-in phases	3		European efficiency	97,8	%	Ventilation	no							
Grid freq AC 50Hz	yes		Eff 5% Pnom	94,4	%	<b>Environment</b>								
Grid freq AC 60Hz	yes		Eff 10% Pnom	96,8	%	Ambient temperature from	-25	°C						
Voltage range AC from	320	V	Eff 20% Pnom	97,6	%	Ambient temperature until	55	°C						
Voltage range AC until	480	V	Eff 30% Pnom	97,7	%	Max acceptable temp at Pnom	40	°C						
Min Cos-phi	0,99		Eff 50% Pnom	98,2	%	Ambient humidity from	4	°C						
Current form	sinus		Eff 100% nom	97,8	%	Ambient humidity until	100	°C						
THD	2,5	%				Noise level	45	dBA						
			<b>Approvals</b>		BDEW-ittelspannungsrichtlinie:2011 CE									
<b>Design concept</b>					DK5940									
Design concept	TL, SG, IGBT				RD1663									
					VDE-AR-N 4105:2011-08									

Tabla.34. Principales características del inversor Siemens SINVERT PVM17.

El propio inversor incorpora una serie de protecciones contra sobretensiones en corriente continua y contra inversiones de polaridad. Así mismo, lleva incorporado, adicionalmente, un sistema de medida de aislamiento en corriente continua (aviso cuando RISO inferior a 1 M $\Omega$ ) y un convertidor en corriente continua para desplazar el punto de funcionamiento de los subcampos fotovoltaicos hacia el punto de máxima potencia, optimizando de esta forma la generación eléctrica para cada nivel de radiación y de temperatura.

### ***12.17.3 CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.***

Nuestro objetivo actual es ahorrar energía y aumentar la independencia energética, es decir, consumir el kWh solar producido y tomar el resto de la red eléctrica (kWh convencional), para ello se pretende producir la cantidad energía para que no se produzcan excedentes.

Para la latitud de la provincia de Valencia los módulos se montarán sobre un estructura de soporte con un ángulo de inclinación de 30° que es el que permite la mayor producción de electricidad al cabo del año, y una orientación azimutal de 27° oeste, que nos viene determinada por la propia orientación de la cubierta.

La planta se instalará en la sobre la cubierta del Pabellón del Polideportivo, en el lado de la cubierta orientada al sur-oeste (fig.66.) donde se integraran parcialmente los paneles, ocupan una superficie de 351,5 m<sup>2</sup>, una pendiente con un ángulo de inclinación variable que oscila desde  $\beta=15^\circ$  a  $\beta=0$  y una orientación meridional de +27° (ángulo azimut).

El tamaño de la planta es de 50,4 kWp, con 180 módulos Atersa A-280P, de 280 Wp y tres inversores trifásicos 16,5 kW de potencia nominal, modelo Sinvert PVM 17 de Siemens. El tipo de corriente que se suministraría sería la misma que ofrece compañía, es decir, corriente alterna a 50 Hz 380/400 V AC.

A continuación se resumen las características de la instalación, en los planos se representa el esquema del circuito del sistema.

Estará constituido por:

1. El generador fotovoltaico compuesto 180 módulos, subdividido en tres subgeneradores idénticos compuestos por 60 módulos agrupados 3 ramas de 20 módulos conectados en serie.
2. El grupo de conversión compuesto por 3 inversores trifásicos.
3. El sistema de protección de la interfaz con instalación externa al inversor.
4. El grupo de protección.

Tras realizar los cálculos se ha obtenido un conjunto de configuraciones eléctricas posibles del generador que garantizan un buen acoplamiento entre inversor y generador. Para elegir una configuración concreta hemos considerado diversos factores:

- adaptación entre la configuración eléctrica y ubicación física de los módulos en la estructura, espacio disponible,
- adecuada relación de potencias de generador e inversor,
- inversión y rendimiento económicos deseados.

El generador fotovoltaico de potencia nominal de 50,40 kWp usando la configuración serie-paralelo (S-P) y se subdivide en 9 ramas de 20 módulos conectado en serie.

<b>Características eléctricas del generador fotovoltaico</b>	
Potencia nominal	50,40 kWp
Número del módulos FV	180
Superficie de captación	351 m <sup>2</sup>
Número de ramas	9
Inclinación, Azimut	30°, 27° O
Tensión máxima @STC (Voc)	887,4 V
Tensión a la máxima potencia @STC (Vm)	706,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc) @STC	25,35 A
Corriente a la máxima potencia (Im) @STC	23,79 A

Tabla.35. Características eléctricas del generador fotovoltaico.

A continuación se resume la composición de las cadenas o ramas:

<b>Características eléctricas de las ramas</b>	
Número de módulos fotovoltaicos en serie	20
Potencia nominal	5,6 kW
Tensión a circuito abierto (Voc)	887,4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,45 A
Corriente a la máxima potencia (Imp)	7,93 A

Tabla.36. Características eléctricas de las ramas del generador fotovoltaico.

Se ha optado por realizar una instalación de paneles con orientación acimutal hacia el sudoeste ( $\alpha=27^\circ$ ), pues la cubierta donde se ubica la instalación tiene esta orientación de  $+27^\circ$  (ángulo azimut).

Se ha rechazado la opción de seguidores solares por la elevada inversión inicial que supone y se rechaza también la opción que permite varias posiciones de inclinación de los paneles, por las

dificultades de acceso y tránsito sobre la cubierta. Se opta pues por la instalación de paneles sobre soportes fijos, con esta opción se pierde un 1,1 % con respecto a la opción de 2 cambios de posición al año, en el caso de haber elegido esta opción durante los meses de otoño e invierno se hubiera optado por una inclinación de  $56^\circ$ , mientras que para los meses de primavera y verano se optaría por una inclinación de  $17^\circ$ . Para optimizar al máximo los recursos solares, dichos cambios se deberían realizar coincidiendo con los equinoccios de primavera (20-21 marzo) y de otoño (22-23 septiembre), coincidiendo en que la declinación solar en esos días es de  $0^\circ$ .

## **13 DIMENSIONADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.**

### ***13.1 CRITERIOS GENERALES DE DIMENSIONADO***

La tipología de la instalación objeto de proyecto hace que el sistema no exporte la energía generada, sino que toda la que se genere se consuma. Para ello es necesario un estudio previo de cargas y de consumos horarios (balance energético) como mínimo durante un año natural realizado en el apartado 19.8.

Por eso, el principal condicionante de dimensionado es resultado del balance energético, para posteriormente realizar un estudio horario de la energía solar disponible que hay en el emplazamiento dependiendo de la época del año y distinguir las zonas parcialmente sombreadas. Además se estudiará, dentro del espacio disponible, cual es la orientación e inclinación óptima atendiendo a criterios técnicos, económicos y constructivos.

Un segundo criterio de dimensionado será el económico. A partir de las aportaciones de energía disponible y de la producción eléctrica estimada, se realizará un balance económico el cual determinará la rentabilidad de la planta.

De los cálculos se obtiene un conjunto de configuraciones eléctricas del generador que garantizan un buen acoplamiento entre inversor y generador.

### 13.2 CONDICIONANTES AMBIENTALES DE DISEÑO

En el emplazamiento de la instalación se registran los siguientes datos meteorológicos medios mensuales:

**clima y energía incidente**

	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb Inc
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	m/s	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Enero	67,8	28,02	10,98	3,4	104,5	32,91	0,91
Febrero	89,4	36,41	11,4	3,1	121,1	41,62	1,19
Marzo	134,8	50,89	13,74	3	163,6	55,9	1,80
Abril	165,9	69,71	15,97	3,6	177,3	71,26	2,20
Mayo	190,2	86,86	19,07	3	185,4	85,51	2,49
Junio	206,4	81,02	23,67	3	194,7	79,33	2,70
Julio	212,9	79,29	25,63	2,9	205,7	78,79	2,78
Agosto	183,2	77,42	26,29	2,8	189,8	79,19	2,42
Septiembre	138,3	58,3	23,29	3	156,4	61,68	1,84
Octubre	109	46,3	19,46	2,9	140,6	51,93	1,46
Noviembre	70,8	32,4	14,24	3,4	103,7	37,98	0,95
Diciembre	59,6	27,37	11,49	3,2	93,1	32,97	0,80
<b>Año</b>	<b>1628,3</b>	<b>674</b>	<b>17,97</b>	<b>3,1</b>	<b>1835,7</b>	<b>709,07</b>	<b>21,57</b>

Tabla 37. Climatología e Irradiación incidente en la ubicación de la instalación.

### 13.3 POTENCIA PICO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

La potencia del campo fotovoltaico será de 50,4 kWp, de acuerdo con los requerimientos de la carga y condicionantes de autoconsumo instantáneo, determinada en el apartado 19.9.

### 13.4 CÁLCULO DEL NÚMERO DE MÓDULOS DEL GV.

Para potencias relativamente importantes es recomendable utilizar módulos de potencia unitaria elevada, facilitando de esta forma el montaje del mismo y dándole un mejor aspecto al conjunto del campo, en nuestro caso se instalarán paneles de 280 Wp.

Para la configuración del generador fotovoltaico se tienen que definir una serie de parámetros que se calculan en este apartado. Se ha determinar, a partir de los datos del fabricante del módulo e inversor, cuántos módulos por inversor se han de colocar, cuantos módulos se colocarán en serie y cuantos en paralelo,

El número de paneles por inversor a colocar considerando el factor de escala que en el Sur de Europa está comprendido entre 0,85 y 1, es el siguiente:

$$N_{\max} = Ent \left[ \frac{P_{Inv}}{Fe_{\min} \cdot P_{MOD,M,STC}} \right] = Ent \left[ \frac{16.800}{0,85 \cdot 280} \right] = 70 \text{ módulos.} \quad [1.8]$$

$$N_{\min} = Ent \left[ \frac{P_{Inv}}{F_{e_{\max}} \cdot P_{MOD,M,STC}} \right] = Ent \left[ \frac{16.800}{1 \cdot 280} \right] = 60 \text{ módulos.} \quad [1.9]$$

Si la potencia nominal del generador FV determinada por  $P_{GFV, M, STC}$  tiene que alcanzarse utilizando módulos con una potencia nominal de  $P_{MOD, M, STC}$ , el número total de módulos a instalar será:

$$N = Ent \left[ \frac{P_{GFV, M, STC}}{P_{MOD, M, STC}} \right] = Ent \left( \frac{50.430}{280} \right) = 180 \text{ módulos} \quad [1.10]$$

### 13.4.1 CONFIGURACIÓN SERIE / PARALELO DE LOS MÓDULOS

Los resultados anteriores constituyen un primer planteamiento del número de módulos necesarios, ya que para el dimensionamiento del generador FV hace falta determinar el número de módulos conectados en serie ( $N_{ms}$ ) o ramas que tienen que conectarse en paralelo ( $N_{mp}$ ). Ambas cifras dependen del módulo FV específico y del rango de tensión al que el inversor sigue el PMP. Además, se tiene que tener especial cuidado de no superar la tensión de entrada máxima del inversor. Tal y como se muestra a continuación,  $N$  no siempre es igual a ( $N_{mp} \times N_{ms}$ ), más concretamente:

- a) El número de módulos en serie ( $N_{ms}$ ) debe escogerse de forma que la suma de las tensiones en el PMP de todos los módulos en una rama esté por debajo del rango de tensión en el que el inversor sigue el PMP en la curva V-I del generador FV.  $N_{ms}$  debe dimensionarse de forma que la tensión en la entrada del inversor nunca supere la tensión máxima que este dispositivo puede soportar ( $V_{INV, M}$ ).
- b) Algunas ramas deben estar conectadas en paralelo ( $N_{mp}$ ) hasta que se alcance aproximadamente la potencia nominal del generador FV. El número de cadenas o ramas ( $N_{rp}$ ) debe dimensionarse de forma que la corriente en la entrada del inversor no supere su valor máximo ( $I_{INV, M, DC}$ ).

El número de módulos en serie ( $N_{ms}$ ) debe estar dentro de un límite mínimo y máximo. A continuación se detalla la forma de calcular dichos límites.

La instalación tiene un total de 180 paneles, que hay que interconectar de tal forma que las características eléctricas a su salida sean coherentes con la entrada al inversor.

Las características principales del panel declaradas por el fabricante son:



<b>Electrical data A280P</b>				
Potencia Nominal	280	W		
Eficiencia del Modulo	14,39	%		
Vmpp at 1000 W / m <sup>2</sup>	35,33	V		
Imp at 1000 W / m <sup>2</sup>	7,93	A		
Voc at 1000 W / m <sup>2</sup>	44,37	V		
Isc at 1000 W / m <sup>2</sup>	8,45	A		
Voc at -10°C and 1000 W / m <sup>2</sup>	49,34	V		
Vmpp at 70°C and 1000 W / m <sup>2</sup>	30,24	V		
$\beta$ -Coeficiente de Tensión(Voc)	-0,32	%/°C	-141,98	mV/°C
$\alpha$ -Coeficiente de corriente (Isc)	0,04	%/°C	3,38	mA/°C
$\gamma$ -Coeficiente de potenciar	-0,43	%/°C		
NOCT at 800 W / m <sup>2</sup>	47	°C		
Tensión Máxima EU	1000	V		

Tabla.38. Características eléctricas módulo A280P

### 13.4.2 DIMENSIONADO DEL INVERSOR.

Entre las características para la selección y el dimensionado correcto del inversor, deben considerarse los siguientes parámetros:

Parte de DC:

- potencia nominal y potencia máxima;
- tensión nominal y tensión máxima admisible;
- campo de variación de la tensión MPPT en condiciones de funcionamiento estándar;

Parte de AC:

- potencia nominal y potencia máxima que el grupo de conversión puede suministrar de manera continua, así como el campo de temperatura ambiente al que puede suministrarse esa potencia;
- intensidad nominal entregada;
- intensidad suministrada máxima que permite el cálculo de la contribución de la planta FV a la intensidad de cortocircuito;
- tensión máxima y distorsión del factor de potencia;
- eficiencia de conversión máxima;

- eficiencia con una carga parcial y al 100% de la potencia nominal (mediante la "Eficiencia europea" o el diagrama de eficiencia).

La Eficiencia europea se calcula considerando las eficiencias con carga parcial del inversor según la ecuación:

$$\eta_{euro} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,20 \cdot \eta_{100\%} \quad [1.11]$$

La selección del inversor y de su tamaño se hace con arreglo a la potencia nominal FV que deba gestionar. El tamaño del inversor puede determinarse inicialmente partiendo de un valor de 0,8 a 0,9 para la relación entre la potencia activa inyectada a la red y la potencia nominal del generador FV. Esta relación considera la pérdida de potencia de los módulos FV en condiciones de funcionamiento reales (temperatura de trabajo, caídas de tensión en las conexiones eléctricas, etc.) y la eficiencia del inversor. Esta relación también depende de los métodos de instalación de los módulos (latitud, inclinación, temperatura ambiente...) que pueden hacer variar la potencia generada. Por ello, el inversor está equipado con una limitación automática de la potencia suministrada para resolver situaciones en las que la potencia generada es mayor de lo normal.

Un parámetro útil utilizado para dimensionar la potencia de entrada nominal ( $P_{INV,DC}$ ) del inversor es el factor de dimensionamiento  $F_s$ :

$$F_s = \frac{P_{INV,DC}}{P_{GFV,M,STC}} \quad [1.12]$$

$$P_{INV,DC} = F_s \cdot P_{MOD,M,STC} \cdot N_{ms} \cdot N_{mp} \quad [1.13]$$

Dónde:

- $P_{INV,DC}$  es la potencia nominal de entrada del inversor.
- $P_{GFV,M,STC}$  es la potencia máxima del generador FV a CEM.

En la tabla 39 se muestra una recomendación general del valor de  $F_s$  según la latitud. Estas cifras se sugieren siempre y cuando se planifique un generador FV orientado hacia el ecuador con un ángulo de inclinación próximo a la latitud.

Zona	Latitud	F <sub>s</sub>
Norte de Europa	(lat. 55 - 70°)	0,65 – 0,8
Europa Central	(lat. 45 - 55°)	0,75 – 0,9
Sur de Europa	(lat. 35 - 45°)	0,85 – 1,0

 Tabla.39. Valores recomendados para  $F_s$  en Europa como una función de la latitud

$F_s$  debe reducirse a medida que aumenta la latitud. Esto se debe a que las CEM normalmente no tienen lugar en el exterior y la potencia de salida del generador FV apenas supera  $P_{GFV,M,STC}$  en Europa como conjunto. No obstante, el clima soleado del sur de Europa hace que la electricidad generada por un SFVCR se genere a altos niveles de irradiancia.

Estos altos niveles de irradiancia implican que la potencia de salida del generador FV está próxima a  $P_{GFV,M,STC}$  y en ocasiones la supera. Por tanto, se aconseja que se cumpla la siguiente relación de forma que el inversor no se sobrecargue durante un largo periodo de tiempo.

$$0,8 \cdot P_{GFV,M,STC} \leq P_{INV,DC} \leq P_{GFV,M,STC} \cdot (0,8 \leq F_s \leq 1) \quad [1.14]$$

Obviamente, valores inferiores de  $F_s$  en latitudes más septentrionales incrementa el rendimiento de la energía y se traduce en la selección de inversores con menos potencia para la misma potencia nominal que la del generador FV.

Además de las consideraciones anteriores, existe un grado considerable de libertad a la hora de elegir  $F_s$ . En términos prácticos y siempre y cuando  $F_s$  no sea demasiado baja, la influencia de  $F_s$  en el rendimiento de SFVCR es apenas relevante. En este sentido, se ha identificado una tendencia en los diseñadores de SFVCR en climas soleados, que con frecuencia eligen  $F_s = 1$ .

En lo referente a la tensión a la entrada, deben evaluarse las condiciones extremas de funcionamiento del generador FV para garantizar un empleo seguro y productivo del inversor.

Primero, es necesario verificar que la tensión sin carga  $V_{GFV,OC,STC}$  en la salida de las cadenas a la temperatura mínima prevista (-10 °C) es menor que la tensión máxima que el inversor puede soportar, es decir:

$$V_{GFV,OC(T_c=-10^\circ C)} \leq V_{INV,M} \quad [1.15]$$

La tensión sin carga en la salida de las cadenas a la temperatura mínima prevista (-10 °C) viene dada por:

$$V_{GFV,OC(T_c=-10^{\circ}C)} = V_{MOD,OC(T_c=-10^{\circ}C)} \cdot N_{ms} \quad [1.16]$$

Para silicio policristalino y monocristalino puede utilizarse la siguiente aproximación:

Tensión máxima a la entrada (a  $-10^{\circ}C$ )

$$U_{OCmax} \leq U_{MAX} \quad [1.17]$$

$$V_{GFV,OC(T_c=-10^{\circ}C)} \cong (V_{MOD,OC,STC} \cdot N_{ms}) \cdot 1,14 \quad [1.18]$$

En el inversor existe un banco de condensadores a la entrada, de modo que la inserción en el campo FV genera una corriente de arranque de valor igual a la suma de las corrientes de cortocircuito de todas las cadenas conectadas. Esta corriente no debe provocar el disparo de ninguna protección interna (en caso de que exista).

Cada inversor se caracteriza por un intervalo de funcionamiento normal de tensiones a la entrada. Dado que la tensión a la salida de los paneles FV es función de la temperatura, es necesario verificar que bajo las condiciones de servicio estandarizadas (de  $-10^{\circ}C$  a  $+70^{\circ}C$ ) el inversor funciona dentro del rango de tensión declarado por el fabricante. En consecuencia, deben verificarse simultáneamente las inecuaciones [1.32] y [1.33]:

$$V_{GFV,M(T_c=70^{\circ}C)} \geq V_{INV,m,MPP} \quad [1.19]$$

El valor de la tensión mínima (a  $+70^{\circ}C$ ) a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar (límite inferior de tensión PMP a  $70^{\circ}C$ ), viene dado por:

$$V_{GFV,M(T_c=70^{\circ}C)} = V_{MOD,M,STC(T_c=70^{\circ}C)} \cdot N_{ms} \quad [1.20]$$

Para silicio policristalino y monocristalino puede utilizarse la siguiente aproximación:

Límite inferior tensión PMP (a  $70^{\circ}C$ )

$$U_{\min} \geq U_{MPPT \min} \quad [1.21]$$

$$V_{GFV,M(T_c=70^\circ C)} \cong (V_{MOD,M,STC} \cdot N_{ms}) \cdot 0,82 \quad [1.22]$$

Es decir, la tensión mínima (a +70 °C) a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar será mayor que la tensión de funcionamiento mínima para el MPP del inversor; la tensión mínima del MPP es la tensión que mantiene la lógica de control activa y permite un suministro de potencia adecuado a la red de distribución. Además, se debe cumplir:

$$U_{\max} \leq U_{MPPT \max} \quad [1.23]$$

$$V_{GFV,M(T_c=-10^\circ C)} \leq V_{INV,M,MPP} \quad [1.24]$$

Es decir, la tensión mínima (a -10 °C), a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar será menor o igual que la tensión de funcionamiento máxima del MPP del inversor.

El límite de tensión PMP a (-10°C), viene dado por:

$$V_{GFV,M(T_c=-10^\circ C)} = V_{MOD,M,STC(T_c=-10^\circ C)} \cdot N_{ms} \quad [1.25]$$

Para silicio policristalino y monocristalino puede utilizarse la siguiente aproximación:

Límite superior tensión PMP (a -10°C):

$$V_{GFV,M(T_c=-10^\circ C)} \cong (V_{MOD,M,STC} \cdot N_{ms}) \cdot 1,14 \quad [1.26]$$

En lo referente a la selección del inversor y del resto de componentes de la instalación FV en el lado CA, puede tomarse un valor de tensión de cadena máximo de precaución de 1,2  $V_{GFV, OC, STC}$ .

Dónde:

- $V_{GFV, M, STC} (T_c=70^{\circ}C)$  ( $U_{min}$ ) tensión en el punto de potencia máxima (MPP) del campo FV, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento máxima esperada para los módulos FV en el lugar de la instalación.
- $V_{GFV, M, STC} (T_c=-10^{\circ}C)$  ( $U_{max}$ ) tensión en el punto de potencia máxima (MPP) del campo FV, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento mínima esperada para los módulos FV en el lugar de la instalación.
- $V_{GFV, OC, STC} (T_c=-10^{\circ}C)$   $U_{oc}$  max tensión sin carga del campo FV, en correspondencia con la temperatura de funcionamiento mínima esperada para los módulos FV en el lugar de la instalación.
- $V_{INV, m, MPP} (U_{MPPT min})$  tensión de entrada mínima admitida por el inversor.
- $V_{INV, M, MPP} (U_{MPPT max})$  tensión de entrada máxima admitida por el inversor.
- $V_{INV, M} (U_{MAX})$  tensión de entrada máxima soportada por el inversor.

La figura 79 muestra un diagrama de acoplamiento entre el GFV y el inversor considerando las tres inecuaciones mencionadas.

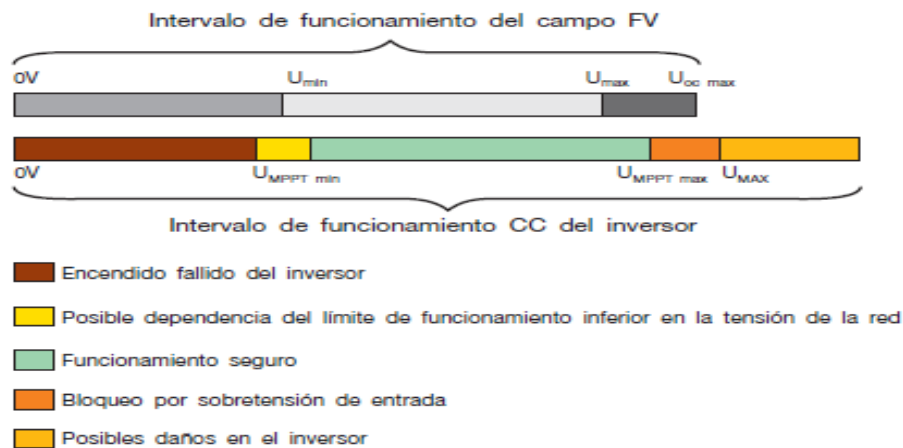


Fig.48. Diagrama de acoplamiento entre GFV y el Inversor.

Adicionalmente al cumplimiento de las tres condiciones mencionadas referentes a la tensión, es necesario verificar que la intensidad máxima del generador FV funcionando en el punto de potencia máxima (MPP) es menor que la intensidad máxima admitida por el inversor a la entrada.

$$I_{SC, GENERADOR} \cong (I_{SC, MODULO, STC} \cdot N_{mp}) \quad [1.27]$$

El inversor elegido es el SIEMENS SINVERT PVM17, con una potencia de entrada de 16,8 kW, Este inversor tiene una tensión de entrada que debe estar comprendida entre 460 y 850 voltios, con

una tensión máxima admisible de 1000 V, que normalmente debe calcularse a (-10°C) y circuito abierto.

Características técnicas:

- Potencia de entrada : 16.800 W
- Tensión de empleo MPPT en el lado DC: 460-850 V
- Tensión máxima en el lado DC: 1000 V
- Intensidad de entrada máxima en el lado DC : 32 A
- Potencia de salida en el lado AC: 16.500 W
- Tensión en el lado AC: 320-480 V
- Frecuencia : 50 Hz
- Factor de potencia :0,99
- Eficiencia máxima : 98,2%
- Eficiencia europea : 97,8%

Para asegurar que el inversor elegido es el adecuado se analizan las tensiones y corrientes del generador fotovoltaico en condiciones extremas de temperatura, es decir, a -10 °C y a 70 °C, y éstas deben estar dentro de los rangos especificados por el fabricante del inversor.

Si durante el diseño estos valores sobrepasan a los especificados, se deberá elegir otro inversor o modificar la configuración del generador:

Si la corriente de cortocircuito a 70 °C sobrepasa a la máxima corriente DC admisible por el inversor, se deberán reducir el número de ramas en paralelo del generador fotovoltaico.

Si la tensión en circuito abierto sobrepasa la máxima tensión DC admisible a la entrada del inversor, se deberán reducir el número de módulos en serie de cada rama del generador. Se procederá igualmente si las tensiones en el punto de máxima potencia están fuera del rango especificado.

Las bajas temperaturas provocan que la tensión en circuito abierto del generador FV se incremente. La situación más peligrosa podría darse en un día frío de invierno en el que el inversor esté desconectado (a causa de un fallo de la red, por ejemplo). En la entrada del inversor aparece una tensión alta que podría dañar seriamente el dispositivo si dicha tensión supera la tensión máxima que este dispositivo puede soportar ( $V_{INV, M}$ ).



A pesar de ser conservador, un criterio bastante extendido asume que la temperatura de la célula ( $T_c$ ) podría bajar hasta  $-10^\circ\text{C}$ . En este caso, la cantidad máxima de módulos conectados en serie que pueden alimentar al inversor viene dada por:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Ent} \left[ \frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ\text{C})}} \right] \quad [1.28]$$

Las fichas técnicas del módulo FV no facilitan su tensión en circuito abierto a  $T_c = -10^\circ\text{C}$ , sin embargo dichas fichas técnicas muestran normalmente el coeficiente de temperatura de tensión del circuito abierto  $\beta V_{MOD,OC}$  (normalmente expresado en  $\text{mV}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$ ), de forma que ( $\beta V_{MOD,OC} < 0$ ):

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ\text{C})} = V_{MOD,OC,STC} \left( 1 - \frac{\Delta T}{100} \cdot \Delta V \right) \quad [1.29]$$

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ\text{C})} = V_{MOD,OC,STC} - 35^\circ \cdot \beta V_{MOD,OC} \quad [1.30]$$

Si  $\beta V_{MOD,OC}$  se expresa en  $^\circ\text{C}^{-1}$ , la ecuación (3.3) se convierte en:

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ\text{C})} = V_{MOD,OC,STC} (1 - 35^\circ \cdot \beta V_{MOD,OC}) \quad [1.31]$$

Para silicio policristalino y monocristalino puede utilizarse la siguiente aproximación:

$$V_{MOD,OC(T_c=-10^\circ\text{C})} \cong 1,14 \cdot V_{MOD,OC,STC} \quad [1.32]$$

Las altas temperaturas provocan que la tensión de circuito abierto en el PMP del generador FV disminuya. Si esta última cae por debajo de la tensión más baja a la cual el inversor sigue el PMP ( $V_{INV,m}, MPP$ ), este dispositivo no puede obtener la potencia máxima del generador FV e incluso podría llegar a apagarse. Un criterio bastante extendido asume que la temperatura de la célula ( $T_c$ ) podría aumentar hasta  $70^\circ\text{C}$ : en este caso, debe garantizarse una cantidad mínima de módulos conectados en serie a fin de evitar la situación descrita anteriormente:

$$\min(N_{ms}) = Ent \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,OC}(T_c=70^\circ C)} \right] + 1 \quad [1.33]$$

El cociente  $V_{INV,m,MPP} / V_{MOD,M}(T_c=70^\circ C)$  debe incrementarse en una unidad para garantizar el redondeo por exceso.

Tal y como hemos comentado anteriormente, las fichas técnicas de los módulos FV no facilitan su tensión al PMP a  $T_c=70^\circ C$ , pero podría calcularse tal y como sigue a continuación (recordemos que  $\beta V_{MOD,OC} < 0$ ):

$$V_{MOD,M}(T_c=70^\circ C) = V_{MOD,M,STC} + 45^\circ \cdot \beta V_{MOD,OC} \quad [1.34]$$

Si  $\beta V_{MOD,OC}$  se expresa en  $^\circ C^{-1}$ , la ecuación (3.7) se convierte en:

$$V_{MOD,M}(T_c=70^\circ C) = V_{MOD,M,STC} (1 + 45^\circ \cdot \beta V_{MOD,OC}) \quad [1.35]$$

Para silicio policristalino y monocristalino podría utilizarse la siguiente aproximación:

$$V_{MOD,M}(T_c=70^\circ C) \cong 0,82 \cdot V_{MOD,M,STC} \quad [1.36]$$

La figura 80 aclara las consideraciones y cálculos anteriores. Una vez que se ha establecido la cantidad máxima y mínima de módulos conectados en serie, debe seleccionarse una cifra entre ellas.

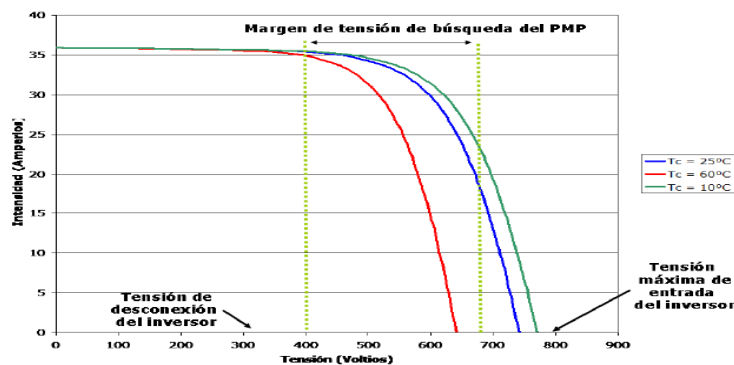


Fig. 49. Curvas corriente - tensión de un generador FV a diferentes temperaturas de célula ( $T_c$ ) e idéntica irradiancia ( $G$ ) junto con tensiones características del inversor

El fabricante del inversor elige los componentes para soportar una corriente máxima admisible. En general, el inversor es capaz de auto protegerse ante valores superiores a este umbral desplazando el punto de funcionamiento del generador fuera del MPP. No obstante, en el diseño del sistema se debe elegir el número de ramas en paralelo de forma que no se supere este umbral.

Una vez establecido el número de módulos en serie ( $N_{ms}$ ) la cantidad de cadenas o ramas conectadas en paralelo se calcula como:

$$N_{mp} = Ent \left[ \frac{N}{N_{ms}} \right] \quad [1.37]$$

Tal y como hemos comentado anteriormente, normalmente:

$$N \neq N_{ms} \cdot N_{mp} \quad [1.38]$$

Además, la corriente de entrada del inversor nunca debe superar su índice máximo ( $I_{INV,M,DC}$ ). Por consiguiente, se tiene que verificar la siguiente inecuación:

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \quad [1.39]$$

Si la inecuación (1.52) no es cierta, se deberá escoger una cifra mayor para  $N_{ms}$ , de forma que se obtenga un valor menor para  $N_{mp}$  por medio de la ecuación (1.53). Este nuevo valor inferior para  $N_{mp}$  debe coincidir con la ecuación (1.52).

Aplicando las ecuaciones anteriores obtenemos los siguientes resultados:

$$\max(N_{ms}) = Ent \left[ \frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ C)} \right] = Ent \left[ \frac{1000}{44,37 \left( 1 - \frac{35}{100} \cdot (-0,32) \right)} \right] = 20 \text{ módulos} \quad [1.40]$$

$$\min(N_{ms}) = Ent \left[ \frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,OC}(T_c = 70^\circ C)} \right] + 1 = Ent \left[ \frac{460}{44,37 \left( 1 + \frac{45}{100} \cdot (-0,32) \right)} \right] = 12 \text{ módulos} \quad [1.41]$$

$$N_{mp} = Ent \left[ \frac{N}{N_{ms}} \right] = Ent \left( \frac{60}{20} \right) = 3 \text{ ramas} \quad [1.42]$$

$$N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \rightarrow 3 \cdot 8,45 = 25,35 \text{ A} \leq 32 \text{ A.} \quad [1.43]$$

A continuación se indica la configuración del generador escogida:

	Nº máximo	Nº mínimo	Nº escogido
Módulos por inversor	70	60	60
Módulos serie	20	12	20
Ramas por inversor	3	-----	3

Tabla.40. Configuración del generador fotovoltaico

### 13.4.3 VERIFICACION DEL CORRECTO ACOPLAMIENTO ELECTRICO ENTRE EL GENERADOR FV Y EL GRUPO DE CONVERSION DC/AC.

La instalación tiene un total de 180 paneles, que hay que interconectar de tal forma que las características eléctricas a su salida sean coherentes con la entrada al inversor.

Según lo calculado anteriormente se dispondrá de 3 inversores con 60 módulos conectados a cada inversor. Teniendo en cuenta la tensión de la rama o cadena (que afecta a la tensión de entrada del inversor) y la intensidad total de las cadenas en paralelo (que afecta sobre todo a la elección de los cables) y para maximizar la eficiencia del inversor y hacer un correcto seguimiento del punto de máxima potencia se establece una configuración de 3 ramas de 20 módulos en serie conectadas a tres entradas de cada inversor: en total se agrupan los paneles en 9 ramas de 20 paneles cada una, para un total de  $20 \times 9 = 180$  que entregan una potencia de 50,4 kWp.

Características eléctricas del generador fotovoltaico	
Potencia pico	50,4 kWp
Numero módulos fotovoltaicos	180
Superficie captante	351 m <sup>2</sup>
Numero de cadenas	9
Inclinación , Azimut	30°, 27°
Tensión máxima @STC (Voc)	887,4 V
Tensión a la máxima potencia @STC (Vm)	706,6 V
Corriente de corto circuito @STC (Isc)	25,35 A
Corriente a la máxima potencia @STC (Im)	23,79 A

Tabla.41. Características eléctricas del generador fotovoltaico

<b>Características eléctricas del subgenerador fotovoltaico</b>	
Potencia pico	16,8 kWp
Numero módulos fotovoltaicos	60
Superficie captante	117 m <sup>2</sup>
Numero de cadenas	<b>3</b>
Inclinación , Azimut	30°, 27°
Tensión máxima @STC (Voc)	887,4 V
Tensión a la máxima potencia @STC (Vm)	706,6 V
Corriente de corto circuito @STC (Isc)	25,35 A
Corriente a la máxima potencia @STC (Im)	23,79 A

Tabla.42. Características eléctricas de cada sugenerador fotovoltaico

<b>Características eléctricas de cada cadena</b>	
Numero módulos fotovoltaicos en serie	20
Potenza nominal	5,6 kW
Tensión a circuito abierto (Voc)	887,4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,45 A
Corriente a la máxima potencia (Im)	7,93 A

Tabla.43. Características eléctricas de las cadenas de módulos

Según inversor elegido y configuración serie-paralelo de los módulos y características de entrada de continua del inversor, rangos de tensión, intensidad, números de circuitos continua, etc. se ha de atender a las características en condiciones STC a 25° C (en la práctica pocas veces van a trabajar a esas temperaturas) y trasladar estos a valores a temperaturas de -10° C. Haciendo esos cálculos se ha de comprobar si la tensión en la entrada de continua se va fuera de rango y provocar disparos en el inversor por sobretensiones.

<b>Inversor 1,2,3</b>	
Límite de tensión	Tensión mínima a la temperatura del módulo de 70°C (578,81 V) > Tensión mínima de Mppt (460 V)
Límite de tensión	Tensión máxima a la temperatura del módulo de -10°C (805,99 V) < Tensión máxima de Mppt (850 V)
Límite de tensión	Tensión de circuito abierto a la temperatura del módulo de -10°C (986,79 V) < Tensión máxima del inversor (1000 V)
Límite de Intensidad	Intensidad de cortocircuito (25,35 A) < Máxima intensidad del inversor (37 A)
Límite de potencia	Dimensionamiento de potencia (80 %) < (100%) < (120 %)

Tabla.44. Verificación del acoplamiento eléctrico entre el GFV y el inversor.

## 14 ESTRUCTURA DE SOPORTE.

La estructura del generador FV debe proporcionar soporte a los paneles, aportar una orientación e inclinación adecuadas para el óptimo rendimiento de los módulos y debe resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la Código técnico de la Edificación. Tiene que ser de un material de gran resistencia, capaz de soportar las condiciones de intemperie, empleándose comúnmente aluminio anodizado y acero galvanizado en caliente.

Para el soporte de los paneles se opta por una estructura metálica prefabricada que cumpla con los siguientes requisitos:

- Soportar el peso propio de la estructura y de los paneles, transmitiéndolos adecuadamente a la cubierta del edificio.
- Soporta las solicitaciones indicadas en la normativa (sobrecarga), limitando las deformaciones a las máximas permitidas.
- Resistir la acción química ambiental.
- Permitir la dilatación y contracción de los paneles, debidas a los cambios de temperatura.

La primera regla para dimensionar y definir todos y cada uno de los elementos que formarán el conjunto fotovoltaico es obtener la mayor cantidad de datos de la zona: vientos (frecuencia e intensidad), temperaturas (máximas como mínimas), pluviometría, presencia de nieve en determinadas épocas del año, tipo de ambiente (si es o no corrosivo), etc.

En cualquier caso, se deben tener en cuenta aspectos relativos a resistencia de materiales, dilataciones térmicas, transferencias de cargas, estanqueidad, etc., ajustándose a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del CTE y demás normativa de aplicación.

No hay que olvidar que la reducción de la seguridad puede llevar a daños en la estructura de cubierta, especialmente en los casos de cubiertas ligeras o sensibles a un aumento de cargas significativo. En elementos locales, donde las cargas en vez de repartirse en un área de influencia, se transmiten directamente sobre los apoyos de los paneles (ya sean los rastreles para las tejas o en correas), la situaciones son más preocupantes si no se han dimensionado para ellos. En cubiertas inclinadas, y cuando mayor sea la inclinación, mayor es la repercusión, ya que en la evaluación inicial, las cargas son menores.

La cubierta del edificio “Pabellón Polideportivo”, tiene las siguientes características básicas:

- Geometría curva, no transitable
- Cubierta tipo Deck.
- Superficie aproximada disponible: xxxx m<sup>2</sup> (xxx x xxx m<sup>2</sup>).
- Sobrecarga de uso: 100 kg/m<sup>2</sup>
- Estructura de soporte de madera laminada.





Fig. 50. Vista interior del Pabellón, detalles de la estructura.

Hay dos posibles soluciones para el diseño de la estructura de soporte: Una estructura coplanaria con la cubierta o una estructura inclinada  $30^\circ$  respecto a la horizontal.

Respecto a la inclinación, en muchas instalaciones se optimiza el diseño para obtener los valores máximos de salida del campo fotovoltaico para cada mes del año, o bien con variación de la



posición dos o tres veces al año. En nuestro país, el valor de inclinación fija para la mayor producción anual es de  $30^\circ$  respecto al horizontal y orientados hacia el sur. Existen modelos de estructuras de soporte que cuentan con dos o tres posiciones, permitiendo al usuario variar la inclinación del generador según la estación, pero ésta no es la práctica más empleada, bien porque como en nuestro caso la estructura no es fácilmente accesible o porque el usuario prefiere realizar el mínimo número de operaciones posible.

La primera opción consiste en adaptar la inclinación de los paneles a la cubierta, en este caso la estructura de soporte se montaría coplanaria a la superficie de la cubierta, sin sustitución de los materiales que constituyen las superficies de soporte. Esta opción tiene como ventajas: una mayor integración arquitectónica, menor superficie ocupada y menor carga de viento, por lo que el impacto es menor. Sus inconvenientes son una inclinación no óptima, una inclinación distinta para cada cadena de paneles y por tanto pérdida de rendimiento, consecuentemente para conseguir la misma producción se necesitan más paneles, más inversores o inversores con varios seguidores del punto de máxima potencia y mayor inversión inicial.

La segunda opción consiste en montar el panel buscando el ángulo óptimo sobre una estructura con soporte inclinados  $30^\circ$  respecto a la horizontal, en este caso el ángulo de los soportes para cada cadena de paneles variará en función de la inclinación de la cubierta.

Se opta por la segunda opción, que consiste en la construcción de una estructura de soporte inclinada  $30^\circ$  respecto a la horizontal a base de una subestructura perfiles anclados a la cubierta que actuaran de base para los ángulos de soporte sobre los que se montaran los módulos. Esta solución se integra bien en la cubierta dada su inclinación variable, pero tiene la desventaja de que la acción del viento sobre los módulos es mayor.

En la estructura influirá, la inclinación adoptada para el panel, el tipo de soporte utilizado y finalmente, la estructura de la cubierta existente.

En cuanto al primero de los factores, cuanto más vertical se instale el panel, la superficie horizontal proyectada será menor y, por tanto, la repercusión del peso propio se incrementará, no obstante el peso propio es una parte poco significativa de los esfuerzos a que va a someterse la estructura debido a las cargas de viento.

Para reducir la carga del viento se dejaran espacios para que circule entre los módulos y así reducir la resistencia que oponen a éste, a la vez que sirve como refrigeración para los módulos.

La estructura sobre la cubierta se subdivide en dos bloques separados idénticos, sobre los cuales se instalarán los módulos fotovoltaicos, según se puede observar en la figura:

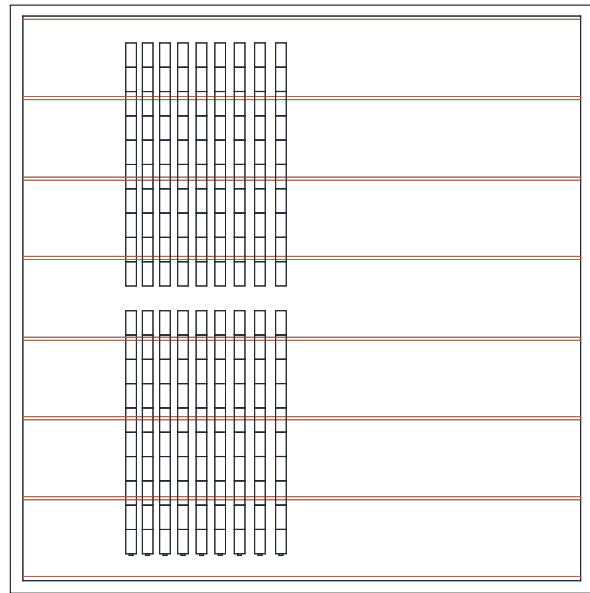


Fig. 51. Distribución de bloques estructurales en la cubierta

Uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta son los puntos de apoyo, pues de ellos depende la solidez del conjunto. De nada sirve tener un angular que soporte vientos fuertes, si no afianzamos de forma segura la estructura sobre la cubierta o cualquier otro lugar. El anclaje debe resistir las fuerzas que actuarán sobre la estructura y los paneles a consecuencia de la presión del viento que se ejercerá sobre ella.

Nuestra propuesta prevé la aplicación de una “subestructura” inferior constituida por perfiles de aluminio de tramos cortos con una longitud máxima de 3 metros para seguir la geometría curva de la cubierta, cuya función será dar soporte a los angulares sobre los que se montarán los paneles. Los perfiles se montará transversales a las correas de madera de la cubierta, se adaptara a su inclinación, separados 1965 mm (longitud del panel) con puntos de anclaje en cada correa, que afianzará la estructura y le dará solidez al conjunto y repartirá las cargas uniformemente.

Existen diversos tipos y modelos de estructuras de soporte para módulos solares. La mayor parte de estas estructuras están prediseñadas por los fabricantes, lo que facilita su elección y montaje. Pueden darse casos que la instalación requiera una solución no estandarizada, ya sea por tamaño, forma constructiva o criterios de integración arquitectónica.

Se elige una estructura fotovoltaica de aluminio prediseñada de la casa **K2 Systems**, para techos inclinados. Las estructuras están formadas por perfiles y angulares de aluminio y elementos de anclaje de acero inoxidable.

Las estructuras K2 Systems están fabricadas en una aleación de aluminio 6063 T66 AlMgSi 05 F22., especialmente resistente al agua del mar y también en ambientes salobres,

por lo que, además, está recomendada para instalaciones en lugares costeros, excepto la tornillería y piezas de agarre que están fabricadas en acero inoxidable.

Para evitar que se produzca el efecto de deslizamiento de la superficie inclinada, la unión de la subestructura con las correas de madera de la cubierta del edificio se realizará mediante pernos de anclaje, las penetraciones de los pernos de anclaje serán impermeables.

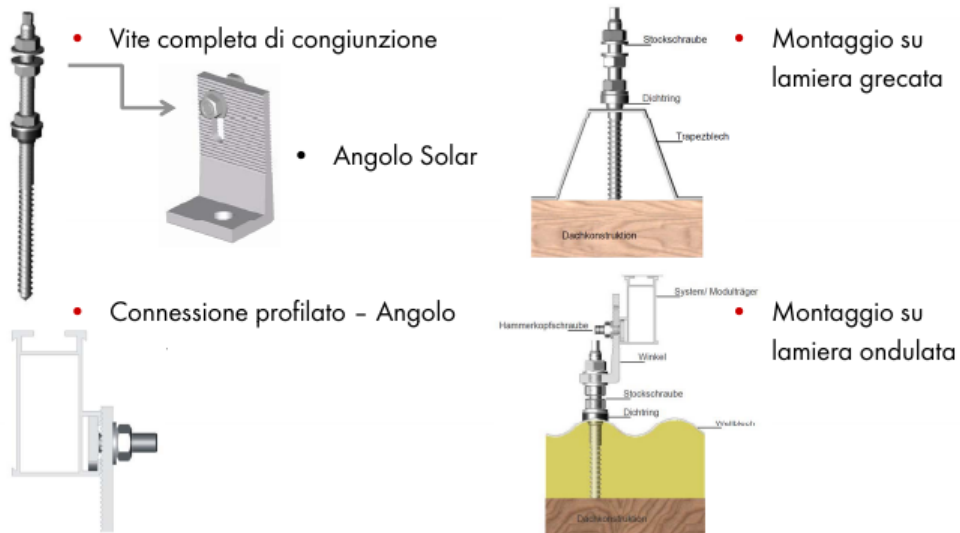


Fig. 52. Ejemplo de pernos de anclaje para madera.

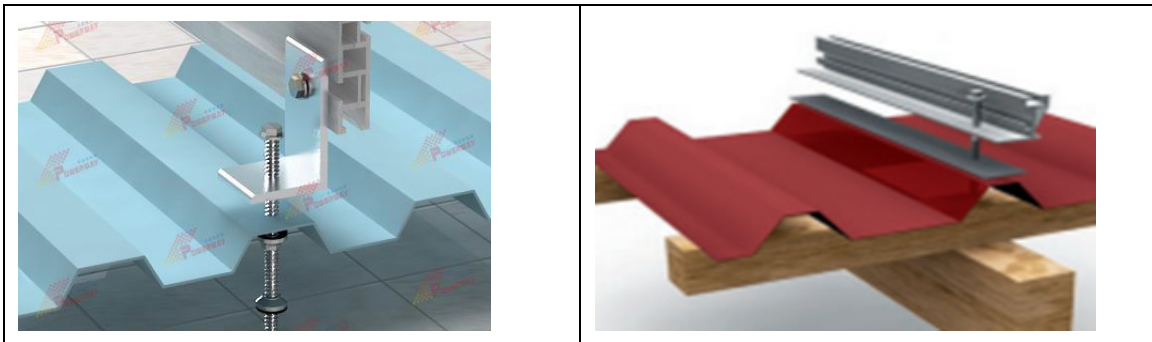


Fig. 53. Ejemplo de fijación de los carriles principales

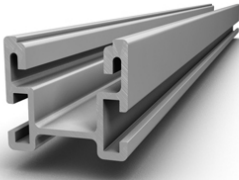
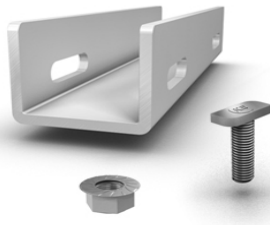
La instalación en la cubierta de un edificio el anclaje normalmente no presenta inconvenientes, pero debemos de asegurar la impermeabilidad y no permitir que puedan producirse depósitos de agua que perjudiquen posteriormente. Un sistema rápido y seguro, es taladrar el techo introduciendo un espárrago roscado con sus tuercas y arandelas, tanto por abajo como por arriba,





dejando firmemente seguro el anclaje de la estructura. Para dejar el conjunto perfectamente impermeabilizado, se sellan con silicona todas las uniones para impedir el paso de agua.

Los paneles solares necesitan su propia subestructura para su inclinación correcta. Sobre la subestructura se instalará una estructura de angulares auxiliar y anclado en la estructura base a través de un sistema de anclaje a base de perfiles de aluminio que les proporcione la inclinación apropiada sobre los cuales se fijarán los paneles. La tortillería será de acero inoxidable.

En cualquiera de los casos, la conexión entre panel y subestructura deberá ser elástica para evitar que las fluctuaciones de tamaño que el panel puede llegar a sufrir por las variaciones térmicas se transmitan a la estructura del edificio

Especial importancia tiene la puesta a tierra del marco de los paneles y el conjunto de toda la estructura metálica de soporte.

	<p>K2 Crossrail</p> <table border="1" data-bbox="821 918 1396 985"> <tr> <td>S (mm)</td> <td>36</td> <td>48</td> <td>62</td> <td>90 mm</td> </tr> <tr> <td>L (cm)</td> <td>160</td> <td>210</td> <td>290</td> <td>450 cm</td> </tr> </table> <p>Carril de montaje rápido con la confirmación estática para zonas bajas nieve y tramos cortos. Instalado desde arriba utilizando el K2 Escalador 36/48. Adecuado como carril arriostramiento transversal Longitud estándar del tramo Material: T66 de aluminio EN AW-6063</p>	S (mm)	36	48	62	90 mm	L (cm)	160	210	290	450 cm
S (mm)	36	48	62	90 mm							
L (cm)	160	210	290	450 cm							
	<p>K2 Set Rail Crossrail conector</p> <table border="1" data-bbox="821 1288 1396 1332"> <tr> <td>S (mm)</td> <td>36</td> <td>48</td> <td>62</td> <td>90 mm</td> </tr> </table> <p>Conector de carril de aluminio como elemento de conexión entre dos travesaños El conjunto se compone de: 1 conector de Ferrocarril (P1002284), Aluminio 4 T-Bolts M8 x 20 (P1002387), acero inoxidable 4 tuercas M8 (P1000043), acero inoxidable</p>	S (mm)	36	48	62	90 mm					
S (mm)	36	48	62	90 mm							

	<p>K2 Perno Hanger CR, pre-ensamblado como un conjunto, para perfiles ondulados sobre subestructura de madera - La suspensión del perno está equipado con una rosca métrica extra larga que permite el ajuste de altura variable. Con el escalador preensamblado el K2 Crossrail 36/48 fácilmente se puede fijar desde arriba. Aprobación técnica disponible.</p> <p>El conjunto se compone de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>1 Perno de suspensión</li> <li>Tuerca 3 Collar con rifle, de acero inoxidable</li> <li>1 Escalador por Crossrail</li> <li>1 sello de caucho EPDM</li> <li>1 Lavadora de acero inoxidable</li> <li>1 Placa de adaptación con ranura larga de 11 x 39 mm, de acero inoxidable</li> </ul>
	<p>K2 Triangular, pre-ensamblado</p> <p>Material: Aluminio</p>
	

Las actuaciones que se llevarán a cabo para el anclaje de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos a la cubierta consistirán en la ejecución de los taladros en la propia cubierta, así como las debidas impermeabilizaciones, que consistirán en el sellado de todas las juntas a fin de garantizar la estanqueidad del conjunto.

Los soportes se fijan a la cubierta a través de los accesorios de fijación correspondientes, suministrados por el mismo fabricante de la estructura soporte.

Posteriormente se dará la inclinación necesaria a estos y se fijarán en su posición definitiva, para recibir a los módulos, fijados a estos mediante elementos de fijación rápida (grapas de fijación rápida). Es importante la separación entre paneles así como la separación mínima con respecto a la cubierta, a fin de garantizar una correcta ventilación de estos.

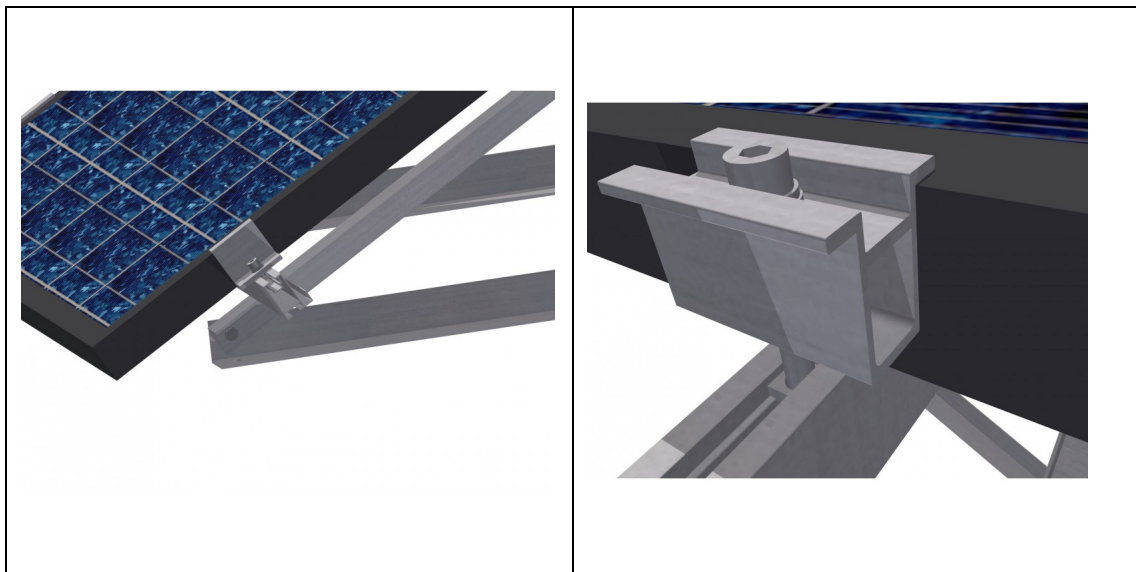
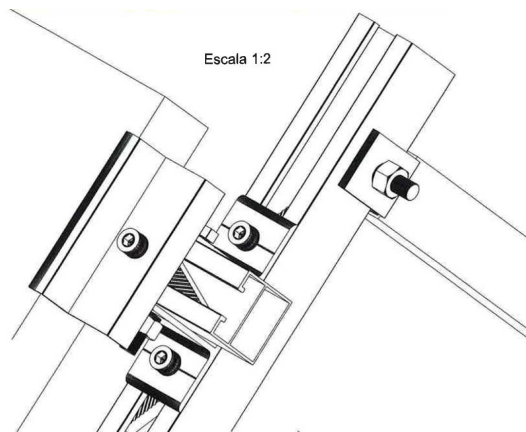


Fig. 54. Ejemplo de grapas y accesorios de fijación de los módulos.

La carga de los paneles solares se estiman en 0.25 kN/m<sup>2</sup> y la repercusión de la estructura de soporte en carga superficial puede oscilar entre 0.12 y 0.06 kN/m<sup>2</sup>. Por tanto se puede evaluar el peso total repartido en carga superficial en una carga media de 0.34 kN/m<sup>2</sup>. Para trasladar a valores de carga superficial el peso de dichos elementos, se ha tomado el peso del equipo completo más el de la estructura dividiéndolo entre el área ocupada en planta de la estructura de apoyo.

La instalación del generador fotovoltaico en la cubierta del pabellón, implica agregar a la estructura del edificio un peso total aproximado de 29883,32 kg repartido entre los módulos FV, estructuras de montaje, cables y otros componentes, que distribuidos en el área escogida para la instalación, es equivalente a 10,86 kg\*m<sup>2</sup>. Esta sobrecarga es admitida por el edificio, dada las características constructivas y el estado estructural

Para reducir la presión sobre el conjunto, la estructura de soporte se debe diseñar para permitir dejar un hueco entre módulo y módulo, con el fin de que el aire pueda circular entre los módulos, ejerciendo menos presión que si los paneles están juntos unos a otros. Esta distancia puede estar alrededor de los dos centímetros. Es aconsejable, en todos los casos, la inserción de tirantes entre las patas de la estructura para obtener una mayor resistencia mecánica del soporte.

A los efectos de ilustrar el efecto del viento, supongamos que disponemos de una superficie de paneles de 1 m<sup>2</sup>, y en la zona donde están instalados pueden producirse vientos de 200 km/h. La fórmula que expresa la presión máxima del viento es:

$$P = \frac{F}{S} = 0,11 \cdot V^2 \Rightarrow F = 0,11 \cdot V^2 \cdot S$$

Donde:

- F es la fuerza del viento en kp
- V es la velocidad del aire en m/s
- S es la superficie receptora en m<sup>2</sup>
- P es la presión del viento en kp/m<sup>2</sup>

Si aplicamos los datos anteriores, resulta:

$$200 \text{ km/h} = 55,5 \text{ m/s}; F = 0,11 (55,5)^2 \cdot 1 = 338,8 \text{ Kp.}$$

Lo que demuestra el efecto que puede hacer el viento sobre un grupo de módulos solares, y nos hace pensar en las graves consecuencias de un mal anclaje o un erróneo diseño de la estructura que soporta el conjunto.



## 15 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Desde un punto de vista energético, el principio de diseño adoptado para el generador, es el de captar la máxima radiación solar disponible durante todo el año. En algunos casos, por ejemplo en plantas FV aisladas, el criterio de diseño es distinto, generalmente la optimización de la producción energética se orienta a ciertas épocas del año.

La energía eléctrica anual generada va a depender de tres factores:

- radiación solar incidente en el lugar de instalación;
- inclinación y orientación de los paneles;
- eficiencia de la instalación fotovoltaica

### 15.1 RADIACIÓN SOLAR.

El recurso solar es el primer paso para evaluar la producción de una planta FV. Esto significa que es necesario conocer la irradiación incidente anual en el generador FV. Dado que la radiación solar es variable en el tiempo, para calcular la energía eléctrica que puede producir un generador FV en un intervalo de tiempo fijo se considera la radiación relativa a ese intervalo, asumiendo que los rendimientos de los módulos son proporcionales a la insolación.

La potencia que suministra el generador fotovoltaico depende de la radiación solar incidente disponible y esta varía para cada lugar y para cada día del año, como consecuencia del cambio de la posición del sol, horas de insolación y de las condiciones climáticas y geográficas específicas de cada lugar.

En el núcleo del Sol se producen constantemente reacciones de fusión a temperaturas de millones de grados que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética.

La radiación emitida por el Sol, junto con su situación respecto de la Tierra, dan como resultado que sobre la atmósfera terrestre incida una cantidad de radiación solar casi constante. Por ello se ha definido la constante solar,  $B_0=1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$  (irradiancia promedio), que es la irradiancia proveniente del Sol, que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, situada fuera de la atmósfera, y a una distancia igual a la media de la existente entre la Tierra y el Sol, valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol y de la actividad solar.

Para especificar la radiación solar incidente en la superficie de la Tierra se definen los siguientes conceptos:

*Irradiancia (G)*: Es la densidad de potencia incidente por unidad de superficie, medida en  $\text{W/m}^2$ . La irradiancia máxima del sol en la superficie de la tierra es aproximadamente del orden de

1000 W/m<sup>2</sup>. La irradiancia varía diariamente por efecto de la rotación de la tierra alcanzando su valor máximo en días despejados a mediodía solar. También varía estacionalmente.

*Irradiación (H)*: Es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo y se mide en kWh/m<sup>2</sup>. (Aunque la Irradiancia y la Irradiación son magnitudes físicas distintas, coinciden numéricamente cuando la unidad de tiempo es la hora). Es habitual medir la irradiación sobre un plano horizontal (por motivos de convenio internacional). Su valor anual varía en función de la latitud del lugar. La variación estacional (de Enero a Diciembre) puede variar entre un 25% para latitudes cercanas al ecuador hasta un factor 10 en lugares con latitudes elevadas (hacia el Norte o Sur del ecuador).

La irradiancia tiene unidades de vatios por metro cuadrado (W/m<sup>2</sup>) de forma que la irradiancia es la densidad de potencia de luz del sol incidente. La irradiación tiene unidades de Ws/ m<sup>2</sup> o kWh/m<sup>2</sup>, es decir la energía recogida por metro cuadrado durante un intervalo de tiempo específico. Si el intervalo de tiempo considerado es un día o un año, se pueden utilizar los términos “irradiación diaria” o “irradiación anual”.

Para calcular la irradiación sobre la superficie terrestre hay que tener en cuenta que la atmósfera ejerce un efecto de redistribución de la radiación que recibe del Sol. Por ejemplo, en un día muy despejado una parte relativamente pequeña se convierte en radiación difusa, mientras que la mayor parte permanece como directa. En cambio, en un día nublado la redistribución de la radiación es mucho mayor. Las nubes densas tienen una fracción de energía reflejada muy alta, lo cual hace que en un día densamente nublado una gran parte de la radiación solar se refleje al espacio exterior. Además, la energía que logra pasar a través de las nubes es únicamente radiación difusa.

La radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo. La radiación reflejada depende de la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar y se mide con el coeficiente de albedo calculado para cada material.

La radiación del Sol, es reflejada al entrar en la atmósfera por la presencia de las nubes, el vapor de agua, etc. y dispersada por las moléculas de agua, el polvo en suspensión, etc. Al atravesar la atmósfera ésta actúa sobre la radiación solar, y las nubes reflejan parte de la radiación hacia el espacio. Algunos componentes atmosféricos como el ozono, el oxígeno, el dióxido de carbono, el vapor de agua y los aerosoles absorben algunas longitudes de onda de la radiación solar, y otros componentes como las gotas de agua o el polvo dispersan la radiación. La radiación que llega al suelo es en parte absorbida por el propio suelo y otra parte se refleja de nuevo hacia la atmósfera.

El resultado de estos efectos es la descomposici3n de la radiaci3n solar incidente sobre un receptor en tres componentes:

- *Radiaci3n directa (B)*: Formada por los rayos procedentes del Sol directamente es decir, que no llegan a ser dispersados.
- *Radiaci3n difusa (D)*: Aquella procedente de toda la b3veda celeste excepto la que llega del Sol. Originada por los efectos de dispersi3n mencionados anteriormente. Las propiedades direccionales de la radiaci3n difusa dependen, en gran medida, de la posici3n, forma y composici3n de las nubes y por tanto son variables en el tiempo
- *Radiaci3n del albedo (R)*: Procedente del suelo, debida a la reflexi3n de parte de la radiaci3n incidente sobre montaas, lagos, edificios, etc. El valor de la radiaci3n del albedo depende fundamentalmente del tipo de suelo (nieve, vegetaci3n, agua, etc.), depende muy directamente de la naturaleza de estos elementos. Esta se obtiene del cociente entre la radiaci3n reflejada y el incidente sobre una superficie.

Habitualmente la radiaci3n directa se suele representar mediante la letra B (o I), la Difusa mediante la letra D, la reflejada por la letra R y la global por la letra G.  $G=B+D+R$ .

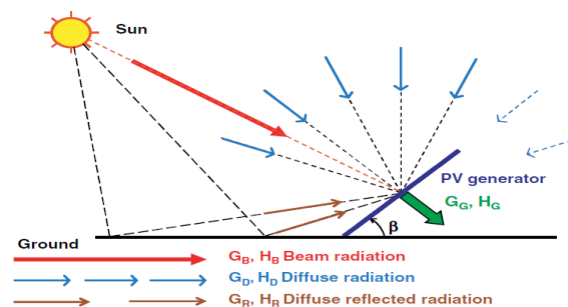


Fig.55. Descomposici3n de la radiaci3n solar incidente.

La suma de estas tres componentes da lugar a la *Radiaci3n Global (G)*, que es la que se utiliza para realizar los c3lculos de energa el3ctrica generada, si bien, para colectores t3rmicos el n3mero de horas de sol es el par3metro m3s significativo a la hora de efectuar un estudio previo de viabilidad de una instalaci3n en (no la energa total), ya que dichos colectores 3nicamente funcionan con rendimiento aceptable en las horas en las que los rayos solares les alcanzan de forma directa, para m3dulos fotovoltaicos, por el contrario, se debe considerar la energa total de radiaci3n, m3s bien que el n3mero de horas de sol, puesto que estos paneles pueden aprovechar tambi3n la radiaci3n difusa y de albedo, aun en condiciones de cielo nublado.

La figura 82 muestra el atlas de Espaa de irradiancia solar promedio [ $\text{kWh/m}^2/\text{día}$ ]. En el mapa solar la cifra en cada zona representa la energa en kWh que incide por  $\text{m}^2$  de superficie horizontal en un día. Generalmente, las medidas suelen referirse a la capital, por lo que los valores para otros

puntos de una provincia pueden ser diferentes, por lo que hay que calcular la radiación horizontal en el punto exacto donde se va a ubicar la instalación.

Se puede observar que la zona Valencia en la que se pretende ubicar la instalación, es ideal en términos de radiación solar.

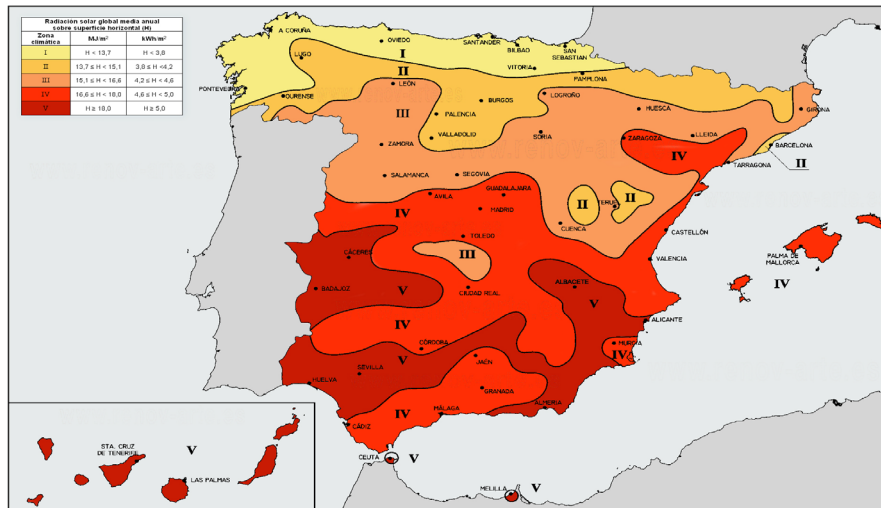


Fig. 56. Atlas de irradiación solar promedio de España.

### 15.1.1 EVALUACIÓN DE LA IRRADIACIÓN SOLAR.

Analizaremos ahora cuáles son los valores de radiación en el lugar de ubicación de la instalación y el máximo aprovechamiento disponible en función de las horas de sol medias, para ver el límite superior que disponemos.

Los datos sobre irradiación disponibles de forma más habitual en las bases de datos solares corresponden a una superficie horizontal orientada hacia el sur. Sin embargo los paneles fotovoltaicos están inclinados un determinado ángulo. En España, en instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, con el fin de optimizar la producción de energía en los meses de menor irradiación, suele estar inclinados entre 50° y 60° (se recomienda unos 15° más que la latitud) y para instalaciones conectadas a red 30°.

Para evaluar una instalación de balance neto con autoconsumo instantáneo necesitamos disponer datos de irradiación horaria sobre superficie horizontal (8760 datos para todas las horas del año).

A partir de los datos de irradiación horaria sobre la superficie horizontal hay que obtener los valores de irradiación horaria sobre superficie con la inclinación elegida.

Los datos de partida que se pueden obtener en institutos de meteorología u otras fuentes, por ejemplo:

- 1) Datos de irradiación horaria (kWh/m<sup>2</sup>) obtenidos en la Web del US Department of Energy: Energy Efficiency and Renewable Energy, EnergyPlus Weather File (EPW) from the ASHRAE International Weather for Energy Calculations (IWEC). ([http://www.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather\\_data.cfm](http://www.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm))
- 2) Datos de irradiación diaria media mensual (kWh/m<sup>2</sup>) obtenidos en la Web de la NASA SSE (*Surface meteorology and Solar Energy Data Set*) <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>
- 3) Datos de horas de sol medias mensuales obtenidas de la Web del Instituto Nacional de Meteorología (<http://www.inm.es>)
- 4) PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), Joint Research Centre, dependiente de la Comisión Europea. Este programa online permite calcular los niveles de radiación mensuales y horarios que recibirá cualquier lugar de Europa (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)
- 5) PVWatts Calculator, del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) del Departamento de Defensa de Estados Unidos. (<http://pvwatts.nrel.gov/>).

Existe software comercial comúnmente aceptado que disponen de años meteorológicos tipo para distintas localidades, así como métodos de estimación de la irradiancia sobre superficies arbitrariamente orientadas, por ejemplo METEONORM o PVSYST. Este último también permite la simulación detallada del sistema fotovoltaico.

Generalmente los datos disponibles para distintas poblaciones son datos de radiación global sobre superficie horizontal a partir de los cuales se puede calcular la irradiancia incidente sobre una superficie inclinada, la radiación solar mensual se expresa en términos de la radiación media diaria del mes expresada en kWh/m<sup>2</sup>/día. Las tablas 45 y 46 representan respectivamente para localizaciones diferentes los valores de la radiación solar anual promedio en el plano horizontal [kWh/m<sup>2</sup>] y los valores para cada mes [kWh/m<sup>2</sup>/día] según INM.

Localización	Radiación solar anual (kWh/m <sup>2</sup> )	Localización	Radiación solar anual (kWh/m <sup>2</sup> )
<b>A coruña</b>	1299	<b>Málaga</b>	1691
<b>Alicante</b>	1700	<b>Melilla</b>	1700
<b>Almería</b>	1710	<b>Murcia</b>	1722
<b>Arrecife</b>	1850	<b>Oviedo</b>	1152
<b>Badajoz</b>	1577	<b>Palma de</b>	1596
<b>Barcelona</b>	1488	<b>Salamanc</b>	1576
<b>Bilbao</b>	1150	<b>San</b>	1153
<b>Castellon</b>	1550	<b>Santander</b>	1229
<b>Girona</b>	1410	<b>Tarragona</b>	1530
<b>Huelva</b>	1755	<b>Teruel</b>	1410
<b>Huesca</b>	1480	<b>Toledo</b>	1670
<b>Ibiza</b>	1610	<b>Valencia</b>	1577
<b>Leon</b>	1511	<b>Valladolid</b>	1522
<b>Logroño</b>	1356	<b>Vitoria</b>	1178
<b>Madrid</b>	1622	<b>Zaragoza</b>	1624

Tabla 45 Radiación solar anual en el plano horizontal

Localización	Latitud	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiemb	Octubre	Noviembr	Diciembr	Media
Alicante	38	2.5	3.6	4.8	5.6	6.4	7.3	7.3	6.3	5.4	4.0	3.0	2.2	4.87
Albacete	39	2.7	3.3	5.1	5.8	6.5	7.5	7.5	6.7	5.7	3.8	2.7	2	4.94
Almería	36,9	2.8	3.6	5.1	5.7	6.6	7.2	7.1	6.5	5.5	4.2	3.0	2.5	4.98
Barcelona	41,4	1.6	2.5	3.7	4.4	4.8	6.1	5.8	4.9	3.9	2.8	2.2	1.4	3.68
Badajoz	39	2.3	2.9	4.4	5.4	6.5	7.1	7.4	6.5	5.1	3.5	2.6	1.8	4.63
Bilbao	43	1.2	1.8	2.8	3.7	4.0	5.0	4.9	4.3	3.8	2.4	1.6	1.1	3.05
Burgos	42,3	1.6	2.3	3.8	4.6	5.6	6.6	6.5	5.9	4.8	2.9	2.1	1.3	4.00
Cádiz	36,5	2.7	3.5	5.1	5.7	6.6	7.2	7.4	6.6	5.7	4.3	3.1	2.3	5.02
Córdoba	37,9	2.5	3.0	4.8	4.9	6.4	6.9	7.2	6.2	5.3	3.8	2.5	2.0	4.63
Ciudad	39	2.2	2.8	4.7	5.3	6.2	6.5	6.9	6.3	5.2	3.6	2.6	1.9	4.52
Castellón	40	2.1	2.8	4.3	5.1	6.2	6.7	6.7	5.7	4.7	3.6	2.4	2.1	4.37
Cuenca	40,1	2.5	2.8	4.4	4.6	5.5	6.3	7.1	5.8	5.3	3.8	1.9	1.7	4.31
G. Canaria	28,1	3.4	4.2	4.9	5.4	6.4	6.9	7.2	6.6	5.5	4.4	3.7	3.2	5.15
Granada	37,2	2.6	3.3	4.7	5.1	6.4	7.2	7.3	6.5	5.5	4.0	2.8	2.2	4.80
Jaca	42,6	2.0	2.7	4.7	6.0	6.4	7.4	7.3	6.3	4.9	3.4	3.0	1.2	4.61
León	42,6	1.9	2.4	3.9	4.5	5.2	6.2	6.5	5.7	4.6	2.9	2.0	1.4	3.93
Lérida	41,7	1.6	2.5	4.0	4.8	5.5	6.0	6.0	5.3	4.4	3.2	1.9	1.3	3.88
Logroño	42,5	1.7	2.5	4.1	4.9	5.7	6.8	7.0	6.1	4.9	3.3	2.0	1.4	4.20
Lugo	43	1.6	2.3	3.7	4.9	5.1	6.4	6.4	5.7	4.6	2.9	1.9	1.3	3.90
Lanzarote	28,5	3.2	4.1	4.8	5.6	6.0	6.2	6.3	5.8	4.9	4.2	3.4	3.0	4.79
Madrid	40,4	2.0	2.9	4.3	5.4	6.5	7.3	7.6	6.7	5.3	3.6	2.4	1.8	4.65
Málaga	36,7	2.4	3.3	4.7	5.3	6.7	7.2	7.2	6.3	5.1	3.7	2.8	2.1	4.73
Melilla	35,3	2.8	3.6	5.0	5.7	6.6	7.0	7.0	6.2	5.2	4.1	3.1	2.6	4.91
Menorca	40	2.2	2.9	4.3	5.0	6.0	6.7	6.8	5.9	4.7	3.4	2.5	1.9	4.36
Murcia	38	2.3	3.2	4.7	5.4	6.3	7.2	7.4	6.1	5.0	3.7	2.7	2.1	4.68
P. Mallorca	39	2.0	2.6	4.2	4.9	6.0	6.7	6.7	5.9	4.6	3.3	2.4	1.8	4.26
Santander	43,4	1.3	1.9	2.9	3.9	4.5	5.1	5.2	4.4	3.8	2.4	1.6	1.1	3.18
Santiago	42,5	1.5	1.6	3.1	4.3	4.8	5.6	5.6	5.2	3.6	2.8	1.6	1.1	3.40
Sevilla	37,4	2.5	3.1	4.7	5.4	6.9	7.6	7.5	6.6	5.3	3.9	2.9	2.1	4.88
S. Sebastiani	43	1.7	1.9	2.9	4.4	4.4	4.2	4.3	3.5	3.7	2.0	1.5	0.8	2.94
Toledo	39,9	2.2	2.7	4.1	4.9	5.7	6.6	7.1	6.0	5.1	3.6	2.2	1.8	4.33
Valencia	39,5	2.2	3.0	4.5	5.5	6.0	6.8	6.9	6.0	5.0	3.6	2.8	1.9	4.52
Valladolid	41,7	1.9	2.4	3.7	4.3	5.3	6.0	6.4	5.8	4.4	2.9	2.1	1.1	3.86
Vigo	42	1.5	2.1	3.3	4.4	4.8	5.9	6.0	5.7	4.4	2.8	1.8	1.2	3.66
Zaragoza	41,7	1.8	2.6	4.1	5.4	6.2	7.2	7.3	6.3	5.2	3.6	2.2	1.5	4.45

Tabla46. Radiación solar mensual en el plano horizontal.

En la tabla 47, se indican los valores de radiación en Gandia utilizando el simulador PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), del Joint Research Centre, dependiente de la Comisión Europea. Los datos para Gandia son latitud 38°58'10" norte y longitud 0°10'25" oeste con una altura sobre el nivel del mar de 29 m.

Según el Join Research Centre de la Comisión Europea, los valores de irradiación solar medios diarios para cada mes, sobre una superficie horizontal, ubicada en las coordenadas mencionadas son las siguientes:

Mes	Nº días	$H_h$	$H_{opt}$	$H(30)$	$I_{opt}$	$T_D$	$T_{24h}$
Ene	31	2360	4030	3860	63	12.9	11.5
Feb	28	3270	4910	4760	55	13.6	12.0
Mar	31	4460	5620	5550	42	15.9	14.2
Abril	30	5780	6250	6290	27	17.8	16.2
Mayo	31	6580	6320	6460	14	20.7	19.3
Junio	30	7460	6790	7010	6	24.9	23.4
Julio	31	7500	7000	7200	9	27.2	25.7
Agosto	31	6490	6690	6780	21	27.7	26.2
Septiembre	30	4930	5860	5830	37	25.0	23.4
Octubre	31	3630	5090	4970	51	21.7	20.0
Noviembre	30	2530	4170	4010	61	16.6	15.0
Diciembre	31	2250	3950	3770	65	13.6	12.1
<b>Año</b>	<b>365</b>	<b>4780</b>	<b>5560</b>	<b>5540</b>	<b>35</b>	<b>19.8</b>	<b>18.3</b>

Tabla. 47. Valores de irradiación solar mensual en Gandia. PVGIS.

Lugar: 38°58'10" Norte, 0°10'25" Oeste, Elevación: 10 m.  
 Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF  
 El ángulo de inclinación óptimo es: 35 grados  
 Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.1 %  
 Hh: Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/día)  
 Hopt: Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m<sup>2</sup>/día)  
 H(30): Irradiación sobre plano inclinado:30grados (Wh/m<sup>2</sup>/día)  
 Iopt: Inclinación óptima (grados)  
 TD: Temperatura media del día (°C)  
 T24h: Temperatura media diaria (24h) (°C)

	<b>Gh</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>Gk</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>Dh</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>Bn</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>Ta</b> °C	<b>Td</b> °C	<b>FF</b> m/s
Enero	74	116	30	114	11,6	4,1	2,2
Febrero	87	119	40	101	12.4	5	2.2
Marzo	134	164	49	151	14.7	6.1	2.5
Abril	169	182	66	161	16.7	8.1	2.5
Mayo	194	190	81	168	20	11.8	1.9
Junio	212	201	77	197	24.5	15.2	1.9
Julio	225	217	74	222	26.8	18.2	2
Agosto	187	192	78	162	27.2	18.4	1.9
Septiembre	144	165	57	143	24.1	16.4	1.8
Octubre	113	149	42	137	20.4	13.4	1.8
Noviembre	78	115	31	113	15.4	7.4	2.1
Diciembre	66	105	28	101	12.6	5.3	2.3
Año	1680	1913	653	1770	18.9	10.8	2.1

Tabla 48. Valores de irradiación para GANDIA (Meteonorm).

### 15.1.2 ESTIMACIÓN DE LA IRRADIACIÓN SOBRE LA SUPERFICIE INCLINADA

En general, en el mejor de los casos, los datos de radiación solar disponibles son datos de irradiancia global horaria sobre la superficie horizontal. Para estimar la irradiancia global sobre superficies inclinadas es necesaria la utilización de modelos matemáticos. En primer lugar es necesario descomponer la irradiancia global horizontal en sus componentes directa y difusa horizontales.

Para obtener la radiación sobre superficies inclinadas y arbitrariamente orientadas, existen una serie de métodos y modelos bien desarrollados. Los modelos son diferentes en función si los datos sobre superficie horizontal son datos horarios, datos integrados diarios, o datos de medias mensuales. En la literatura se pueden encontrar numerosos modelos para ello, consistentes básicamente en ajustes polinómicos de los índices de claridad global y difuso. Los modelos más utilizados son los de Erbs y Pérez.

No hay un procedimiento para obtener directamente la radiación sobre superficies inclinadas a partir de la horizontal. El proceso consiste en primer lugar en realizar una descomposición de la radiación horizontal  $G(0)$  en sus componentes directa,  $B(0)$ , y difusa,  $D(0)$ , sobre superficie horizontal. Una vez que se tienen los datos de irradiancia directa y difusa horizontales, la



irradiancia directa sobre superficies inclinadas  $B(\alpha, \beta)$ , se puede calcular por geometría a partir de la horizontal. Para ello es necesario conocer con exactitud la hora (solar u oficial), siendo muy crítica para superficies en seguimiento, especialmente en las horas de salida y puesta del sol.

La radiación difusa inclinada,  $D(\alpha, \beta)$ , se estima de nuevo utilizando modelos matemáticos, siendo dos de los más referenciados los de Hay y Pérez y en ocasiones también se utiliza el modelo de Liu & Jordan.

La radiación reflejada,  $R(\alpha, \beta)$ , se suele obtener aplicando un coeficiente de albedo (habitualmente 0,2) a la irradiancia global horizontal, se estima como proporcional a la difusa horizontal corregida con el ángulo de visión de la superficie, determinado por su inclinación,  $\beta$ .

Finalmente se procede a la suma de cada una de las componentes para obtener la radiación global,

$$G(\alpha, \beta) = B(\alpha, \beta) + D(\alpha, \beta) + R(\alpha, \beta) \quad [1.44]$$

La utilización de los diferentes modelos da como resultado ligeras variaciones, que se ven acentuadas en el caso de superficies con seguimiento solar.

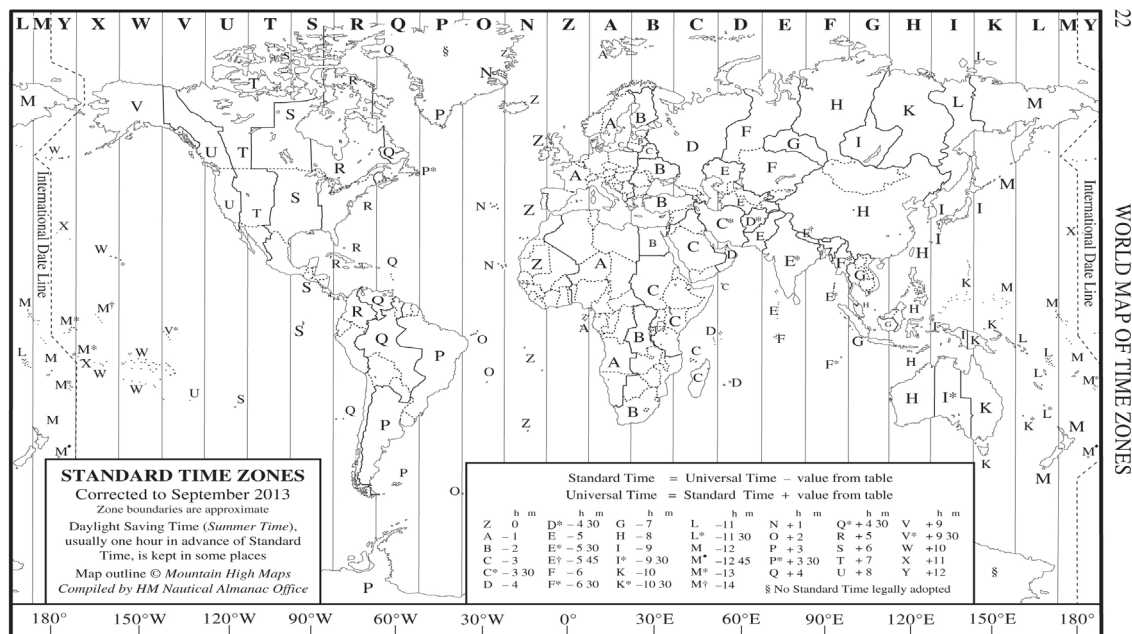


Fig.57. Mapa del mundo de las zonas horarias.

Existen algunas herramientas de software adecuadas destinadas a evaluar la irradiación de una superficie orientada e inclinada arbitrariamente para un emplazamiento específico (determinado por la latitud y la longitud). La mayoría de estas herramientas de software funcionan con una base de datos que se obtiene de dos formas: datos recopilados mediante mediciones del terreno y/o datos derivados de satélites. Normalmente, estas aplicaciones tienen un motor de software que permite

evaluar la irradiación mediante complejos métodos de interpolación teniendo en cuenta los datos de varias estaciones meteorológicas y/u observaciones de satélites alrededor del lugar donde se encuentra ubicada la planta FV.

Como ya se ha comentado existen numerosas fuentes de datos de radiación solar (METEONORM, PVSYST, NASA, Atlas Europeo de radiación solar, SATEL-LIGHT, PV-Design Pro, ISPRA-GIS, INM43, etc.) que no sólo varían en cuanto a la irradiación disponible sobre superficie horizontal, sino también en cuanto a los resultados de la aplicación de los diferentes métodos de cálculo de la irradiación disponible sobre superficies inclinadas o con seguimiento solar.

En este sentido, programas como Meteonorm, Sundry y Shell Solar Path hacen posible y facilitan la evaluación de la irradiación anual de un lugar determinado. También existen algunas herramientas de software online gratuitas para estimar la irradiación.

El proyecto PVGIS fundado por la CE (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) presta su apoyo mediante una excelente aplicación web. Las opciones de la aplicación, que ha sido diseñada para proyectos FV, hacen posible incluir muchas características técnicas de la instalación FV incluso si la instalación utiliza técnicas de seguimiento.

Por último, el sitio web de la NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/see/>) facilita datos de irradiación online, con los valores disponibles para cualquier lugar del mundo.

Para realizar un **estudio de autoconsumo instantáneo** necesitamos conocer los datos de irradiancia global horaria sobre superficie inclinada (8760 datos), que en nuestro caso han sido obtenidos del programa METEONORM. Es necesario resaltar que existe una incertidumbre asociada a la variabilidad de los datos de radiación solar que tomamos como referencia.

METEONORM es un programa mediante el cual se van a obtener los datos meteorológicos que se usarán en la simulación del GFV que se está estudiando.

El software METEONORM fue desarrollado por Jan Remund y Stefan Kunz de Meteotest - Suiza - quienes contaron con financiación parcial de la Oficina Federal de Energía de Suiza. La versión actualmente disponible es la 7.1.

METEONORM está basado en años de experiencia en el desarrollo de bases de datos meteorológicas para aplicaciones de energía. Es una referencia meteorológica de fácil manejo, incorporando un catálogo de datos meteorológicos y procedimientos de cálculo para aplicaciones solares y diseño de sistemas para cualquier localidad en el mundo.

En la versión actual, la mayoría de los datos se han tomado de GEBA (Global Energy Balance Archive), de la Organización Meteorológica Mundial (WMO/OMM) Normales Climatológicas y de la base de datos Suiza compilada por MeteoSwiss.

La finalidad principal de METEONORM, es calcular la radiación solar incidente sobre planos orientados arbitrariamente y en cualquier ubicación geográfica, habiéndose incorporado otras rutinas de cálculo que permiten complementar esta información con otros parámetros climáticos como: temperaturas de rocío, temperatura de bulbo húmedo, nubosidad, radiación infrarroja, iluminancia, presión atmosférica, grados día de calentamiento y velocidad y dirección de viento.

Para el desarrollo de METEONORM se tuvieron en cuenta numerosas bases de datos de distintas partes del mundo y se utilizaron modelos matemáticos desarrollados por diversos autores.

Principales características de METEONORM:

- Una base de datos que contiene datos climatológicos, para aplicaciones prácticas de la energía solar, de aproximadamente 7.400 estaciones meteorológicas distribuidas en todo el mundo.
- Uso de datos de satélite para áreas con poca densidad de estaciones meteorológicas.
- Parámetros: radiación, temperatura, humedad, precipitación, días con lluvia, velocidad y dirección del viento, y duración de la insolación.
- Un recurso computacional para generar los datos necesarios para poder utilizar programas de diseño de sistemas activos, pasivos y fotovoltaicos.
- Una herramienta que permite a los usuarios de programas de cálculo y diseño de sistemas solares, acceder a bases de datos uniformes.
- Modelo para interpolación de radiación solar y parámetros adicionales para cualquier localidad en el mundo.
- Importación de datos propios del usuario.
- Cálculo de la radiación solar para superficies inclinadas.

Para proceder al dimensionado de un sistema fotovoltaico mediante el método que utilizamos se necesitan conocer los datos horarios de radiación solar del lugar donde se desea realizar la instalación.

En caso de no disponer de ningún dato de una población se pueden tomar como válidos los de una población de latitud próxima y semejantes condiciones climáticas. También existen métodos estimativos a partir del número de horas de sol.

En el anexo III, se relacionan los datos horarios de la radiación incidente sobre los paneles en las condiciones de la instalación, un azimut de  $27^\circ$  y una inclinación de  $30^\circ$ , para Gandia con latitud  $38^\circ 58' 4''$  norte y longitud  $0^\circ 11' 4''$  oeste con una altura sobre el nivel del mar de 22 m .

Los valores de radiación, llevan asociada una incertidumbre que debe ser considerada al emplear las estimaciones de los apartados anteriores. Esta incertidumbre es mayor cuanto menor es el período de cálculo y más apreciable en el invierno que en el verano. El paso a la radiación en el plano inclinado aumenta la incertidumbre, agravando el problema.

En los siguientes gráficos se representan los valores de radiación sobre la superficie inclinada, datos de temperatura, viento etc.

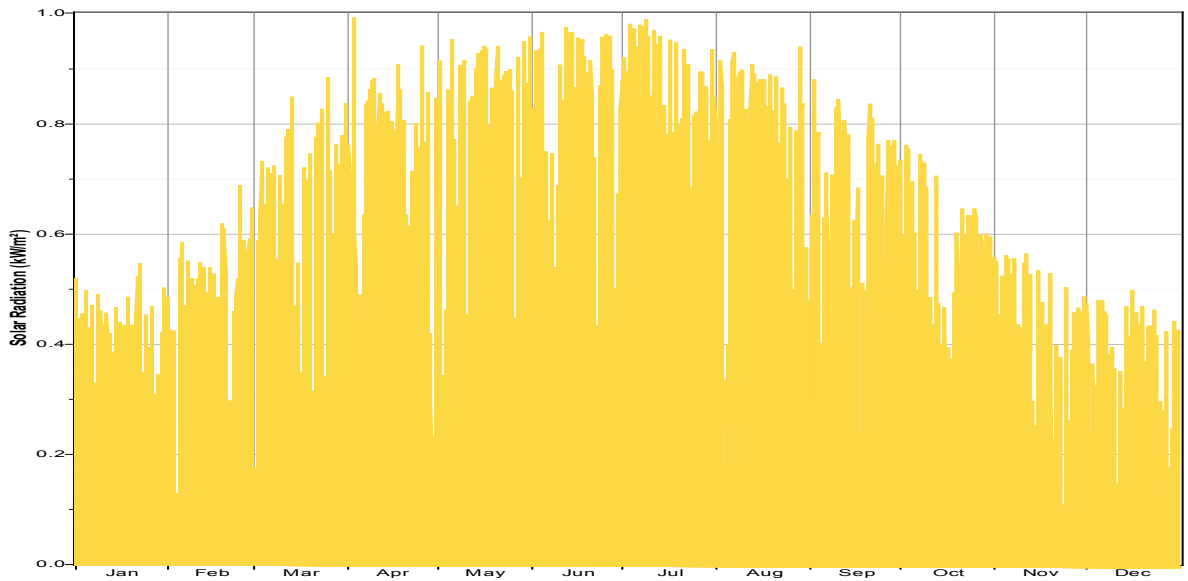


Fig.58. Valores horarios de irradiación kW/m<sup>2</sup>, Azimut 27°, inclinación 30° (fuente Meteonorm)

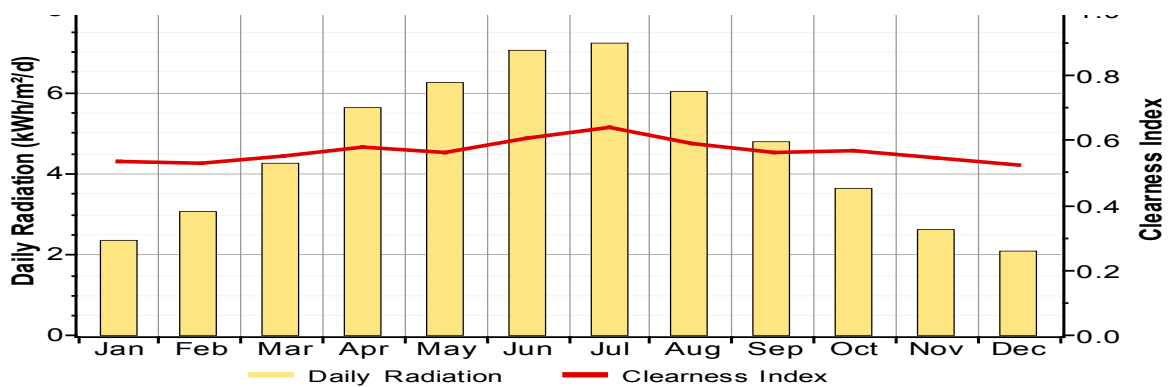


Fig.59. Valores diarios de irradiación kW/m<sup>2</sup>, Azimut 27°, inclinación 30° (fuente Meteonorm)

Mes	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /d)
Enero	0.534	2.356
Febrero	0.529	3.070
Marzo	0.550	4.262
Abril	0.578	5.606
Mayo	0.563	6.214
Junio	0.607	7.030
Julio	0.638	7.209
Agosto	0.590	5.998
Septiembre	0.566	4.752
Octubre	0.570	3.630
Noviembre	0.549	2.590
Diciembre	0.524	2.094
Promedio	0.576	4.575
Promedio Anual		4.580

Tabla.49. Valores diarios de irradiación kW/m<sup>2</sup>, Azimut 27°, inclinación 30° (fuente Meteonorm)

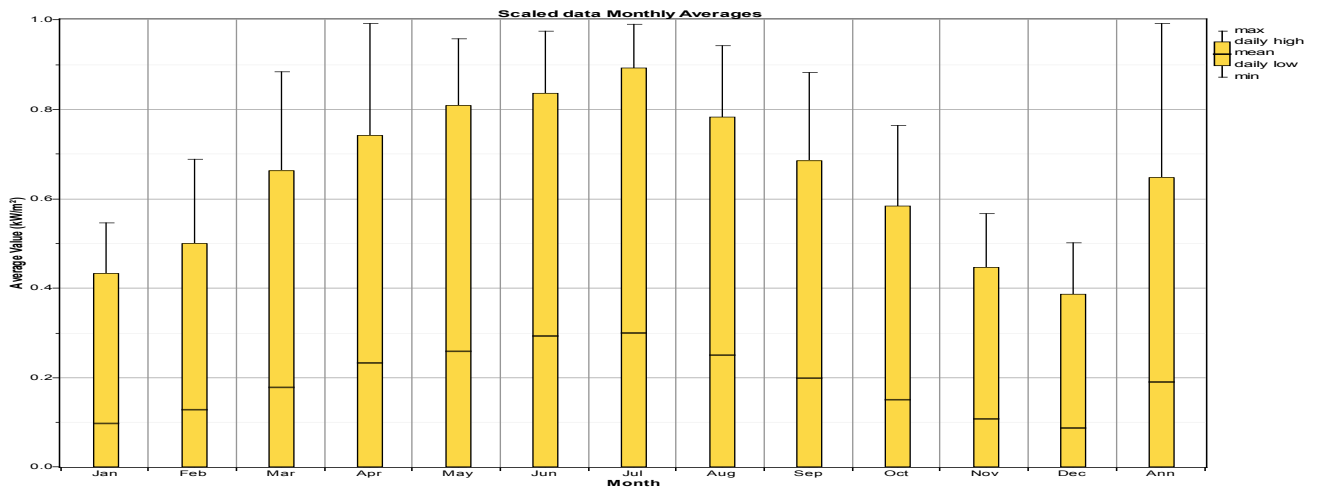


Fig.60. Valores máximos, medios y mínimos de la irradiación mensual en el emplazamiento.

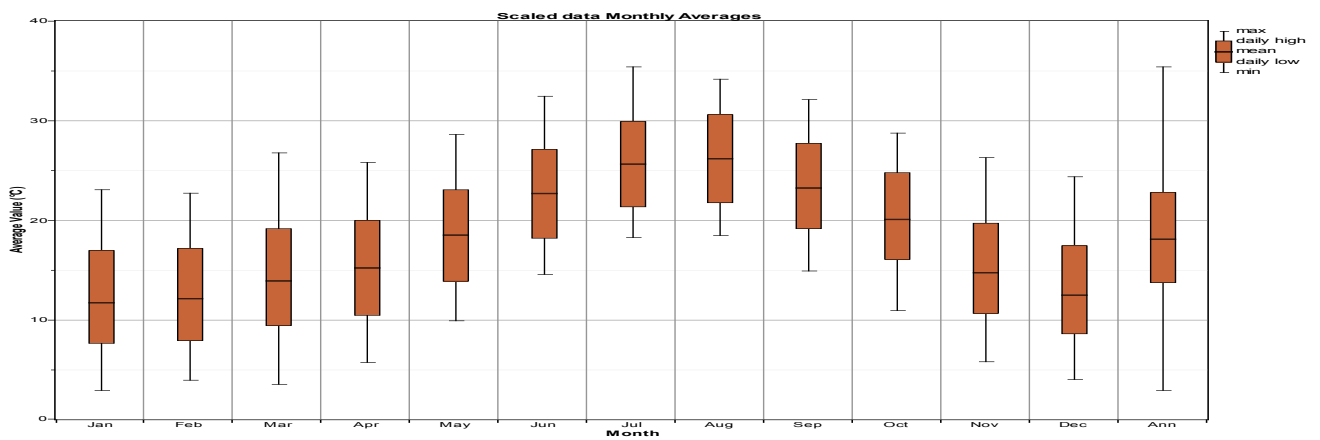


Fig.61. Valores máximos, medios y mínimos de la temperatura ambiental mensual en el emplazamiento.

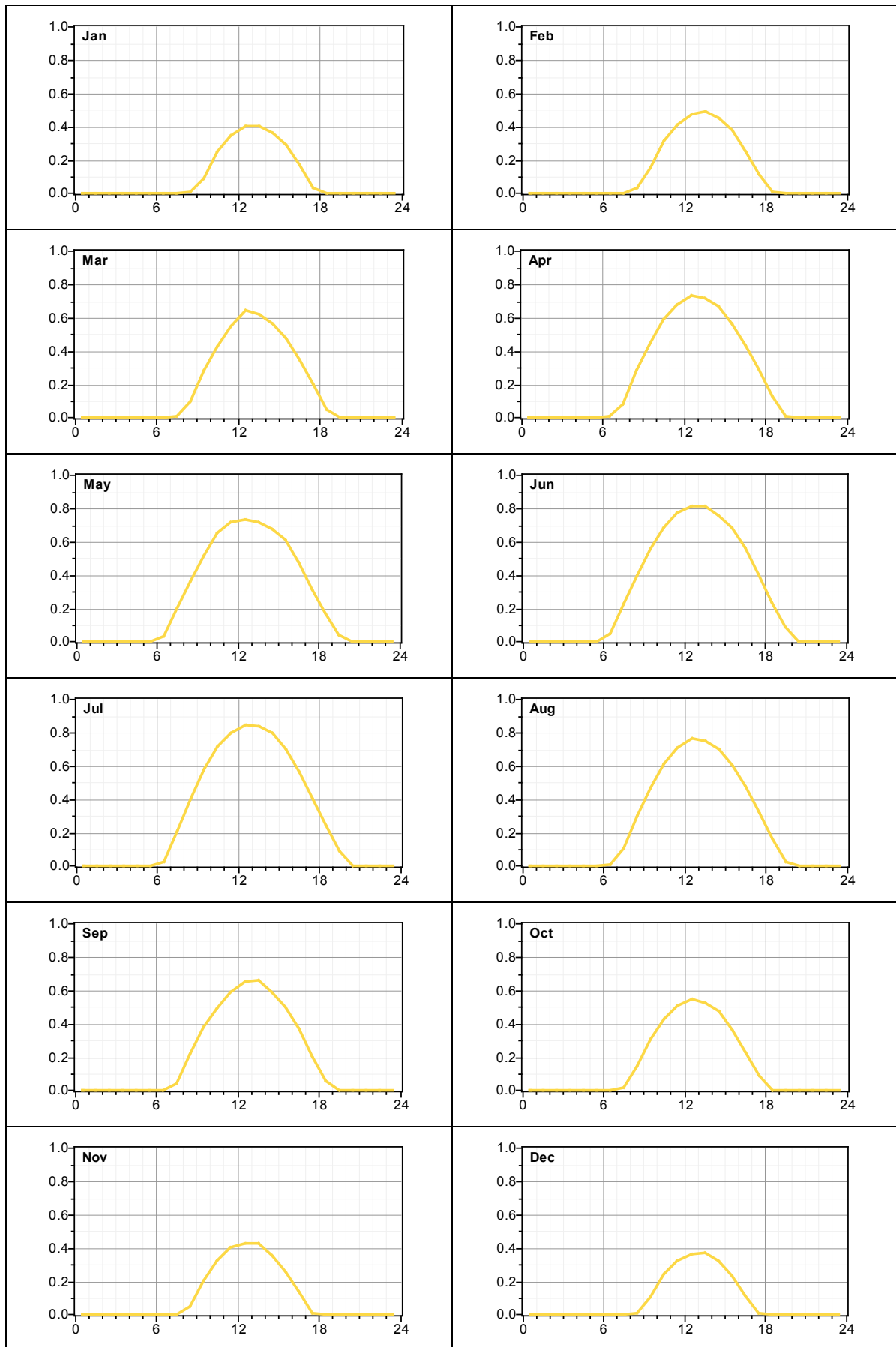


Fig.62. Valores horarios de irradiación kW/m<sup>2</sup>, Azimut 27°, inclinación 30° (fuente Meteonorm)

Irradiación en el plano FV (27°,30°) (W/m <sup>2</sup> )														
W/m <sup>2</sup>	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Diciem.	Total	Total*
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
7	0.0	0.0	573.0	282.9	1071	1265	985	418	0.0	0.0	0.0	0.0	4595	5
8	510	1124	3161	1733	2439	2503	2351	1833	1115	836	1797	624	20027	20
9	4688	5835	8702	5334	6773	6762	6248	5614	4560	4284	6128	4550	69478	69
10	8905	10777	13850	11283	12350	12462	12233	11175	10098	9168	9947	8514	130763	131
11	12692	14680	18472	16861	17514	17281	18015	16660	15524	13618	12759	13534	187609	188
12	16326	18237	21428	20192	20443	20939	22042	20057	19480	16622	16607	15233	227604	228
13	17049	18813	22830	21735	23491	23378	24627	23312	21181	20067	17149	16631	250262	250
14	16926	18841	23473	22307	23025	24599	25666	24902	22239	21496	16129	15191	254795	255
15	13617	14925	20232	21152	22021	23349	25468	24764	19891	19866	13464	11634	230383	230
16	10093	11408	16302	19823	20363	21049	23354	22638	16948	17251	8498	6622	194349	194
17	3659	6175	10701	17937	16643	17605	19250	17962	13676	11686	1205	323	136821	137
18	0.0	267.5	3882	12184	11410	12934	14392	12673	8679	5581	0.0	0.0	82002	82
19	0.0	0.0	0.0	6196	6317	7960	8256	6526	2979	80.7	0.0	0.0	38315	38
20	0.0	0.0	0.0	254.7	1568	2577	2820	1233	0.0	0.0	0.0	0.0	8452	8
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0
<b>Total</b>	104466	121082	163606	177274	185430	194663	205705	189767	156370	140474	103683	92855	1835456	1835
<b>Total*</b>	104.47	121.08	163.61	177.27	185.43	194.66	205.70	189.77	156.37	140.47	103.68	92.85		
	GTM+1			GTM+2						GTM+1				
<b>kW/m<sup>2</sup>/dia</b>	3.37	4.32	5.28	5.91	5.98	6.49	6.64	6.12	5.21	4.53	3.46	3.00		
<b>Total mes</b>	104.47	121.08	163.61	177.27	185.43	194.66	205.70	189.77	156.37	140.47	103.68	92.85		

 Tabla.50. Valores horarios de irradiación kW/m<sup>2</sup>, Azimut 27°, inclinación 30° (fuente Meteonorm)



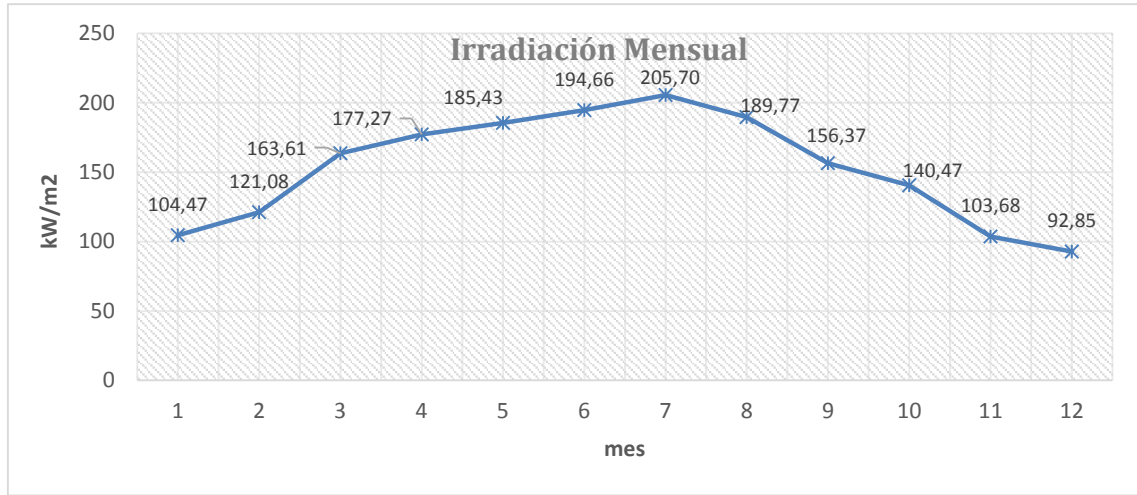


Fig.63. Irradiación mensual sobre el plano receptor (30°,27°).

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
104.47	121.08	163.61	177.27	185.43	194.66	205.70	189.77	156.37	140.47	103.68	92.85	1835.

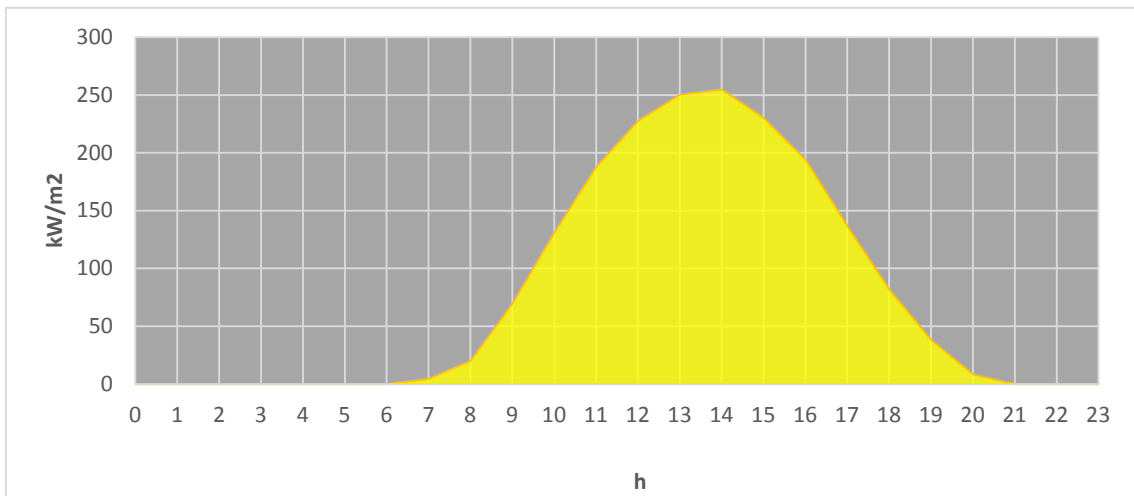


Fig.64. Irradiación diaria media sobre el plano receptor (30°,27°).

0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	20.0	69.5	130.8	187.6	227.6	250.3	254.8	230.4	194.3	136.8	82.0	38.3	8.5	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>							<b>1835.46 kW/m2.</b>																

## 15.2 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES

La energía que procedente del sol llega a la superficie de un generador FV depende básicamente del ángulo de inclinación que forma con la horizontal. En sistemas autónomos el ángulo óptimo de inclinación depende de los perfiles de consumo de la instalación, mientras que en sistemas conectados a red hay un ángulo óptimo de inclinación que maximiza la captación energética anual.

A la hora de estudiar la inclinación más adecuada con la que se debe orientar los generadores fotovoltaicos, de forma que la irradiación a la que se exponen sea la máxima posible, es necesario precisar la posición del Sol en cada instante para optimizar su rendimiento. El sistema más apropiado para definir cada una de estas posiciones es el de coordenadas polares. En este sistema el origen está situado en la posición del receptor. El plano fundamental es el horizontal, tangente a la superficie terrestre. La perpendicular a este plano en dirección a la semiesfera celeste superior define la posición del ZENIT del lugar o zenit local. En la dirección opuesta, a través de la Tierra, se sitúa el NADIR. Las direcciones principales sobre el plano horizontal son la Norte-Sur, intersección con el plano meridiano del lugar, y la perpendicular a ella Este-Oeste, intersección con el plano denominado primer vertical. Respecto al sistema anteriormente descrito, la posición del Sol se define mediante los siguientes parámetros:

- Latitud del lugar ( $\phi$ ): Es la complementaria del ángulo formado por la recta que une el zenit y el nadir con el eje polar. Es positivo hacia el Norte y negativo hacia el Sur.
- Meridiano del lugar: Circulo máximo de la esfera terrestre que pasa por el lugar, por el zenit y por el nadir.
- Distancia cenital ( $\theta_{zs}$ ): Es el ángulo formado por el radio vector punto-Tierra y la vertical del lugar. Es positivo a partir del zenit.
- Altura solar ( $\gamma_s$ ): Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. Ángulo complementario de la distancia cenital.
- Ángulo acimutal ( $\alpha$ ): Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección Sur. Positivo  $0^\circ$  a  $180^\circ$  hacia el Oeste y negativo hacia el Este  $0^\circ$  a  $-180^\circ$ .
- Horizonte: Lugar geométrico de los puntos con altura 0.

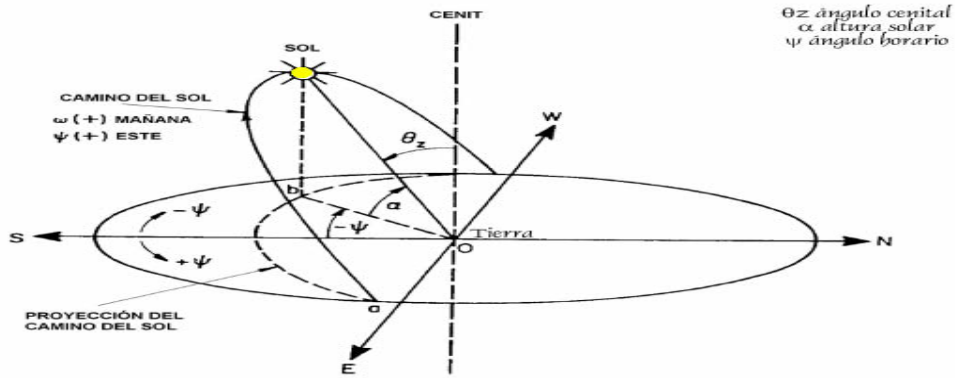


Fig.65. Sistema de coordenadas polares para determinar la posición del sol.

La duración de cada día del año, en un determinado lugar, depende de la latitud geográfica. Se define el orto del Sol como la aparición de éste por el horizonte, y el ocaso como la desaparición del mismo al otro lado del horizonte (aunque la refracción atmosférica hace que se vea el Sol a la hora del orto antes de realmente aparezca, y se sigue viendo en el ocaso después de que realmente haya desaparecido por el horizonte).

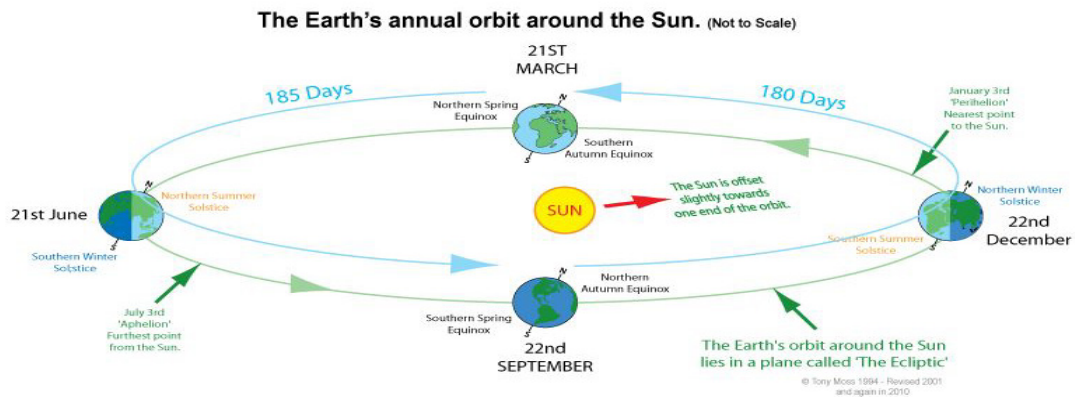


Fig.66. Órbita anual de la tierra alrededor del Sol.

Mediante aplicaciones informáticas es posible conocer en todo momento del año la posición exacta del sol, conociendo así la energía radiada sobre cualquier superficie de cualquier parte del planeta, permitiéndonos de este modo calcular la mejor orientación de la superficie para cada intervalo de tiempo.

La inclinación de una superficie permite aumentar la captación de energía solar. Mediante una superficie que esté continuamente apuntada al sol, con seguimiento solar, se maximiza en todo momento la energía recolectada.

La eficiencia máxima de un panel solar se obtendría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de  $90^\circ$ . En la práctica la incidencia de la radiación solar varía tanto en

función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos  $23,45^\circ$  respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, a una latitud definida la altura del Sol en el horizonte cambia diariamente. El Sol está posicionado en un ángulo de incidencia de  $90^\circ$  respecto a la superficie terrestre (zénit) en el ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios (figura 93).

La Tierra realiza una rotación diaria sobre sí misma, con la característica de que el plano del Ecuador no es paralelo al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol (eclíptica). El plano del ecuador terrestre mantiene la misma dirección a lo largo del año, presentando una inclinación fija de  $23^\circ 27'$  sobre el plano de la eclíptica, por lo que la declinación solar  $\delta$  (ángulo de la recta sol - tierra con el plano del ecuador), varía desde  $23^\circ 27'$  (solsticio de verano) hasta  $-23^\circ 27'$  (solsticio de invierno).

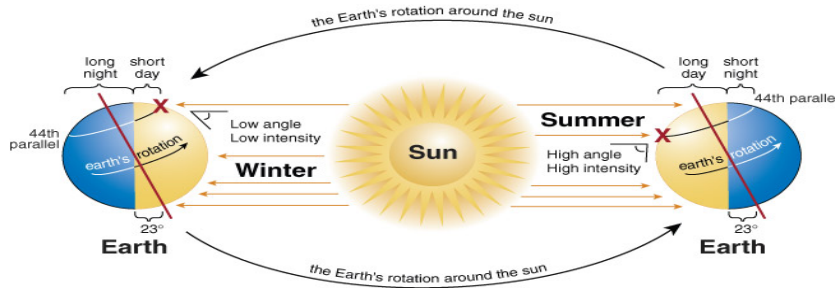


Fig.67. Influencia en la radiación solar por la inclinación del eje de rotación terrestre

En la figura 64 se muestra la fórmula para calcular el ángulo de altitud del sol en donde “n” es el número del día del año que comienza con el n=1 del 01 de enero y el n=365 que corresponde al 31 de diciembre. La declinación solar  $\delta$  ( $^\circ$ ) para cada día del año puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$\delta(^\circ) = 23,45 \cdot \text{sen} \left( \frac{360}{365} (n - 81) \right) \quad [1.45]$$

Siendo n el número de orden del día (para el 1 de enero n = 1; para el 31 de diciembre n = 365).

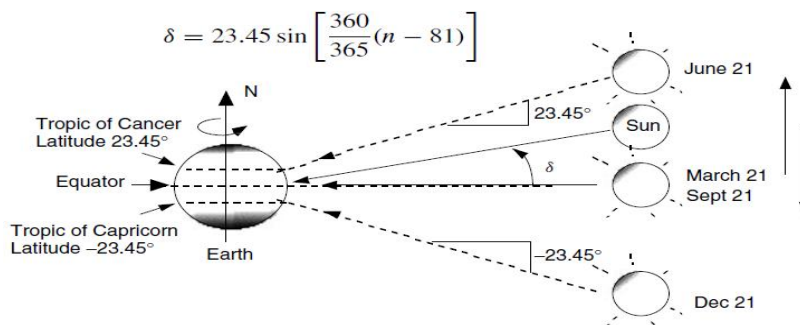


Fig.68. Calculo de del ángulo de altitud del sol.

Fuera de la latitud tropical el Sol no puede alcanzar el cénit sobre la superficie terrestre, pero alcanzará su punto más alto (dependiendo de la latitud) en el solsticio de verano en el hemisferio norte y en el solsticio de invierno en el hemisferio sur. Por tanto, si se desea inclinar los paneles de forma que reciban los rayos solares perpendicularmente al mediodía del día más largo del año es necesario conocer la altura máxima (en grados) que alcanza el Sol sobre el horizonte en ese instante, altura que se obtiene a partir de la fórmula siguiente:

$$\beta(^{\circ}) = 90^{\circ} - lat + \delta \quad [1.46]$$

Dónde:

- Lat., es el valor (en grados) de la latitud del lugar de instalación de los paneles;
- $\delta$  es el ángulo de la declinación solar [23,45°]

La latitud del lugar ( $\varphi$ ), es el complementario del ángulo que forman la recta cenit-nadir con el eje polar, definiéndose positiva para el hemisferio norte y negativa para el sur.

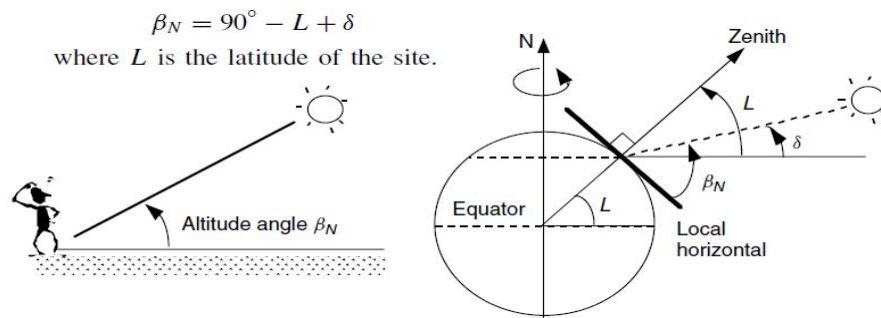


Fig.69. Calculo de del ángulo de inclinación.

Sin embargo, no basta conocer el ángulo  $\beta$  para determinar la orientación óptima de los paneles, es necesario considerar la trayectoria solar por el cielo en las diferentes épocas del año, por lo que el ángulo de inclinación debería calcularse teniendo en cuenta todos los días del año. Esto permite obtener una radiación total anual capturada por los paneles (y por lo tanto una producción energética anual) mayor que la obtenida bajo la condición anterior de incidencia de los rayos solares perpendicular a los paneles durante el solsticio.

**Orthographic Projection**

Location: 39.0°, 0.2°  
Sun Position: -179.7°, 27.5°

BRE VSC: 9.3%  
Overcast Sky: 6.4%  
Uniform Sky: 9.4%

Date/Time: 14.00, 21st Dec  
Percentage Shading: Behind  
HSA: 153.3°, VSA: 149.8°

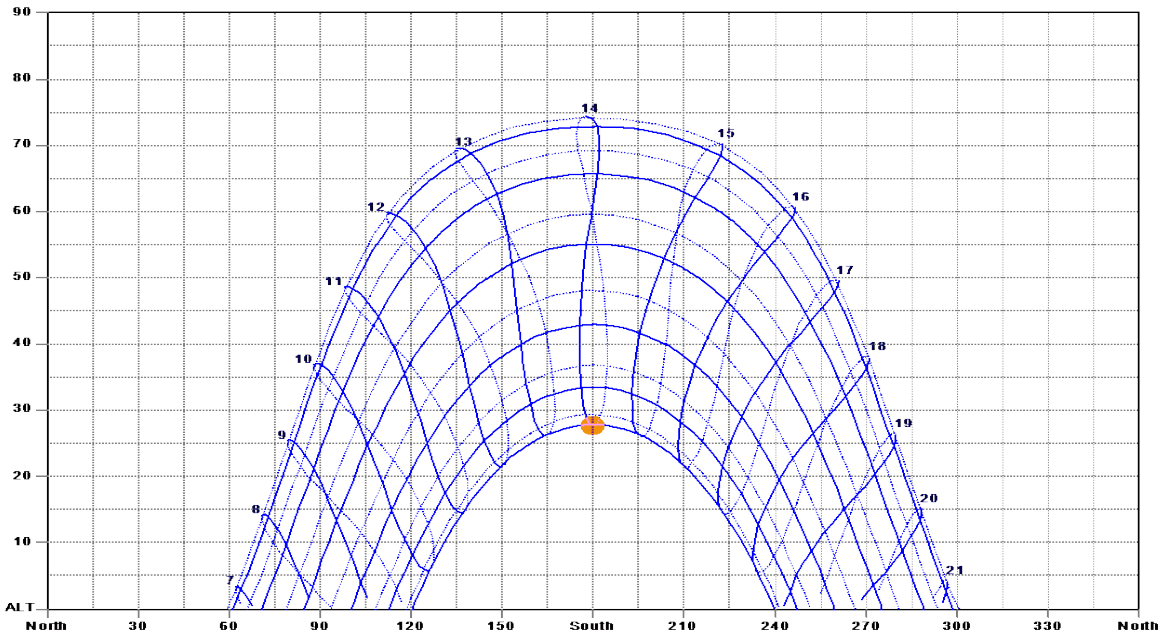


Fig.70. Recorrido del Sol a 39° de latitud Norte.

Los paneles fijos deben tener una orientación tan meridional como sea posible en el hemisferio norte para obtener una mejor insolación de la superficie del panel durante el mediodía local y en general al término del día.

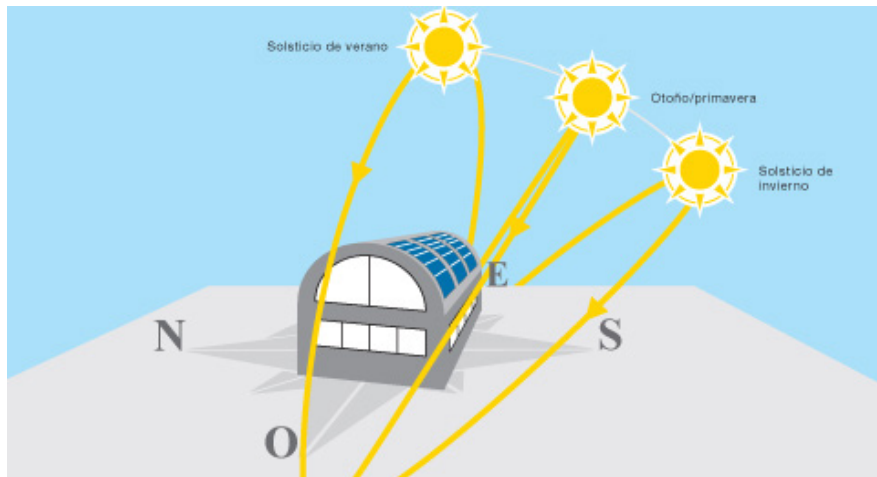


Fig.71. Ilustración del recorrido del Sol en diferentes épocas del año.

La orientación de los paneles puede indicarse con el *ángulo azimut* ( $\alpha$ ) de desviación respecto a la dirección óptima hacia el sur (para localizaciones en el hemisferio norte) o hacia el norte (para enclaves en el hemisferio sur).

Los valores positivos de los ángulos azimut muestran una orientación hacia el oeste, mientras que los negativos indican que la orientación es hacia el este.

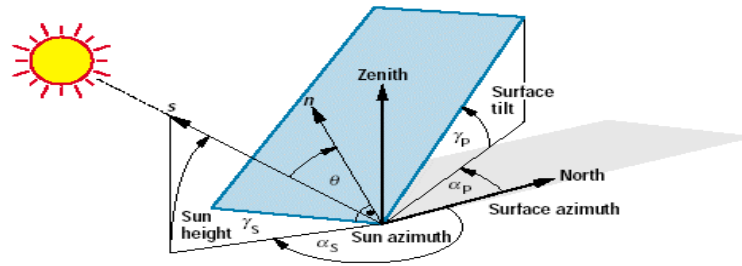


Fig.72. Cálculo de del ángulo de inclinación.

Cuando se trata de paneles montados a ras de suelo, la combinación de la inclinación y la orientación determinará la exposición de los propios paneles. Por el contrario, cuando los paneles se integran en edificios, la exposición dependerá de la inclinación y orientación de la azotea o tejado. Se obtienen buenos resultados mediante paneles con orientación sureste o suroeste con una desviación respecto al sur de hasta 45°. Las desviaciones mayores se pueden compensar ampliando ligeramente la superficie del colector.

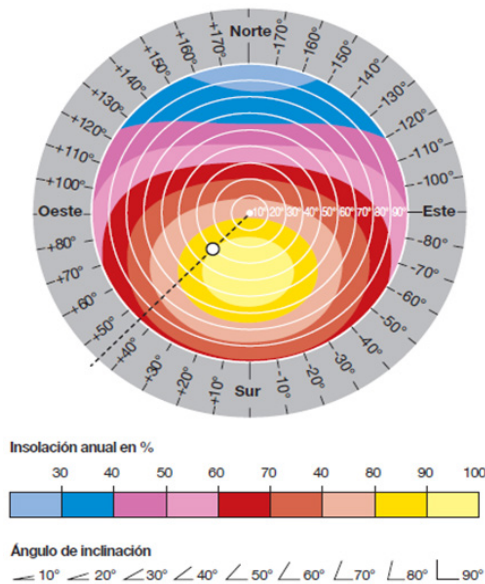


Fig.73. Cálculo de pérdidas por orientación. Ejemplo 45° suroeste=5%.

### 15.2.1 ANGULO ÓPTIMO DE INCLINACION DEL GENERADOR FV.

Como hemos dicho la orientación del generador FV viene definida por dos ángulos, uno acimutal,  $\alpha$ , o ángulo de la normal a la superficie respecto del ecuador del observador y por un ángulo de inclinación,  $\beta$ , de la superficie respecto de la horizontal.

La orientación (acimut) óptima coincide con el ecuador del observador,  $\alpha=0$ , (hacia el Sur en el hemisferio Norte y hacia el Norte en el hemisferio Sur) y es la orientación en la que se aprovecha de modo más completo a la largo del año la radiación del sol.



El valor de la irradiación sobre una superficie inclinada depende de dos ángulos que forma la superficie expuesta con dos planos. Dichos ángulo son el acimut  $\alpha$  y la inclinación  $\beta$  y se definen a continuación:

- **Ángulo de azimut  $\alpha$ :** definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.
- **Ángulo de inclinación  $\beta$ :** definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.

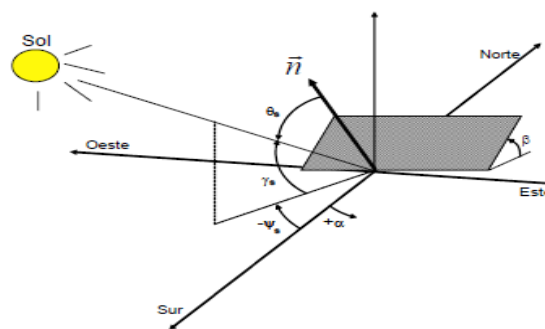


Fig.74. Posición del sol relativa a una superficie captadora inclinada un ángulo  $\beta$  respecto de la horizontal y orientada un ángulo  $\alpha$  respecto del ecuador del observador (hemisferio Norte).

La cantidad de energía solar incidente sobre una superficie depende de su orientación relativa al sur y del ángulo que forma con los rayos del sol. Es por tanto necesario determinar la orientación y el ángulo de inclinación que optimicen la relación entre la energía incidente y la energía eléctrica demandada a lo largo de todo el año.

Para ello es necesario estimar la radiación global incidente sobre una superficie a distintos ángulos de inclinación y orientada al sur a partir de los datos de radiación global sobre superficie horizontal.

Una vez que se dispone de la energía eléctrica demandada y de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas a diferentes ángulos para cada mes, el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico se determina optimizando el cociente entre la energía necesaria y la energía solar disponible para cada mes y para cada inclinación.

La cantidad de energía eléctrica que suministra el generador depende de la cantidad de radiación solar que llega a la superficie del generador en cada instante. A su vez ésta última depende de la cantidad de radiación disponible y de la inclinación y orientación de la superficie de los paneles.

En sistemas fotovoltaicos conectados a red generalmente se trata de maximizar la energía recibida a lo largo de todo el año, no obstante, en el caso del autoconsumo instantáneo fotovoltaico la optimización depende del perfil de carga de la instalación, que puede ser constante para todo el año, o diferente en cada estación del año.

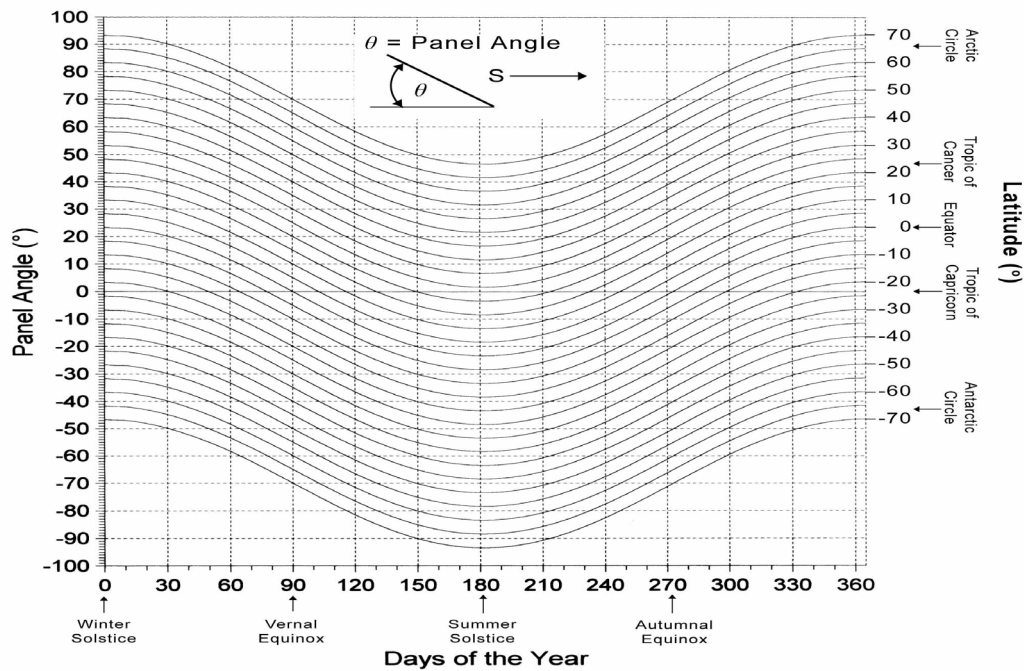


Fig.75. Gráfico para determinar la inclinación óptima en función de latitud y día del año.

Para una instalación conectada a red, el ángulo óptimo de inclinación del generador fotovoltaico busca la mayor producción de energía en términos absolutos, para obtener la mayor retribución económica. Este ángulo se puede relacionar con la latitud del emplazamiento mediante la siguiente ecuación donde ambos ángulos se expresan en grados y  $\theta$  es la latitud del lugar:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot \theta \quad [1.62]$$

En España se puede tomar como 30 grados la inclinación de la superficie del generador fotovoltaico que maximiza la energía a lo largo de todo el año, 10 grados para maximizar durante el verano y 60 grados para el invierno.

En instalaciones autónomas, la inclinación óptima de los módulos en España es de unos 15 ó 20° más que la latitud en el caso de que la instalación se utilice de una forma uniforme durante todo el año (suele tomarse unos 60° maximizando así la captación en el mes peor, que es diciembre). Si el uso de la instalación se lleva a cabo principalmente entre junio y agosto, entonces

es interesante modificar el ángulo de los paneles, de forma que en verano se tengan unos  $15^\circ$  y en invierno unos  $60^\circ$ . En sistemas como por ejemplo los de riego, en los que el consumo se produce prácticamente sólo entre abril y septiembre, interesaría un ángulo entre  $15$  y  $30^\circ$ , dependiendo de cuál es el mes peor. En cualquier caso, se recomienda que la inclinación del panel nunca sea menor que  $10^\circ$ .

El ángulo óptimo mensual y anual para maximizar la producción son los siguientes:

Ene	Feb.	Mar.	Abr.	May	Jun	Jul	Ago.	Sep.	Oct	Nov	Dic	Año
$50^\circ$	$45^\circ$	$30^\circ$	16	12	10	18	20	40	47	54	57	30

En algunos casos, con el fin de mejorar los rendimientos del sistema de captación, se les puede dotar de movimiento a los soportes, denominándose sistemas con seguimiento solar. El seguimiento puede llevarse a cabo en el eje horizontal, en el eje vertical o en ambos ejes.

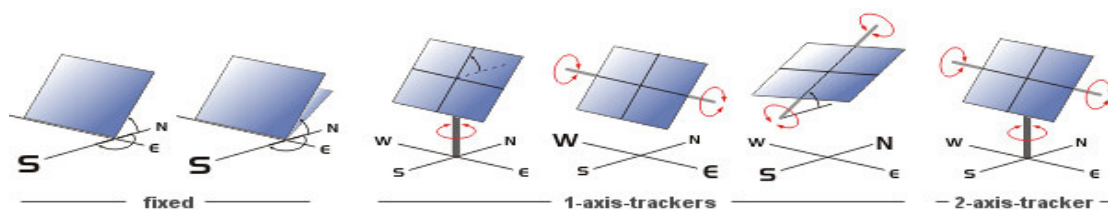


Fig.76. Sistemas de soporte con seguimiento solar.

La inclinación que deben tener los módulos fotovoltaicos siempre será en relación con la latitud del lugar donde se instalen, para la población de Gandia en la provincia de Valencia su latitud es de  $38,97$  grados por lo tanto esa inclinación se puede considerar como la adecuada, sin embargo, existen dos parámetros que se deben tomar en cuenta:

- 1) Si la insolación es en tiempo de invierno y queremos tener la mayor captación en los paneles, debemos agregar de  $5$  a  $10$  grados más a la inclinación de acuerdo a la latitud (preferentemente).
- 2) Si se necesita que en verano la captación sea mayor, se debe restar grados de la latitud en la misma proporción.

Resumiendo, la inclinación debe de ser de acuerdo a la latitud del lugar donde se instale los módulos y agregar o disminuir grados dependiendo de la época del año.

La inclinación óptima para las instalaciones de autoconsumo instantáneo coincide con la óptima para las instalaciones conectadas a red. La variación de orientación respecto al  $0^\circ$  no supone una mejora en los resultados, por lo que quedaría descartada en el diseño de este nuevo tipo de instalaciones. Esto quiere decir que junto a una cobertura del consumo prima la mayor producción de energía posible.

Para este proyecto y teniendo en cuenta que la mayor producción se da en los meses de primavera, verano y otoño se decide que su inclinación sea de 30 grados, así se maximiza la producción energía.

Respecto al azimut, en el diseño de cualquier instalación fotovoltaica, ya sea autónoma o conectada a red, se busca siempre la orientación sur perfecta.

La orientación óptima del generador fotovoltaico en el hemisferio norte, sin tener en cuenta las características del horizonte, es la correspondiente a azimut  $0^\circ$  (orientación sur), mientras que en el hemisferio sur es la correspondiente a azimut  $180^\circ$  (orientación norte). No obstante las pérdidas energéticas anuales son mínimas por pequeñas variaciones de esta orientación.

En nuestro caso, para la instalación fotovoltaica del Pabellón Polideportivo, teniendo en cuenta que el ángulo acimut se mantiene fijo e igual a  $27^\circ$  Oeste y la inclinación de los paneles fija a  $30^\circ$ .

### ***15.2.2 PERDIDAS POR UNA ORIENTACIÓN DISTINTA A LA ÓPTIMA.***

El Pabellón del Polideportivo tiene una buena orientación respecto del Sur, está orientado al sudoeste, con un Azimut de  $27^\circ$ , no tiene edificios ni objetos que produzcan sombras sobre la cubierta.

La desviación del plano de captación solar respecto al Sur supone pequeñas pérdidas aceptables de la energía que incidirá diariamente sobre éste, por lo que se decide montar las filas de módulos fotovoltaicos sobre la cubierta siguiendo la misma orientación que esta (Azimut  $27^\circ$ ).

Según los resultados del cálculo de la aplicación PVGIS, la producción de 1 kWp orientado al sur con una inclinación de 30 es de 1500 kWh/año (1500 kWh/kWp año).

**PVGIS estimación de la producción de electricidad solar.**  
**Lugar: 38°58'4" Norte, 0°11'4" Oeste, Elevación: 29 m.s.n.m,**

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF  
Potencia nominal del sistema FV: 1.0 kW (silicio cristalino) Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiancia: 11.1% (utilizando la temperatura ambiente local)  
Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2.6%  
Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 14.0%  
Pérdidas combinadas del sistema FV: 25.5%

<b>Sistema fijo: inclinación=30°, orientación=0°</b>				
<b>Mes</b>	<b><i>E<sub>d</sub></i></b>	<b><i>E<sub>m</sub></i></b>	<b><i>H<sub>d</sub></i></b>	<b><i>H<sub>m</sub></i></b>
Ene	3.05	94.6	3.87	120
Feb	3.70	104	4.77	134
Mar	4.20	130	5.55	172
Abr	4.69	141	6.29	189
Mayo	4.74	147	6.47	200
Jun	5.06	152	7.01	210
Jul	5.14	159	7.20	223
Ago	4.83	150	6.78	210
Sep	4.24	127	5.84	175
Oct	3.69	114	4.98	154
Nov	3.09	92.8	4.01	120
Dic	2.97	92.1	3.78	117
<b>Media anual</b>	<b>4.12</b>	<b>125</b>	<b>5.55</b>	<b>169</b>
<b>Total para el año</b>		<b>1500</b>		<b>2030</b>

Tabla51. Valores diarios de irradiación kW/m<sup>2</sup>, Azimut 0°, inclinación 30°

Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)

Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m<sup>2</sup>)

Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m<sup>2</sup>)

PVGIS © Comunidades europeas, 2001-2012

Los resultados de cálculo de producción de 1 kWp en el caso de tener un azimut de 27° y mantener la inclinación de 30° es de 1470 kWh/año (1470 kWh/kWp año).

<b>Sistema fijo: inclinación=30°, orientación=27°</b>				
<b>Mes</b>	<b><i>E<sub>d</sub></i></b>	<b><i>E<sub>m</sub></i></b>	<b><i>H<sub>d</sub></i></b>	<b><i>H<sub>m</sub></i></b>
Ene	2.87	89.1	3.66	114
Feb	3.52	98.6	4.55	128
Mar	4.07	126	5.39	167
Abr	4.62	139	6.21	186
May	4.74	147	6.47	200
Jun	5.08	152	7.04	211
Jul	5.14	159	7.21	224
Ago	4.79	148	6.72	208
Sep	4.13	124	5.70	171
Oct	3.53	110	4.78	148
Nov	2.93	87.8	3.81	114
Dic	2.80	86.8	3.57	111
<b>Media anual</b>	<b>4.02</b>	<b>122</b>	<b>5.43</b>	<b>165</b>
<b>Total para el año</b>		<b>1470</b>		<b>1980</b>

Tabla.52. Valores diarios de irradiación kW/m<sup>2</sup>, Azimut 27°, inclinación 30°

**La diferencia en la producción, es igual a: 1470-1500= -30 kWh.**

La producción anual para un azimut de 27° es el 98 % respecto a la óptima, lo cual supone aproximadamente una pérdida anual de -2%, que es perfectamente asumible.

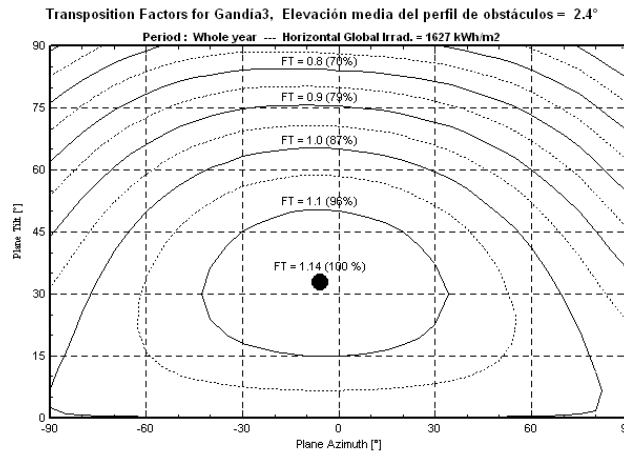


Fig.77 Gráfico personalizado para el cálculo de pérdidas por orientación distinta a la óptima (PVSYST).

### 15.2.3 PERDIDAS POR INCLINACIÓN DISTINTA A LA ÓPTIMA.

En este apartado se expone un procedimiento de cálculo de las pérdidas para inclinaciones distintas a la óptima, que se suelen dar en los casos que los paneles se adapte a la envolvente del edificio o forma parte de él (integración arquitectónica),

Suponiendo una orientación óptima al sur, para determinar la inclinación más adecuada para conseguir la mayor producción eléctrica anual, será necesario realizar los correspondientes cálculos de irradiación global incidente con diversas inclinaciones. Del análisis de las curvas correspondientes es posible obtener una relación que ligue la latitud con el ángulo de inclinación que maximiza la producción anual de un sistema fotovoltaico obteniéndose la siguiente relación entre el ángulo de inclinación y la latitud (ambos en grados):

$$\beta_{opt} - |\phi| = 3,7 - 0,31 \cdot |\phi| \quad [1.47]$$

Debido a la baja sensibilidad que los módulos planos tienen al despuntamiento, las pérdidas energéticas que obtendremos si no escogemos exactamente el ángulo que resulta de la ecuación 1.63 serán muy bajas. En la figura 105 observamos que es necesario alejarse casi 10° del ángulo óptimo para obtener unas pérdidas del 1 %

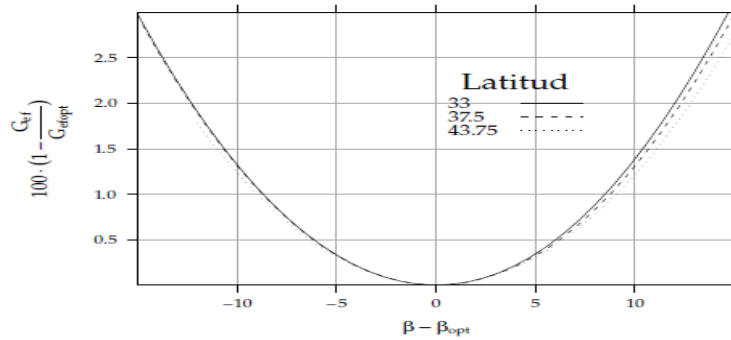


Fig.78. Pérdidas de irradiación global anual al elegir un ángulo de inclinación diferente del óptimo para tres latitudes diferentes en el hemisferio Norte.

Orientation Chart showing yearly output for different orientation and tilt angles (%of maximum).														
Orientation - Compass bearing (°) measures from North														
Tilt (°) from horizontal	Horizontal	West	S.W.				South			S.E.		East		
		270 °	255 °	240 °	225 °	210 °	195 °	180 °	165 °	150 °	135 °	120 °	105 °	90 °
	0 °	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	10 °	89	91	92	94	95	95	96	95	95	94	93	91	90
	20 °	87	90	93	96	97	98	98	98	97	96	94	91	88
	30 °	86	89	93	96	98	99	100	100	98	96	94	90	86
	40 °	82	86	90	95	97	99	100	99	98	96	92	88	84
	50 °	78	84	88	92	95	96	97	97	96	93	89	85	80
	60 °	74	79	84	87	90	91	93	93	92	89	86	81	76
	70 °	69	74	78	82	85	86	87	87	86	84	80	76	70
80 °	63	68	72	75	77	79	80	80	79	77	74	69	65	
90 °	56	60	64	67	69	71	71	71	71	69	65	62	58	
Vertical	Near horizontal 0 ° inclinations are not recommended as the self-cleaning cannot be relied on at less than about 10 °													

Fig.79. Tabla para el cálculo aproximado de pérdidas por orientación e inclinación distinta a la óptima

El procedimiento de cálculo propuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas IDAE contempla los siguientes pasos:

Para la resolución del primer paso se utilizará la figura que se muestra a continuación, válida para una latitud, N, de 41°, de la siguiente forma:

Conocido el azimut, determinamos en la figura los límites para la inclinación en el caso de N = 41°. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut (para nuestro caso 0°) nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se cortan, se obtienen los valores para latitud N = 41° y se corrigen en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación (N = 41°)} - (41° - \text{latitud});$$



Inclinación mínima = Inclinación (N = 41°) - (41° - latitud), siendo 0° su valor mínimo.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$Perdidas(\%) = 100 \cdot \left[ 1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] \text{ para } 15^\circ \leq \beta \leq 90^\circ \quad [1.48]$$

$$Perdidas(\%) = 100 \cdot \left[ 1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 \right] \text{ para } \beta \leq 15^\circ \quad [1.49]$$

$\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\phi$  se expresan en grados sexagesimales, siendo  $\phi$  latitud del lugar

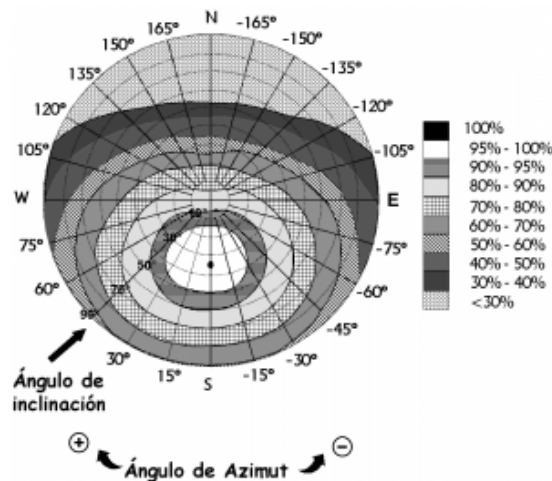


Fig. 80: Relación ángulo de inclinación con el azimut

### 15.3 SOMBRAS EN GENERADORES.

El efecto más evidente que el sombreado parcial produce sobre un generador fotovoltaico es la reducción más o menos importante de la producción.

Una de las tareas que debe tener en cuenta en el diseño es decidir la ubicación de las diferentes partes que componen el generador resolviendo un compromiso entre la adecuada ocupación del espacio disponible y la minimización del impacto de sombras arrojadas sobre los módulos. Son variados los objetos que pueden producir sombras sobre un generador, tales como elementos de la edificación, arbolado, equipamiento industrial, e incluso partes del propio generador, en cuyo caso hablaremos de sombreado mutuo.

#### 15.3.1 SOMBRAS LEJANAS.

El tratamiento de las sombras producidas por objetos lejanos puede abordarse mediante la descripción de los objetos a partir de sus dimensiones y posición en el espacio. De esta forma se puede conocer en todo momento la sombra arrojada en el sistema. Sin embargo, es difícil poder caracterizar con exactitud los objetos en cuestión, e incluso teniendo la información necesaria son necesarios elevados tiempos de cálculo. Otro enfoque consiste en describirlos por su situación en

un mapa de coordenadas cilíndricas (azimut y altura). La ventaja de este método es que la caracterización de los objetos puede conseguirse con procedimientos sencillos. Este método sirve para describir la reducción en la radiación vista por un observador situado en un punto concreto del generador. Por tanto, puede no ser adecuado para estudios precisos de funcionamiento del generador en unas condiciones concretas, y su aplicación a generadores de gran tamaño debe realizarse con precaución.

Este tratamiento es el adoptado en el Código Técnico de la Edificación. El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

1. Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus posiciones acimutales y de elevación.
2. Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 108, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).
3. Cada una de las porciones de la figura 108 representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquélla que resulte interceptada por el obstáculo. Debe escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en el apéndice B de tablas de referencia del apartado HE5 del Código Técnico de la Edificación.
4. Las tablas incluidas en este apéndice se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación. Debe escogerse aquélla que resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.
5. La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará un valor fraccional equivalente.

Suponiendo que el diagrama de la figura 108 corresponde a un generador ubicado en Valencia inclinado  $30^\circ$  y orientado  $10^\circ$  al sudeste, será necesario emplear la tabla correspondiente a  $\beta=35^\circ$  y  $\alpha=0^\circ$  del apéndice B del apartado HE5 del Código Técnico de la Edificación. Por ejemplo, esta tabla indica que a la celda A5 le corresponde el valor 1,84. Esta celda está cubierta en un 60% de su superficie. Por tanto, la contribución al factor de sombra (en tanto por cien) de esta celda es  $1,84 \times 0,6 = 1,104$ . Siguiendo este mismo procedimiento para el resto de celdas sombreadas tendremos:

$$FS = 0,2 \cdot B4 + 0,6 \cdot A5 + 0,8 \cdot A6 + B6 + 0,3 \cdot C6 + A8 + 0,4 \cdot B8 + 0,2 \cdot A10 =$$

$$= 0,2 \cdot 1,89 + 0,6 \cdot 1,84 + 0,8 \cdot 1,79 + 1,51 + 0,3 \cdot 1,65 + 0,98 + 0,4 \cdot 0,99 + 0,2 \cdot 0,11$$

$$FS \cong 6,3\%$$

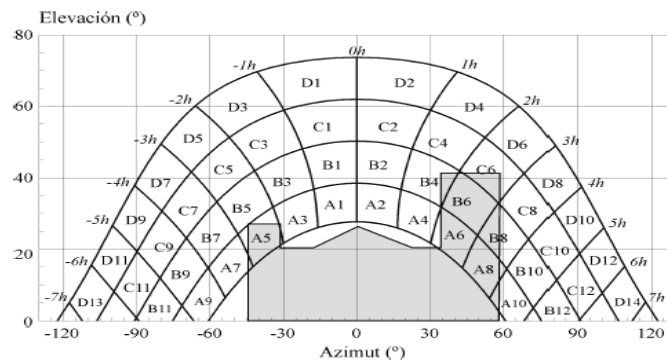


Fig. 81: Sombras en el horizonte.

Horizon file (source is not a PVsyst format!)

File Gand\_a3.TFT of 08/08/14 10h43

<b>Geographical Site</b>	<b>Gandia3</b>	Country	<b>Spain</b>
<b>Situation</b>	Latitude 39.0N	Longitude	0.2W
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	14 m
<b>Horizon</b>	Average Height 2.4°	Diffuse Factor	0.91
	Albedo Factor 100 %	Albedo Fraction	0.80

Height [°]	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	3.0	2.0	3.0	
Azimuth [°]	-180	-151	-150	-121	-105	-104	-76	-75	-45	-19	-18	-12	-2	
Height [°]	2.0	2.0	2.0	3.0	2.0	2.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0
Azimuth [°]	-0	0	3	6	7	10	11	21	31	32	45	49	58	59
Height [°]	5.0	6.0	5.0	5.0	4.0	5.0	5.0	5.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0	3.0
Azimuth [°]	61	68	69	78	79	83	90	99	100	106	107	108	113	117
Height [°]	4.0	4.0	5.0	4.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	2.0	1.0	1.0	1.0
Azimuth [°]	118	121	122	125	126	127	135	148	151	163	169	170	179	180

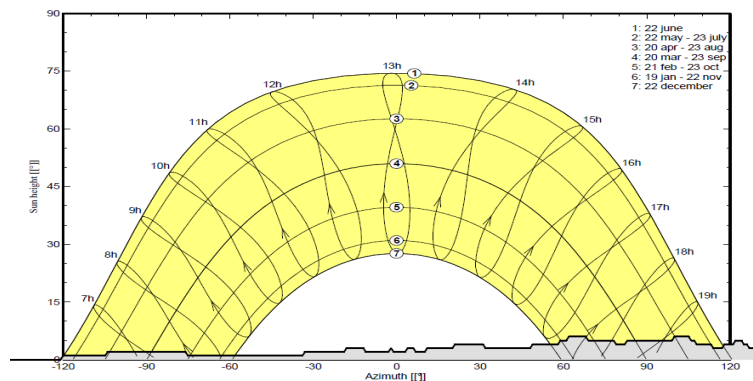


Fig. 82: Sombras en el horizonte.

### 15.3.2 SOMBRAS MUTUAS.

Suele considerarse aceptable un factor de sombras anual con valores comprendidos entre el 2 y el 4 %, tanto en instalaciones estáticas como de seguimiento. En casos específicos este factor puede ser más alto. Este factor de sombras implica un nivel de ocupación de espacio que depende del modo de seguimiento del generador. Suele utilizarse un parámetro denominado GCR (Ground Coverage Ratio, ratio de cubrimiento del terreno), que es la relación entre el área del generador y el área de terreno ocupado (por tanto, siempre será  $GCR < 1$ ). El inverso de este parámetro es el Ratio de Ocupación de Terreno (ROT, o Ground Requirement Ratio, GRR), relación entre el área de terreno necesaria para ubicar un generador de un área determinada para obtener el factor de sombras requerido (ahora  $ROT > 1$ ).

A modo de regla sencilla, y teniendo en cuenta exclusivamente el sombreado mutuo, para obtener los valores de factor de sombras reseñados suele considerarse que un sistema estático requiere un ROT de 2, un sistema de seguimiento de eje horizontal Norte-Sur requiere un ROT de 4, y un sistema de seguimiento de doble eje necesita un ROT de 6.

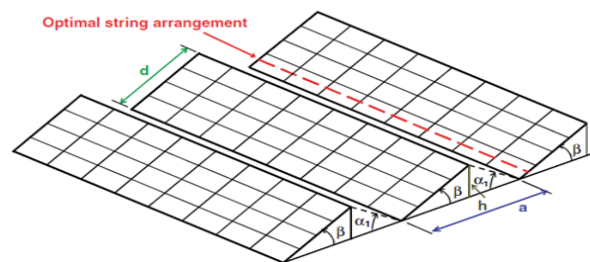


Fig. 83. Distribución óptima para sombras mutuas.

La reducción de potencia para una fracción de sombra dada depende de la configuración eléctrica del generador fotovoltaico. Esta reducción está comprendida entre dos extremos. El límite superior o pesimista asume que el sombreado de cualquier parte del generador supone una potencia nula a la salida. El límite inferior u optimista asume que la reducción de potencia es proporcional a la fracción sombreada de radiación directa. Sin embargo, no es evidente establecer relaciones de uso general que representen la variedad de casos que aparecen entre estos límites, en una base anual, la aproximación optimista es el más adecuado, particularmente en el caso de generadores de gran tamaño, en los que la modificación de la curva I-V en algunos módulos debido a la sombra y al funcionamiento de los diodos bypass tiene menor impacto en el generador que en sistemas de pequeño tamaño.

### 15.3.3 SISTEMAS ESTATICOS.

Las filas que componen el generador arrojan sombras unas sobre otras en determinados momentos del día y año. El diseñador debe decidir la separación entre filas como compromiso entre la ocupación del terreno y la productividad anual del sistema. Como recomendación general, es de uso común respetar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno libre de sombra. La longitud de la sombra de un obstáculo se mide con:

$$d = \frac{h}{\tan \gamma_s} \quad [1.50]$$

Siendo,  $\gamma_s$  la altura solar,  $h$  la altura de la fila adyacente,  $h = L \times \sin(\beta)$  y  $L$  la longitud del panel.

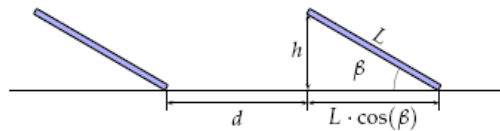


Fig. 84. Sombras entre filas de paneles.

En el mediodía del solsticio de invierno la altura solar es

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - |lat| \cong 67^\circ - |lat| \quad [1.51]$$

Por tanto, la distancia mínima que permite 4 horas libres de sombra alrededor del mediodía es:

$$d_{\min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - |lat|)} \quad [1.52]$$

Calculemos el ROT que resulta de aplicar este criterio a un lugar con latitud  $lat. = 39^\circ$ . El ángulo de inclinación óptimo para esta latitud es, aproximadamente,  $\beta = 30^\circ$  y por tanto:

$$h = \frac{L}{2}; d_{\min} = \frac{L}{2 \cdot \tan(20)} = 1,37 \cdot L \rightarrow ROT = \frac{AT}{AG} = \frac{d + L \cdot \cos \beta}{L} = 2,23 \quad [1.53]$$

Por tanto, en este caso particular,  $ROT = 2,23$ .

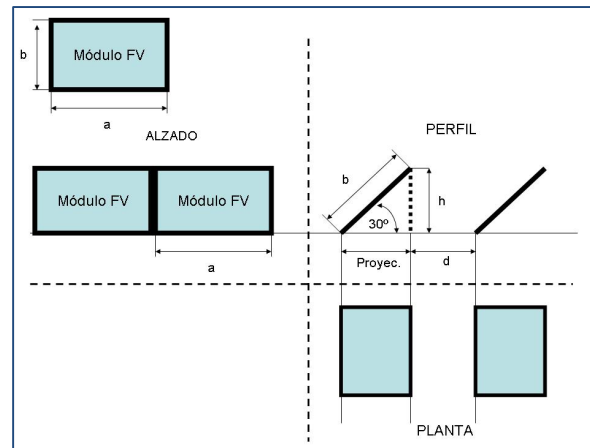


Fig.85: Esquema para el cálculo de la distancia entre filas.

$$h = \frac{L}{2}; d_{\min} = \frac{L}{2 \cdot \tan(20)} = 1,37 \cdot L \rightarrow ROT = \frac{AT}{AG} = \frac{d + L \cdot \cos \beta}{L} = 2,23 \quad [1.54]$$

$$h = b \cdot \text{sen}30$$

$$\text{proyección} = b \cdot \cos 30$$

$$\text{Latitud} = 39^\circ$$

$$\text{Ancho} = \text{proyección} + d = b \cdot \left( \cos 30 + \frac{1}{2 \cdot \tan(61 - \text{latitud})} \right) = b \cdot 2,103 \quad [1.55]$$

Según el documento editado por el IDAE sobre las condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red [3] la distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre una fila de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol entorno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d_{\min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - |lat|)} \quad [1.56]$$

$$\text{Si} \rightarrow k = \frac{1}{\tan(61^\circ - |lat|)} \rightarrow d = h \cdot k \quad [1.57]$$

Algunos valores significativos de  $k$  se incluyen en el mencionado documento, y pueden observarse en la tabla xx.

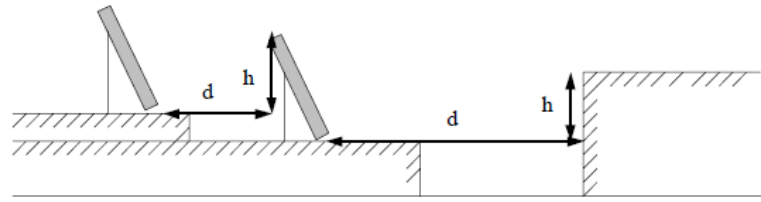


Fig.86. Separación entre filas de módulos ( $d$ ) o entre módulos y obstáculos de altura  $h$  que puedan causar sombras al sistema.

Algunos valores significativos de  $k$  se pueden ver en la tabla siguiente en función de la latitud del lugar.

Latitud	29	37	<b>39</b>	41	43	45
$k$	1,600	2,246	<b>2,475</b>	2,747	3,078	3,487

Tabla.53. Valores de  $k$  en función de latitud

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene las bases de los módulos.

Los cálculos anteriores se pueden realizar con mayor precisión con la corrección del ángulo de azimut, que permite un cálculo más exacto llegando incluso en algunos casos reducir la distancia entre las filas hasta en un 25 %.

Este procedimiento para calcular la distancia entre paneles parte por conocer la posición del sol con la posición del sol en el solsticio de invierno, 21 de diciembre. Para ello se necesita obtener el altitud solar mínima, ángulo  $\alpha$ , que es el ángulo mínimo del Sol con la horizontal (figura 83).

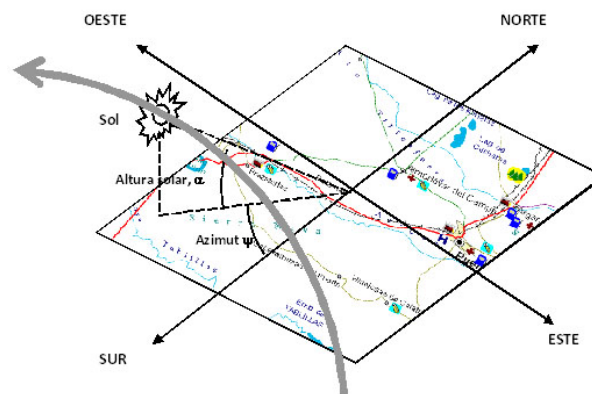


Fig. 87. Representación gráfica de la altura solar.

Para un intervalo solar de 4 horas, se debe calcular el ángulo de la altura y del acimut del sol a las 10 am y a las 14:00 pm del 21 de diciembre, que es cuando el sol está más bajo. Para el caso de un intervalo de 5 horas, se puede calcular para un intervalo desde las 9:30 am y a las 14:30pm.



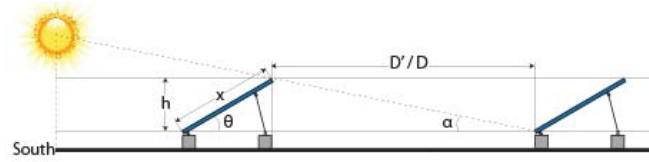


Fig. 88. Vista lateral representando el ángulo de la altura solar.

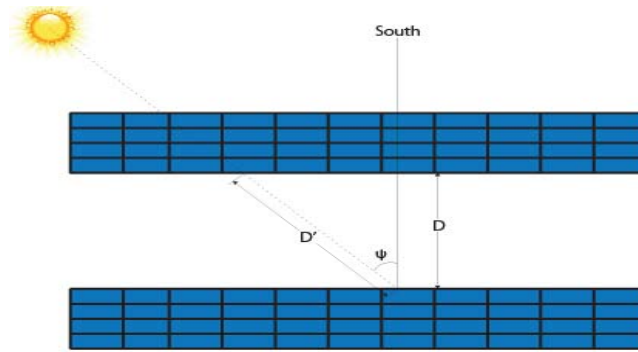


Fig. 89. Vista superior del mostrando la corrección Solar por el azimut

Para conocer los valores de los ángulos de azimut y la altitud solar local en el solsticio de invierno se puede utilizar la calculadora solar NOAA, disponible de forma gratuita en <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc>. Se le proporcionan las coordenadas de la ubicación y la información de zona horaria, y con la introducción de la fecha del solsticio de invierno, 21 de diciembre, nos proporciona los valores de los ángulos de azimut y la altitud solar.

### NOAA Solar Calculator

Find Sunrise, Sunset, Solar Noon and Solar Position for Any Place on Earth

**Show:**  World Cities  U.S. Cities  GMD Observ.'s  GMD Data Sites  SurfRad

Click one of the small pins near (and in the same time zone as) your desired location. Use the control on the left side of the map to zoom in or out. Place the large pin in the exact desired location. You can use the Save button to have your computer remember the current location for next time. Check the DST check box if Daylight Saving Time is in effect for your site.

**Location:** Lat 38.96888; Lng -0.1747512 Time Zone 1 DST?  Save

**Date:** Day 21 Mon Dec Yr 2014 **Local Time:** 14 : 00 : 00  PM

Equation of Time (minutes):	Solar Declination (in °):	Apparent Sunrise:	Solar Noon:	Apparent Sunset:	Az/EI (in °) at Local Time:
1.94	-23.43	09:16	13:58:45	18:42	180.32 27.63
Show on map:		Sunrise <input type="checkbox"/>		Sunset <input type="checkbox"/>	Azimuth <input checked="" type="checkbox"/>

Fig. 90: Calculadora solar NOAA

Una vez conocidos los ángulos de altitud y acimut solar, podemos calcular la distancia entre las filas.

La altura (h) se obtiene de las dimensiones y de la inclinación del panel solar. Usando esta altura, la distancia máxima de sombra se puede calcular:

$$D' = \frac{h}{\tan(\alpha)} \quad [1.58]$$

A partir de aquí, sólo nos queda una un cálculo más para obtener la separación mínima entre filas para evitar la sombra dentro de intervalo solar de diseño, mediante la corrección del azimut solar, mediante la ecuación:

$$\begin{aligned} D &= D' \cdot \cos(180 - \psi) \text{ (mañana)} \\ D &= D' \cdot \cos(\psi - 180) \text{ (tarde)} \end{aligned} \quad [1.59]$$

Dónde:

- $\alpha$  = ángulo de la altitud solar
- $\psi$  = ángulo del azimut solar.
- h = altura de la obstrucción.  $\rightarrow h = x \sin(\theta)$ .
- x = longitud módulo inclinado.
- $\theta$  = ángulo de inclinación.
- D = distancia mínima de separación entre hileras.
- D' = Longitud máxima de la sombra.

Otra posibilidad para realizar los cálculos es utilizar el gráfico de la ruta de sol para las coordenadas de ubicación de la instalación, tal y como se muestra figura 118

El Laboratorio de monitorización de la radiación solar “Solar Radiation Monitoring Laboratory (SRML)” de la Universidad de Oregon ofrece un programa “on-line” que permite obtener estos gráficos ([solardat.uoregon.edu/ SoftwareTools.html](http://solardat.uoregon.edu/SoftwareTools.html)).

Según se puede observar en la imagen 118, se calcula el azimut y la altura del sol para un intervalo solar, por ejemplo desde las a las 9 am y 15:00 pm hora solar, del 21 de diciembre, el día más corto del año. A continuación se calcula la longitud de la sombra utilizando la ecuación anterior. Una vez determinada longitud de la sombra, calculamos la corrección del ángulo de azimut.

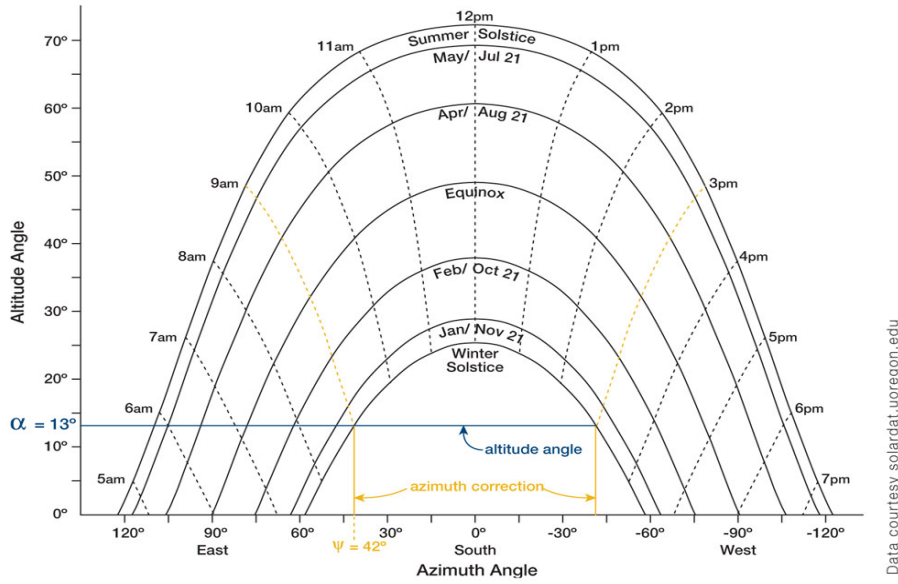


Fig. 91. Ejemplo de cálculo con el diagrama del recorrido del sol.

Haciendo referencia al ejemplo de la figura 118, en este caso, el acimut del sol es de aproximadamente  $42^\circ$  al este del sur verdadero a las 9 am y  $42^\circ$  oeste a las 3 pm en el solsticio de invierno., conociendo tanto la longitud de la sombra y la corrección del ángulo acimut nos permite determinar la distancia mínima entre las filas (dmin).

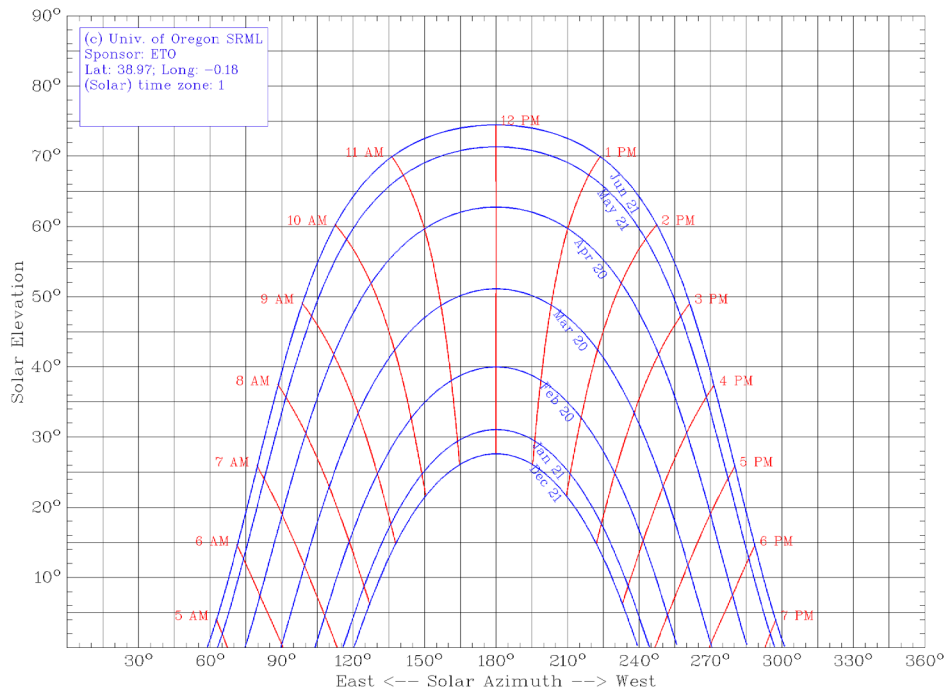


Fig. 92. Diagrama del recorrido del sol para la ubicación del estudio (Lat: 38,97; Long:-0,18).

## Tabulated Daily Solar Data

Latitude: 39.0°	Date: 21st December	Local Correction: -58.7 mins
Longitude: -0.2°	Julian Date: 355	Equation of Time: 2.1 mins
Timezone: 15.0° [+1.0hrs]	Sunrise: 09:21	Declination: -23.5°
Orientation: 27.0°	Sunset: 18:36	

Local	(Solar)	Azimuth	Altitude	HSA	VSA	Shading
09:30	(07:31)	122.3°	1.5°	95.3°	164.2°	[Behind]
10:00	(08:01)	127.2°	6.3°	100.2°	148.2°	[Behind]
10:30	(08:31)	132.5°	10.7°	105.5°	144.6°	[Behind]
11:00	(09:01)	138.2°	14.8°	111.2°	143.7°	[Behind]
11:30	(09:31)	144.2°	18.5°	117.2°	143.8°	[Behind]
12:00	(10:01)	150.8°	21.6°	123.8°	144.5°	[Behind]
12:30	(10:31)	157.7°	24.2°	130.7°	145.5°	[Behind]
13:00	(11:01)	165.0°	26.0°	138.0°	146.7°	[Behind]
13:30	(11:31)	172.6°	27.2°	145.6°	148.1°	[Behind]
14:00	(12:01)	-179.7°	27.5°	153.3°	149.8°	[Behind]
14:30	(12:31)	-171.9°	27.1°	161.1°	151.6°	[Behind]
15:00	(13:01)	-164.4°	25.9°	168.6°	153.7°	[Behind]
15:30	(13:31)	-157.1°	24.0°	175.9°	156.0°	[Behind]
16:00	(14:01)	-150.2°	21.4°	-177.2°	158.6°	[Behind]
16:30	(14:31)	-143.7°	18.2°	-170.7°	161.6°	[Behind]
17:00	(15:01)	-137.6°	14.5°	-164.6°	165.0°	[Behind]
17:30	(15:31)	-132.0°	10.4°	-159.0°	168.9°	[Behind]
18:00	(16:01)	-126.8°	5.9°	-153.8°	173.5°	[Behind]
18:30	(16:31)	-121.8°	1.1°	-148.8°	178.8°	[Behind]

Tabla. 54: Valores de la altitud y azimut solar para el día 21 de diciembre (Lat.: 39; Long:-0,2).

Para el caso que nos ocupa, dado que la cubierta del Pabellón es curva y su inclinación es variable desde 20° en la parte inferior hasta cero grados en la parte más alta, el cálculo de la separación entre filas lo realizamos gráficamente. Al tener espacio de sobra no realizaremos corrección por el azimut solar, utilizaremos el ángulo de la altura solar del día 21 de diciembre a las 14.00 que es de 27,5°.

Se cumple con el mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, tal como indica el IDAE. De este modo, las pérdidas por sombras producidas entre líneas de paneles quedan limitadas.



Mediante la aplicación SUNEARTHTools (<http://www.sunearthtools.com>) se puede calcular la posición del sol para cada lugar de la tierra en cualquier momento del día, obtener la información y obtener los gráficos de trayectoria solar.



Fig. 93: Vista general de la situación del sol para el día 21 de diciembre.



En las imágenes vemos los resultados de la aplicación para el día 21 de diciembre, podemos conocer para cada hora la situación del sol y las sombras proyectadas.



Fig. 94: Posición del sol para el día 21 de diciembre.



Fig. 95: Sombras proyectadas para cada hora.

**Orthographic Projection**

Location: 39.0°, -0.2°  
Sun Position: -179.7°, 27.5°

BRE VSC: 9.3%  
Overcast Sky: 6.4%  
Uniform Sky: 9.4%

Date/Time: 14:00, 21st Dec  
Percentage Shading [Behind]  
HSA: 153.3°, VSA: 149.8°

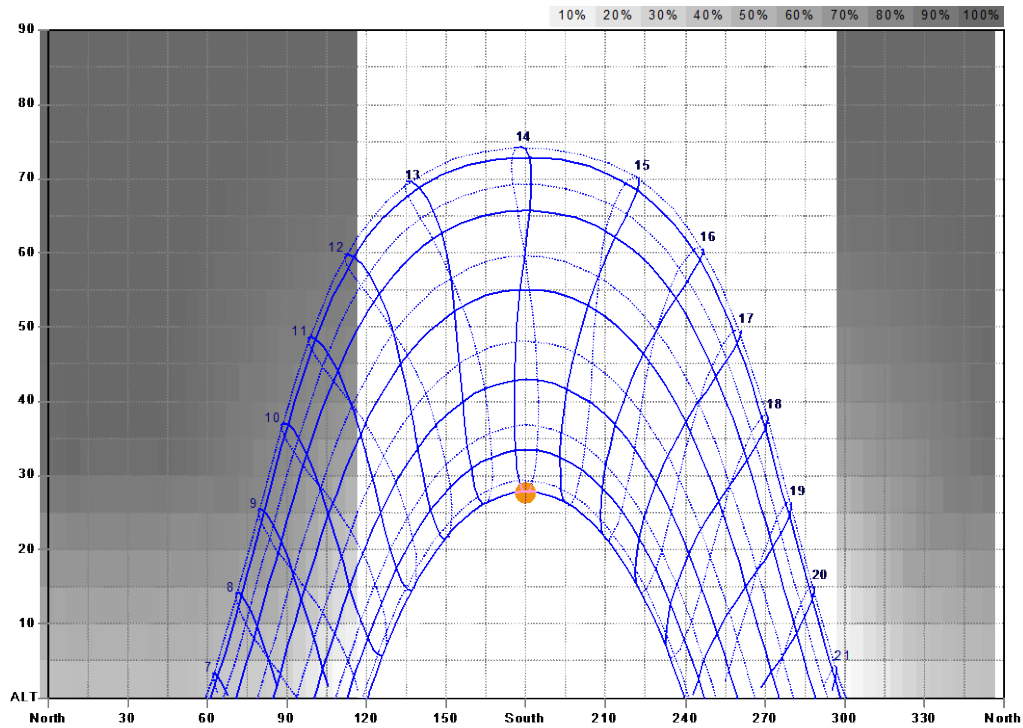


Fig. 96: Diagrama de la trayectoria del solar en coordenadas cartesianas.

**Stereographic Diagram**

Location: 39.0°, -0.2°  
Sun Position: -179.7°, 27.5°  
HSA: 153.3°  
VSA: 149.8°

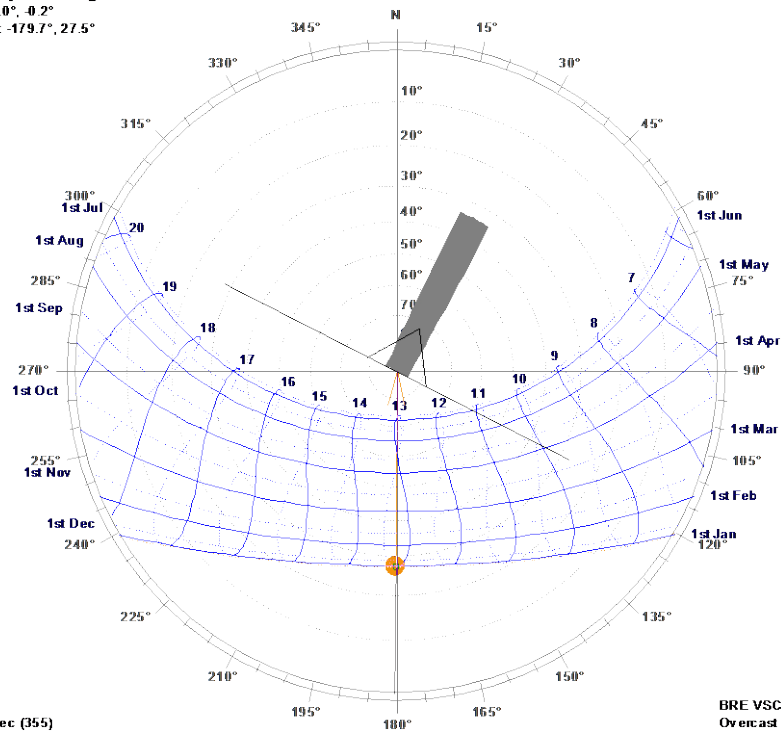


Fig. 97: Diagrama estereográfico de la trayectoria solar (basada en la proyección ortogonal).



## **15.4 EFICIENCIA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

A priori se podría decir que la energía producida por una instalación FV es directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador FV. Ahora bien, la realidad es que la energía útil producida es sensiblemente inferior. Esta disminución de la energía generada respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de factores de pérdidas energéticas.

### **15.4.1 FACTORES DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS**

Esta disminución de la energía generada respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, cuyas principales fuentes se presentan a continuación.

**Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal (dispersión).** Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, STC, presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal,  $P^*$ , está dentro de una banda que oscila entre  $P^* \pm 3\%$ ,  $P^* \pm 5\%$  o  $P^* \pm 10\%$ . Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador FV, de una instalación de 1kWp nominal cuyo fabricante garantice el  $\pm 10\%$  debería ser cualquier valor entre 0.9 kWp y 1.1 kWp. Sin embargo, en general, se sitúa entre 0.9 kWp y 1 kWp.

**Pérdidas de mismatch o de conexionado.** Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como la utilización de diodos de “bypass”.

**Pérdidas por polvo y suciedad.** Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes

**Pérdidas angulares y espectrales.** La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM 1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo FV ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células FV dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

**Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.** Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que circula por ellos.

**Pérdidas por temperatura.** Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos FV depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que por ejemplo a igualdad de irradiancia solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío. Cuando la temperatura de los módulos aumenta, la intensidad producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye y con ello se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de electricidad producida (figura 125).

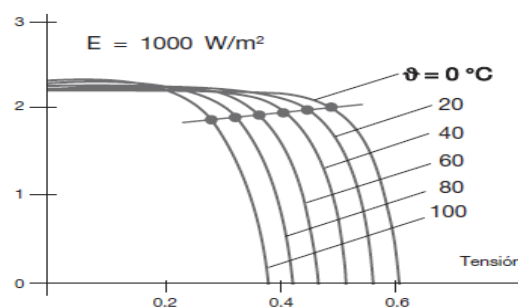


Fig. 98: Influencia de la temperatura en el rendimiento del módulo solar.

La variación de la tensión sin carga  $V_{oc}$  de un módulo FV respecto a las condiciones estándar  $V_{oc, STC}$  en función de la temperatura de funcionamiento de las células  $T_{cel}$  viene expresada mediante la siguiente fórmula:

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad [1.60]$$

Dónde:

- $\beta$  es el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura y depende de la tipología del módulo FV (generalmente  $-2,2$  mV/°C/célula en los módulos de silicio cristalino y alrededor de  $-1,5$  a  $-1,8$  mV/°C/célula para los módulos de capa fina);
- $N_s$  es el número de células en serie en el módulo.

Por tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento conviene tener bajo control la temperatura de funcionamiento manteniendo los paneles bien ventilados para limitar las variaciones de temperatura en los mismos. En este sentido es posible reducir las pérdidas de energía por efecto de la temperatura (en comparación con los  $25$  °C en condiciones estándar) a un valor en torno al  $7\%$ . La reducción en la eficiencia cuando la temperatura aumenta se estima entre un  $0,4$  y un  $0,6$  por cada °C.

***Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor.*** El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV (*p.e. la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador FV dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación*).

***Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV.*** El inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador (éste punto de máxima potencia cambia con la irradiancia y la temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Se puede caracterizar al inversor por una curva de rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia definida como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador FV y la energía que se extraería en un seguimiento ideal. Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva I V y el inversor operar en un punto que no es el de máxima potencia.

**Pérdidas por sombreado del generador FV.** Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Considerando el área ocupada por los módulos de una planta FV, es posible que sobre parte de ellos (una o varias células) se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles FV instalados cerca.

A la sombra, una célula FV constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo.

Para evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra. De esta forma se garantiza el funcionamiento del módulo aunque se reduzca su eficiencia. En teoría sería necesario insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual, pero esto tendría un claro impacto negativo en la relación coste/beneficio. Por ello, normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: los tiempos de paradas del inversor por mantenimiento, averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc.

<b>Factor de pérdidas</b>	<b>Valor</b>
Dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador	2-4%
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	3%
Temperatura de funcionamiento de los módulos	5-8%
Conversión DC/AC realizada por el inversor	8-12%
Efecto Joule en los cables	2-3%
Conversión BT/MT realizada por el transformador	2-3%
Disponibilidad del sistema	0,5-1%

Tabla 55: Factores de pérdidas incluidos en el performance ratio junto con valores recomendados.

Una vez enumeradas las principales pérdidas energéticas a las que está sometida una instalación fotovoltaica, calcularemos el Performance Ratio como el producto de todas las pérdidas consideradas en la instalación

### 15.4.2 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS PARA EVALUAR UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED.

Para a conocer el funcionamiento de los sistemas FV conectados a red y poder comparar los resultados se definen una serie de parámetros que indican las distintas eficiencias de una parte o de todo el sistema. Están referidas a un intervalo de tiempo específico, ya sea el día, mes o el año.

En el caso de considerar un intervalo de un día se definen como:

- **Energía solar diaria recibida por el generador fotovoltaico  $E_{solar}$**

Es el producto de la irradiancia diaria  $G_{d(\alpha,\beta)}$  y el área del generador en  $m^2$ , y se mide en Wh. La irradiancia diaria es energía diaria recibida sobre el plano del generador y se mide en  $Wh/m^2$ .

$$E_{solar} = H_d(\alpha, \beta) \cdot Area \quad [1.61]$$

- **Energía diaria generada en continua EDC**

Es la energía diaria a la entrada del inversor, se mide en Wh o en kWh y se calcula como

$$E_{DC} = \int P_{DC} dt = \int I_{DC} V_{DC} dt \quad [1.62]$$

- **Energía diaria generada en alterna EAC**

Es la energía diaria a la salida del inversor, se mide en Wh o en kWh y se calcula como

$$E_{AC} = \int P_{AC} dt \quad [1.63]$$

Esta energía, al ser una energía en corriente alterna coincide con la energía activa, se puede expresar en kVA.

- **Eficiencia del generador,  $\eta_G$  (eficiencia array  $\eta_A$ ):**

Se define como la energía dc producida por el generador fotovoltaico (entrada inversor) dividida entre la irradianción total recibida por el generador.

$$\eta_A = \frac{E_{DCdia}}{H_{dm}(\alpha, \beta)(kWh / m^2) \cdot Superficie\ generador(m^2)} \quad [1.64]$$

- **Eficiencia del sistema,  $\eta_s$ :**

Se define como la energía AC producida por el sistema fotovoltaico dividida entre la irradiación total recibida por el generador en el periodo de estudio.

$$\eta_s = \frac{E_{AC\text{día}}}{H_{dm}(\alpha, \beta)(kWh / m^2) \cdot \text{Superficie generador}(m^2)} \quad [1.65]$$

- **Eficiencia del inversor,  $\eta_{inv}$ :**

Se define como la relación entre la energía AC diaria media obtenida a la salida del inversor y la energía DC diaria media a la entrada de éste:

$$\eta_{inv} = \frac{E_{AC\text{día}}}{E_{DC\text{día}}} = \frac{Y_F}{Y_A} \quad [1.66]$$

Sin embargo a la hora de poder comparar las eficiencias de los sistemas fotovoltaicos se definen otros parámetros mucho más útiles. Los parámetros que normalmente se utilizan para evaluar el rendimiento energético de los sistemas fotovoltaicos son los siguientes:

- **Productividad de Referencia,  $Y_R$ :**

Se define como la energía DC diaria teóricamente disponible que un SFVR puede transformar en energía eléctrica. Coincide en valor con la irradiación diaria en el plano del GFV.

$$Y_R = \frac{H_{dm}(\alpha, \beta)}{1000}(kWh / kWp \cdot \text{día}) \quad [1.67]$$

- **Productividad del Generador Fotovoltaico,  $Y_A$ :**

Se define como la energía DC diaria producida por el generador fotovoltaico por unidad de potencia pico instalada.

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{m,G}}(kWh / kWp \cdot \text{día}) \quad [1.68]$$

- **Productividad Final,  $Y_F$ :**

Se define como la energía AC final producida diariamente por el sistema fotovoltaico por unidad de potencia pico instalada el cociente entre la energía diaria producida y los vatios pico instalado, y por tanto sus unidades son (kWh/kWp).

$$Y_F = \frac{E_{CA}}{P_{m,G}} (kWh \cdot día / kWp) \quad [1.69]$$

Donde  $P_{m,G}$  es la potencia pico del generador fotovoltaico medida en condiciones estándar.

- **Pérdidas de Captura,  $L_c$ :**

Corresponden a la diferencia entre la productividad teórica disponible a la salida del generador y la productividad a la salida del generador. Representan las pérdidas asociadas a la operación del generador y están asociadas por distintas causas: una temperatura superior a 25 °C en las células, la dispersión de las características eléctricas de los módulos, el efecto Joule en los cables, etc.

- **Pérdidas del resto del sistema,  $LBOS$ :**

Corresponden a la diferencia entre la productividad a la salida del generador y la productividad final del sistema. En los sistemas conectados a la red, estas pérdidas están asociadas principalmente a la conversión de energía DC en energía AC realizada por el inversor.

- **Rendimiento energético de la instalación o Performance Ratio ( $PR$ ).**

Es otro indicador para medir el rendimiento global del sistema, el cual indica la cantidad de energía final producida por irradiación recibida y potencia pico instalada. Se define como la relación entre la productividad final y la de referencia. Ofrece una medida global del rendimiento del sistema que incluye las pérdidas producidas en el generador y en el resto del sistema.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad [1.70]$$

Es el cociente entre la energía diaria generada por el sistema y la que generaría el sistema en condiciones ideales, es decir sin pérdidas, expresado en (%).

$$PR = \frac{E_{AC}}{E_{ideal}} \times 100 \quad [1.71]$$



La energía diaria generada por el sistema es la energía generada medida a la salida del inversor EAC. La energía ideal se calcula como

$$E_{ideal} = E_{solar} \cdot \eta_{STC} \quad [1.72]$$

Es decir, el producto de la energía solar recibida por el generador por su rendimiento en condiciones estándar de medida.

Simbolo	Termino	Definición	Unidad	
Y <sub>R</sub>	Reference Yield	$Y_R = H_G/G_0 = HSP$ (Horas Pico Solar). Y <sub>R</sub>	$\frac{kWh/m^2}{d \cdot 1kW/m^2}$	[h/d]
LC	Capture Losses		$\frac{kWh}{d \cdot kWp}$	h/d
Y <sub>A</sub>	Array Yield	$Y_A = E_A/P_0$	$\frac{kWh}{d \cdot kWp}$	h/d
LS	System Losses		$\frac{kWh}{d \cdot kWp}$	h/d
Y <sub>F</sub>	Final Yield	$Y_F = E_{USER}/P_0$	$\frac{kWh}{d \cdot kWp}$	h/d
PR	Perfomance Ratio	$P_R = Y_F/Y_R$		
$Y_R \xrightarrow{-L_C} Y_A \xrightarrow{-L_S} Y_F$		$Y_R \xrightarrow{-L_{CT}} Y_T \xrightarrow{-L_{CM}} Y_A \xrightarrow{-L_S} Y_F$		

Tabla 56: Resumen y relación de parámetros de eficiencias incluidos en el performance ratio.

### 15.4.3 RENDIMIENTO ENERGÉTICO DE LA INSTALACIÓN "PR"

El rendimiento energético de la instalación se ha de calcular con los datos más próximos a la realidad. Un correcto análisis de viabilidad dependerá en gran medida del correcto cálculo de este apartado. El rendimiento energético de la instalación o "performance ratio" tiene en cuenta todas las pérdidas energéticas producidas en la instalación y que se deben fundamentalmente a las siguientes causas:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otras.

Una vez calculadas todas estas variables se calcula en tanto por ciento la eficiencia de la instalación proyectada.

Los rendimientos energéticos de cada uno de los componentes de la instalación son los siguientes:

- Inversor: El modelo elegido tiene un rendimiento máximo del 98 %.
- Cableado: Se estima que las pérdidas a plena potencia ascienden al 3 %.
- Paneles solares: Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta en un 3%.
- Dispersión de parámetros, suciedad de placas, disminución de la eficiencia por aumento de la temperatura ambiente, etc.: Puede variar desde un 10 a un 15%. Para cada mes se calcula mediante un modelo matemático de la instalación.

En la tabla siguiente se indica el valor del PR de la instalación para cada uno de los meses:

PERIODO	PERDIDAS	PR
Enero	16%	0,84
Febrero	16%	0,84
Marzo	17%	0,83
Abril	18%	0,82
Mayo	19%	0,81
Junio	21%	0,79
Julio	22%	0,78
Agosto	22%	0,78
Septiembre	21%	0,79
Octubre	19%	0,81
Noviembre	17%	0,83
Diciembre	16%	0,84
<b>Año</b>	<b>19%</b>	<b>0,81</b>

Tabla 58. Valores mensuales de pérdidas energéticas en el sistema “PR”

#### 15.4.4 BALANCE DE PÉRDIDAS.

En la Tabla 59 se recogen los principales factores que hacen referencia a las pérdidas producidas en el sistema, y que permiten la comparación entre los datos obtenidos en el sistema teórico con los que se obtendrán durante funcionamiento real del sistema.

Coeficientes de Rendimiento Normalizados

	Yr kWh/m <sup>2</sup> .día	Lc	Ya kWh/kWp/día	Ls	Yf kWh/kWp/día	Lcr	Lsr	PR
Enero	3,37	0,439	2,93	0,088	2,84	0,13	0,026	0,844
Febrero	4,32	0,59	3,73	0,108	3,63	0,136	0,025	0,839
Marzo	5,28	0,793	4,48	0,13	4,35	0,15	0,025	0,825
Abril	5,91	0,938	4,97	0,143	4,83	0,159	0,024	0,817
Mayo	5,98	1,008	4,97	0,144	4,83	0,169	0,024	0,807
Junio	6,49	1,226	5,26	0,15	5,11	0,189	0,023	0,788
Julio	6,64	1,304	5,33	0,153	5,18	0,196	0,023	0,78
Agosto	6,12	1,213	4,91	0,142	4,77	0,198	0,023	0,779
Septiembre	5,21	0,961	4,25	0,123	4,13	0,184	0,024	0,792
Octubre	4,53	0,761	3,77	0,109	3,66	0,168	0,024	0,808
Noviembre	3,46	0,495	2,96	0,087	2,87	0,143	0,025	0,832
Diciembre	3	0,39	2,61	0,08	2,53	0,13	0,027	0,843
<b>Año</b>	<b>5,03</b>	<b>0,845</b>	<b>4,18</b>	<b>0,121</b>	<b>4,06</b>	<b>0,168</b>	<b>0,024</b>	<b>0,808</b>

Tabla 59. Rendimientos normalizados del sistema mensual/anual.

PR: Performance Ratio.	YR : Productividad de Referencia
YF : Productividad Final	YA: Productividad del Generador Fotovoltaico.
Lc: Pérdidas de Captura.	L S: Pérdidas del resto del sistema.
Performance Ratio (%) = 100% - Pérdidas inversor - Pérdidas captura	

	ModQual kWh	MisLoss kWh	OhmLoss kWh	EArrMPP kWh	InvLoss kWh	ETrfLss kWh
Enero	48,06	46,63	36,7	4580	101,5	35,94
Febrero	55,36	53,71	47,62	5270	111,1	41,26
Marzo	73,69	71,49	71,1	7007	147	56,72
Abril	79,05	76,69	76,13	7516	156	59,63
Mayo	81,71	79,27	77,21	7771	163,6	61,78
Junio	83,72	81,22	84,16	7957	164,5	62,85
Julio	87,69	85,07	91,36	8331	173,4	66,34
Agosto	80,68	78,28	81,21	7668	161,1	60,28
Septiembre	67,61	65,59	65,41	6428	134,8	50,5
Octubre	61,96	60,11	55,55	5895	124,2	45,61
Noviembre	46,99	45,59	35,99	4478	97,3	34,43
Diciembre	42,8	41,53	30,68	4081	93,2	32,07
<b>Año</b>	<b>809,32</b>	<b>785,2</b>	<b>753,13</b>	<b>76982</b>	<b>1627,6</b>	<b>607,42</b>

Tabla 60. Perdidas detalladas del sistema.

### ***15.5 CÁLCULO DE LA ENERGÍA NETA PRODUCIDA.***

La estimación de la energía producida por la instalación fotovoltaica es una de las cifras más importantes y necesarias que permiten decidir acometer la inversión necesaria para llevar a cabo la ejecución de la planta.

La producción, medida en Horas Equivalentes (kWh/kWp), que una central fotovoltaica espera generar a lo largo de un año, es la que permite obtener los ingresos obtenidos soporte para la posterior realización de los modelos “base” o modelos “financieros” que permitirán, a su vez, conocer las variables económicas de TIR, VAN, etc. Estos ingresos son calculados a través de la multiplicación de los kWh generados, por el precio establecido para cada kWh

Para diseñar una instalación de autoconsumo necesitamos calcular la producción horaria de la instalación FV durante un año, utilizando para ello intervalos de tiempo de 1 hora, para poder después comparar los consumos horarios con la producción y comprobar que no produce más de lo se consume para cualquier hora del año.

Para calcular y utilizar las magnitudes que determinan el comportamiento del sistema se han considerado valores horarios durante un año (las 8760 horas del año). Durante cada hora se ha considerado que todos los parámetros del sistema (consumos, valores meteorológicos, potencias de los distintos componentes, etc.) permanecen constantes

Para poderlo llevar a cabo, necesitamos conocer los consumos horarios promedios de la instalación y si es posible su evolución temporal. Aunque se adopten coeficientes de seguridad para evitar excedentes, siempre habrá cierta incertidumbre que **se puede evitar mediante sistemas de control dinámico de la potencia de los inversores, conectando cargas adicionales temporales o bien inyectando excedentes a la red a precio de mercado.**

Habitualmente los datos meteorológicos (irradiación y temperatura, viento fundamentalmente) están disponibles en forma de datos medios mensuales. Sin embargo, el diseño y control de un sistema FV de autoconsumo instantáneo debe realizarse a partir de datos horarios. Los datos de partida son:

- 8.760 datos de irradiación horaria sobre superficie horizontal ( $G_i(0)$ ). A partir de estos datos se calcula los valores de irradiación solar incidente sobre el plano de los paneles fotovoltaicos y calcular la cantidad de energía que la superficie expuesta a los rayos solares puede producir, esto dependerá del ángulo formado por los rayos solares y la superficie.
- 8.760 datos de valores horarios de consumo AC en Wh

Para tal cantidad de datos, necesitamos trabajar con herramientas informáticas, ya sean hojas de cálculo, aplicaciones de cálculo como “Matlab” o bien mediante programas de simulación específicos para aplicaciones fotovoltaicas o energéticas en general.

Al finalizar la simulación y/o cálculos del sistema se dispone de los 8.760 valores horarios de producción energética, de rendimientos, etc., es decir de cada variable 8.760 resultados.

También tenemos que calcular las pérdidas globales horarias de la instalación “PR” (Performance Ratio) que vienen generadas por el conjunto de pérdidas en la instalación.

La producción horaria estimada se calcula utilizando ecuación propuesta por el I.D.A.E. en su Pliego de Condiciones Técnicas, y que se puede aplicar para el cálculo horario, diario, mensual o anual de la producción.

$$E_{ph} = P_{mpSTC} \frac{G_{dh}(\alpha, \beta)}{G_{STC}} \cdot PR \cdot (1 - Fs) \text{ kWh/hora} \quad [1.73]$$

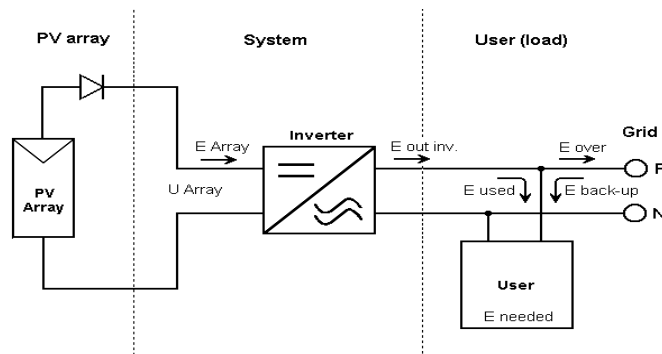
Dónde:

- $E_{ph}$  = Energía eléctrica producida en una hora
- $G_{dh}(\alpha, \beta)$  = Valor irradiación solar neta media horaria sobre una superficie orientada según el ángulo acimut  $\alpha$ , e inclinada según el ángulo  $\beta$ .
- $P_{mpSTC}$  = Potencia pico del generador fotovoltaico, en condiciones normales estándar de operación: 1000 W/m<sup>2</sup> de radiación solar, temperatura ambiente de 25°.
- $G_{STC}$  = Valor de la radiación considerada en las condiciones estándar de medida.
- PR = "performance ratio" o rendimiento energético de la instalación.
- $F_s$  = Factor de sombras, pérdidas debidas a sombras producidas por otros paneles o por otros elementos que se interponen entre los paneles y el sol en algún momento del día.

La producción estimada de la energía horaria de la instalación fotovoltaica de 50,4 kWp de potencia, la hemos calculado utilizando el software PVSYST, a continuación se indican los valores de producción mensual. Los valores horarios y diarios dada su extensión se recogen en el anexo II y III respectivamente.

Los cálculos realizados con PVSYST toman como datos de partida la irradiancia global horaria sobre superficie horizontal obtenidos del programa Meteonorm que utiliza el modelo de “Pérez” para estimar las componentes directa y difusa de la irradiancia global horizontal. Para estimar los valores de irradiancia global sobre la superficie inclinada el software utiliza el modelo de “Erbs”.

En la siguiente tabla se observan los resultados de producción energética media en kWh para cada mes.



Gandia		Latitud: 38,97°		Longitud:-0,18°				
Generador PSTC=50,4 kWp		Orientación Suroeste ( $\alpha =27$ )		Inclinación 30° ( $\beta=30^\circ$ )				
	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup> .mes	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup> .mes	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup> .mes	<b>E_Array</b> kWh/mth	<b>E_Load</b> kWh/mth	<b>E_User</b> kWh/mth	<b>E_Grid</b> kWh/mth	<b>PR</b>
Enero	67,79	104,5	98,3	4580	85793	4442	0	0,84
Febrero	89,39	121,1	114,1	5270	72155	5118	0	0,84
Marzo	134,8	163,6	154,2	7007	65677	6803	0	0,83
Abril	165,9	177,3	167	7516	57112	7301	0	0,82
Mayo	190,2	185,4	174,3	7771	54372	7544	0,97	0,81
Junio	206,4	194,7	183,1	7957	48032	7729	0	0,79
Julio	212,9	205,7	193,7	8331	44162	8071	20,5	0,78
Agosto	183,2	189,8	178,8	7668	50390	7447	0,23	0,78
Septiembre	138,3	156,4	147,4	6428	55640	6243	0	0,79
Octubre	109,0	140,6	132,5	5895	69831	5709	17,1	0,81
Noviembre	70,81	103,7	97,56	4478	80844	4346	0	0,83
Diciembre	59,62	93,06	87,51	4081	83706	3955	0	0,84
<b>Año total</b>	<b>1628</b>	<b>1836</b>	<b>1728</b>	<b>76982</b>	<b>767714</b>	<b>74708</b>	<b>21,63</b>	<b>0,81</b>

Tabla 61. Producción energética media en kWh/ mes

Leyenda:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	GlobInc	Global incidente plano receptor	ELoad	Necesidad de energía del usuario (carga)
	GlobEff	Global efectivo corr. Para IAM y sombreados.	EUser	Energía suministrada al usuario
	PR	Perfomance Ratio	EGrid	Energía reinyectada a la red

Los valores horarios de producción, consumo, y demás valores significativos del funcionamiento de la planta para el primer año están detallado en el Anexo, a continuación se representa (Fig 126) los valores horarios durante el primer año de la producción y el consumo.

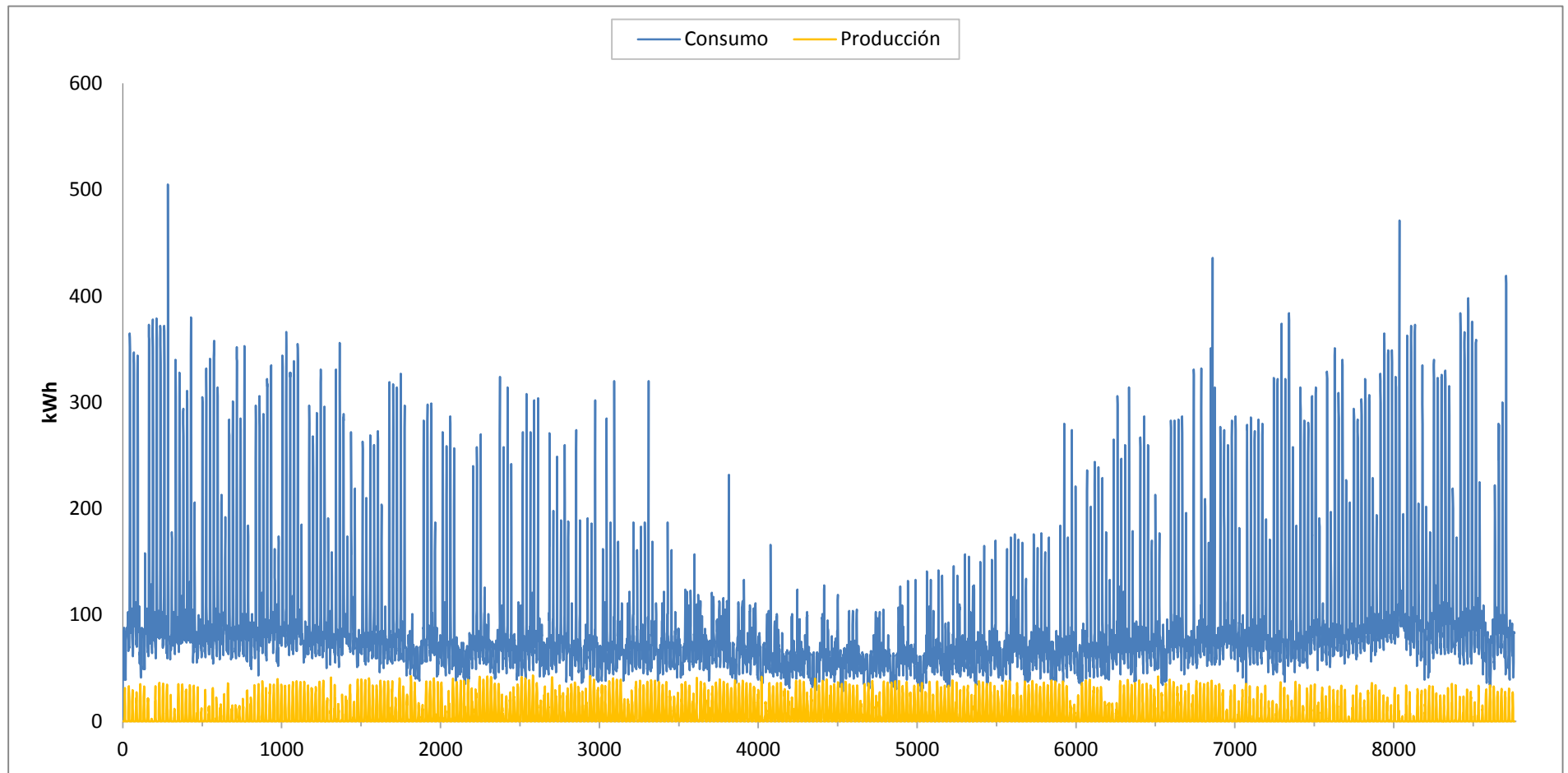


Fig. 99. Producción y consumo horario anual para el primer año.



Producción FV horaria (50,4 kWp) (kWh) Primer Año													
kWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.0	0.0	15.5	5.8	33.95	42.23	28.73	7.71	0.0	0.0	0.0	0.0	134.0
8	9.4	29.6	107.7	64.8	94.3	95.4	87.3	65.1	35.3	23.5	60.0	12.7	685.3
9	189.3	241.1	364.5	206.8	266.3	258.3	232.6	206.4	168.3	160.6	254.2	180.7	2729.0
10	384.6	465.5	591.5	475.2	514.6	505.9	492.5	449.3	411.6	379.3	424.0	352.3	5446.3
11	550.0	633.2	779.6	711.1	729.3	703.8	728.7	672.8	635.9	567.8	540.8	557.1	7810.2
12	700.7	777.6	894.0	843.5	842.0	842.0	880.2	799.1	785.5	686.2	700.7	654.2	9405.7
13	726.8	794.4	943.7	895.2	953.0	926.9	968.5	914.8	845.3	817.6	721.0	736.9	10244.1
14	719.4	791.3	970.0	909.3	931.9	967.9	999.1	969.9	879.0	870.6	677.1	669.6	10355.1
15	579.5	630.6	840.7	861.3	889.9	919.8	992.4	963.0	790.0	807.4	567.9	495.8	9338.4
16	431.9	486.7	687.5	814.9	829.6	835.0	916.6	888.3	675.7	706.1	358.6	290.6	7921.6
17	150.6	261.1	453.8	747.5	685.9	707.1	765.8	714.7	554.4	480.4	41.6	5.4	5568.3
18	0.0	6.5	154.7	510.1	472.4	523.0	578.3	506.6	351.4	225	0.0	0.0	3327.9
19	0.0	0.0	0.0	250.3	253.1	315.4	325.1	252.6	110.5	1.3	0.0	0.0	1508.4
20	0.0	0.0	0.0	4.8	49.2	86.7	95.1	36.6	0.0	0.0	0.0	0.0	272.4
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>4442.3</b>	<b>5117.6</b>	<b>6803.1</b>	<b>7300.7</b>	<b>7545.4</b>	<b>7729.3</b>	<b>8091.1</b>	<b>7447.1</b>	<b>6243.0</b>	<b>5725.7</b>	<b>4345.9</b>	<b>3955.4</b>	<b>74746.6</b>
Producción mensual													
kWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total 2014
Punta	97.71	187.45	534.75	3,553.06	3,328.51	3,316.71	3,865.23	3,188.01	3,236.92	2,584.50	25.98	3.88	23,922.72
Llano	2,972.84	3,430.52	4,036.39	2,133.96	2,086.45	2,200.83	2,481.20	2,056.98	1,493.86	1,632.19	2,881.89	2,854.29	30,261.40
Valle	1,371.74	1,499.65	2,231.99	1,613.67	2,129.48	2,211.78	1,724.16	2,201.86	1,512.26	1,491.91	1,438.02	1,097.25	20,523.77
<b>Total</b>	<b>4,442.3</b>	<b>5,117.6</b>	<b>6,803.1</b>	<b>7,300.7</b>	<b>7,545.4</b>	<b>7,729.3</b>	<b>8,091.1</b>	<b>7,447.1</b>	<b>6,243.0</b>	<b>5,725.7</b>	<b>4,345.9</b>	<b>3,955.4</b>	<b>74,746.62</b>

Tabla 62. Producción energética horaria media en kWh

Producción mensual. Primer año													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	anual
[kWh/mes]	4442.29	5117.62	6803.13	7300.70	7545.40	7729.33	8091.06	7447.09	6243.04	5725.67	4345.88	3955.41	74746.62
Distribución estadística kWh día producido en un día típico en un mes específico del año - Sistema fijo													
%	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
7	0.0	0.0	0.23	0.08	0.45	0.55	0.36	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.15
8	0.21	0.58	1.58	0.89	1.25	1.23	1.08	0.87	0.57	0.41	1.38	0.32	0.86
9	4.26	4.71	5.36	2.83	3.53	3.34	2.87	2.77	2.70	2.80	5.85	4.57	3.80
10	8.66	9.10	8.69	6.51	6.82	6.55	6.09	6.03	6.59	6.62	9.76	8.91	7.53
11	12.38	12.37	11.46	9.74	9.67	9.11	9.01	9.03	10.19	9.92	12.44	14.09	10.78
12	15.77	15.19	13.14	11.55	11.16	10.89	10.88	10.73	12.58	11.98	16.12	16.54	13.05
13	16.36	15.52	13.87	12.26	12.63	11.99	11.97	12.28	13.54	14.28	16.59	18.63	14.16
14	16.19	15.46	14.26	12.45	12.35	12.52	12.35	13.02	14.08	15.20	15.58	16.93	14.20
15	13.04	12.32	12.36	11.80	11.79	11.90	12.27	12.93	12.65	14.10	13.07	12.53	12.56
16	9.72	9.51	10.11	11.16	10.99	10.80	11.33	11.93	10.82	12.33	8.25	7.35	10.36
17	3.39	5.10	6.67	10.24	9.09	9.15	9.46	9.60	8.88	8.39	0.96	0.14	6.76
18	0.0	0.13	2.27	6.99	6.26	6.77	7.15	6.80	5.63	3.93	0.0	0.0	3.83
19	0.0	0.0	0.0	3.43	3.35	4.08	4.02	3.39	1.77	0.02	0.0	0.0	1.67
20	0.0	0.0	0.0	0.07	0.65	1.12	1.18	0.49	0.0	0.0	0.0	0.0	0.29
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00
	GTM+1			GTM+2						GTM+1			
kWh/día	143.30	182.77	219.46	243.36	243.40	257.64	261.00	240.23	208.10	184.70	144.86	127.59	Tot año
Total mes	4,442.29	5,117.62	6,803.13	7,300.70	7,545.40	7,729.33	8,091.06	7,447.09	6,243.04	5,725.67	4,345.88	3,955.41	74746.62

Tabla 63. Producción energética media en kWh/ mes

Consumo de Red (kWh)														
Energy kWh	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Diciem.	Total	
0	2805.0	2424.0	2555.0	2289.0	2359.0	2143.0	2074.0	2210.0	2223.0	2535.0	2521.0	2914.0	29052	
1	2568.0	2292.0	2410.0	2163.0	2296.0	2160.0	1996.0	2192.0	2096.0	2313.0	2464.0	2755.0	27705	
2	2526.0	2269.0	2385.0	2118.0	2220.0	2116.0	1969.0	2172.0	2039.0	2269.0	2426.0	2733.0	27242	
3	2450.0	2169.0	2315.0	2080.0	2165.0	2062.0	1943.0	2120.0	1969.0	2196.0	2351.0	2675.0	26495	
4	2446.0	2155.0	2297.0	2072.0	2146.0	2042.0	1940.0	2111.0	1950.0	2180.0	2336.0	2664.0	26339	
5	2411.0	2142.0	2258.0	2058.0	2145.0	2046.0	1937.0	2120.0	1940.0	2162.0	2283.0	2634.0	26136	
6	2499.0	2219.0	2326.0	2161.0	2253.0	2120.0	2010.0	2240.0	2042.0	2234.0	2382.0	2756.0	27242	
7	2815.0	2496.0	2448.5	2361.2	2124.1	1785.8	1873.3	2494.3	2370.0	2531.0	2678.0	3045.0	29022	
8	3001.6	2353.4	1661.3	1670.2	1526.7	1493.6	1341.7	1613.9	2070.7	2949.5	2326.0	3092.3	25101	
9	2010.7	1614.9	1368.5	1581.2	1602.7	1818.7	1452.4	1531.6	1520.7	2255.4	1657.8	1908.3	20323	
10	1911.4	1576.5	1353.5	1453.8	1521.4	1713.1	1488.5	1380.7	1353.4	1582.7	1609.0	1753.7	18698	
11	1788.0	1487.8	1242.4	1256.9	1402.7	1569.2	1329.3	1146.2	1166.1	1440.2	1529.2	1561.9	16920	
12	1605.3	1322.4	1096.0	1023.5	1203.0	1428.0	1235.8	1085.9	1033.5	1388.8	1392.3	1465.8	15280	
13	1553.3	1349.6	1044.3	922.8	1014.0	1432.1	1101.5	1037.2	1014.7	1275.4	1445.0	1454.1	14644	
14	1416.6	1183.7	891.0	820.7	855.1	1048.1	750.9	848.1	821.0	1182.4	1406.9	1427.4	12652	
15	1436.5	1186.4	880.3	704.7	662.1	621.2	492.6	683.0	668.0	1067.6	1338.1	1441.2	11182	
16	1630.1	1440.3	1038.5	701.1	695.4	533.0	359.4	590.7	662.3	1082.9	1575.4	1667.4	11976	
17	2326.4	2042.9	1599.2	1109.5	1092.1	831.9	705.2	991.3	1174.6	1607.6	2385.4	2220.6	18087	
18	3882.0	2692.5	2165.3	1718.9	1766.6	1151.0	1056.7	1487.4	1797.6	2265.2	4437.0	5039.0	29459	
19	8553.0	5679.0	3316.0	2379.7	2097.9	1474.6	1307.9	1633.4	2008.5	3782.7	8152.0	8399.0	48784	
20	8807.0	7399.0	6058.0	2795.2	2373.8	1710.3	1574.9	1905.4	2731.0	6368.0	8247.0	7927.0	57897	
21	8483.0	7198.0	6314.0	4768.0	2933.0	1761.0	1567.0	2462.0	5572.0	7097.0	7855.0	7376.0	63386	
22	7870.0	6410.0	5812.0	5912.0	4831.0	2520.0	2352.0	4071.0	5567.0	6198.0	7029.0	6526.0	65098	
23	4556.0	3935.0	4041.0	3679.0	3536.0	2671.0	2210.0	2816.0	3601.0	4146.0	4604.0	4315.0	44110	
<b>Total</b>	<b>81350.7</b>	<b>67037.4</b>	<b>58875.9</b>	<b>49799.3</b>	<b>46821.6</b>	<b>40251.7</b>	<b>36067.9</b>	<b>42942.9</b>	<b>49391.0</b>	<b>64109.3</b>	<b>76430.1</b>	<b>79750.6</b>	<b>692828.4</b>	
	<b>GTM+1</b>			<b>GTM+2</b>						<b>GTM+1</b>				
<b>Total N</b>	62671	51479	44535	34456	26884	21641	19998	24514	34100	46012	59765	61758	487814	
<b>Total D</b>	18680	15558	14340	15343	19938	18611	16070	18429	15291	18098	16665	17993	205014	
<b>% N</b>	77.04	76.79	75.64	69.19	57.42	53.76	55.45	57.09	69.04	71.77	78.20	77.44	70.41	
<b>% D</b>	22.96	23.21	24.36	30.81	42.58	46.24	44.55	42.91	30.96	28.23	21.80	22.56	29.59	
<b>Control</b>	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	

Tabla 64. Consumo energético horario medio en kWh

Excedentes (kWh)													
kWh	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
14	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.9
15	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.0	-13.1	-0.2	0.0	-5.1	0.0	0.0	-18.6
16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-6.2	0.0	0.0	-12.0	0.0	0.0	-18.2
17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
Total	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	-19.7	-0.2	0.0	-17.1	0.0	0.0	-38.0

Tabla 65. Excedentes horarios en kWh

La mayor cantidad de kWh excedentarios se produce a las 15 horas en el mes de julio, los de octubre como ya hemos comentado son resultado de valores anómalos de consumo y no deben ser considerados.

De los excedentes que se producen a las 15 horas del mes de Julio, el mayor (-4,3 kWh) se produce el día 22 de julio, día de mayor nivel de irradiación.

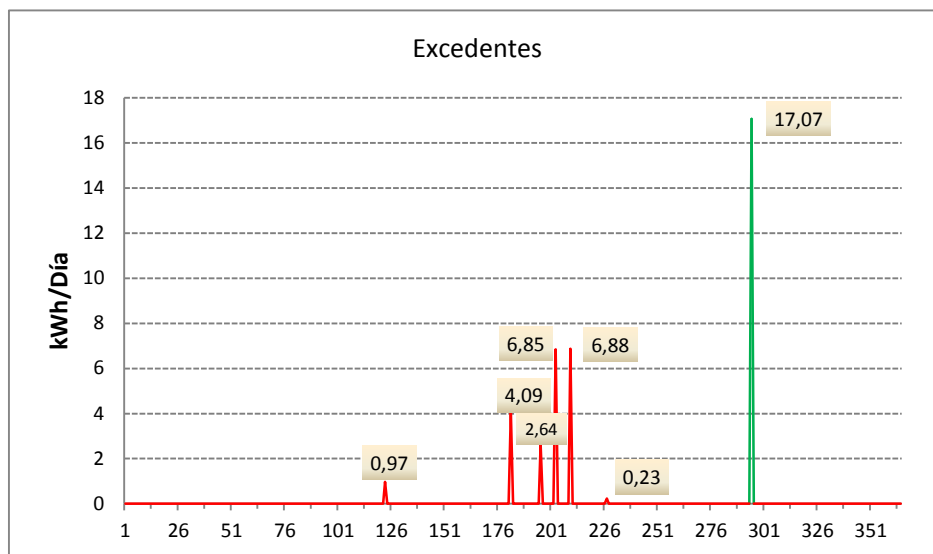


Fig. 100. Representación gráfica de los excedentes de energía kWh/ día

Para ese día y a esa hora la producción es de 37,3 kWh y el consumo 33 kWh. Si consideramos un reducción del 0,7% en la producción para cada año durante 25 años y suponiendo que el consumo se mantiene constante a partir del año 18 ya no habrá ningún excedente.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
37.3	37.04	36.78	36.52	36.27	36.01	35.76	35.51	35.26	35.01	34.77	34.53	34.28	34.04	33.81	33.57	33.33	33.10	32.87
33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
<b>4.3</b>	<b>4.04</b>	<b>3.78</b>	<b>3.52</b>	<b>3.27</b>	<b>3.01</b>	<b>2.76</b>	<b>2.51</b>	<b>2.26</b>	<b>2.01</b>	<b>1.77</b>	<b>1.53</b>	<b>1.28</b>	<b>1.04</b>	<b>0.81</b>	<b>0.57</b>	<b>0.33</b>	<b>0.10</b>	<b>-0.13</b>

Tabla 66. Cálculo del año sin excedentes.

Se consideramos en este caso que se incrementa el consumo un 1,0 % anualmente y la producción se reduce en el 0,7 %, se tardarán 8 años en desaparecer los excedentes.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
37.30	37.04	36.78	36.52	36.27	36.01	35.76	35.51	35.26
33.00	33.33	33.66	34.00	34.34	34.68	35.03	35.38	35.73
<b>4.30</b>	<b>3.71</b>	<b>3.12</b>	<b>2.52</b>	<b>1.93</b>	<b>1.33</b>	<b>0.73</b>	<b>0.13</b>	<b>-0.47</b>

Tabla 67. Cálculo 2 años sin excedentes

De todas formas los excedentes que consideramos son cantidades insignificantes, no hay que olvidar que en los cálculos no se han considerado las incertidumbres asociadas a los niveles de irradiación y por tanto en la producción ni los asociados al consumo. En el caso de que durante el funcionamiento de la planta los analizadores o contadores detectaran algún excedente se pueden suprimir conectando pequeñas cargas adicionales, realizando tareas necesarias con consumo de potencia en esos momentos o instalando controladores dinámicos de potencia o relés de corriente inversa.

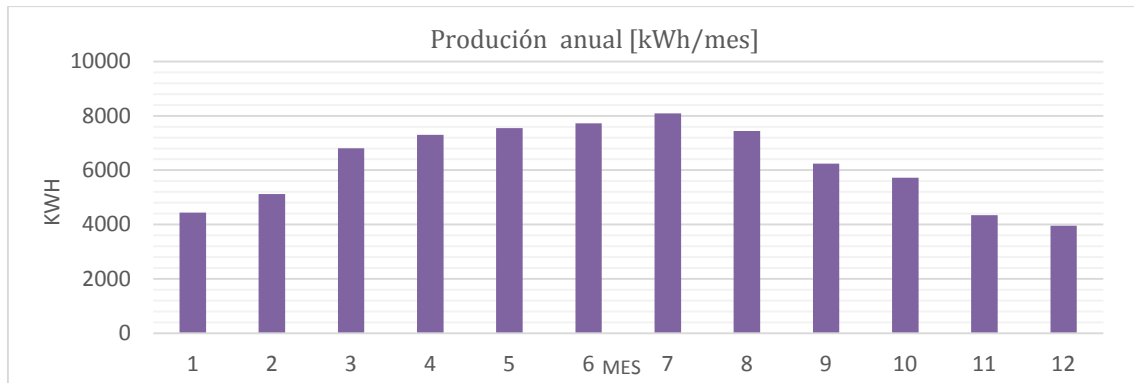


Fig. 101. Gráfico de producción energética media en kWh/ mes

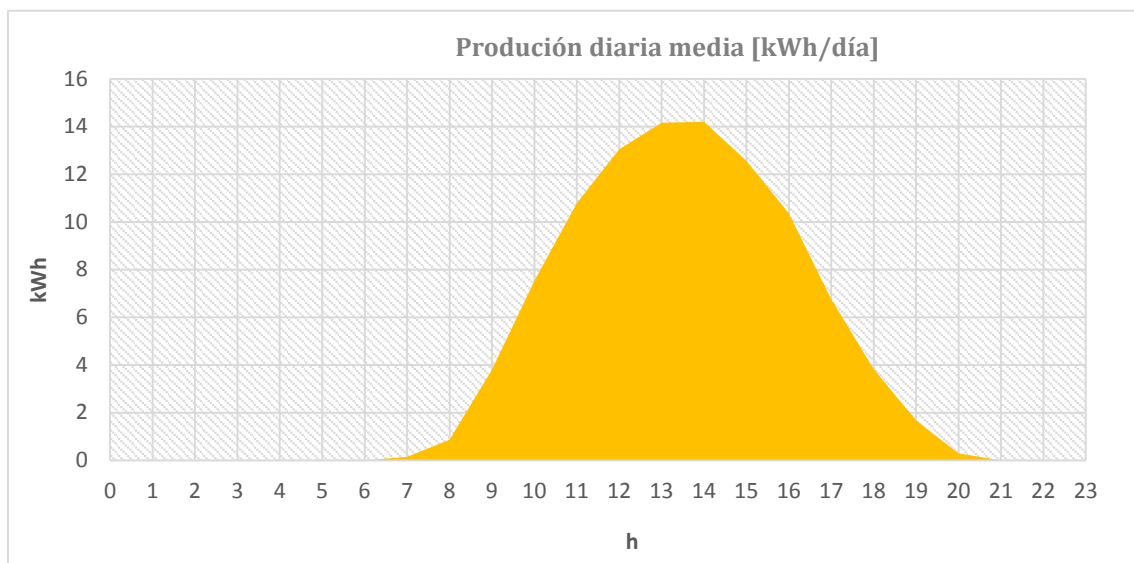


Fig. 102. Gráfico de la Producción energética diaria media en kWh/ día

Para una mejor interpretación de los valores de la energía producida hemos realizado un análisis estadístico descriptivo de los 8760 valores obtenidos (Anexo III) con el siguiente resultado:

**Estadísticas descriptiva:**

Variable	Observaciones	Mínimo	Máximo	Media	Desviación típica
E Total (kWh)	8760	0.00	43.15	8.53	12.13

Tabla 68. Estadística descriptiva de la producción horaria durante el primer año.

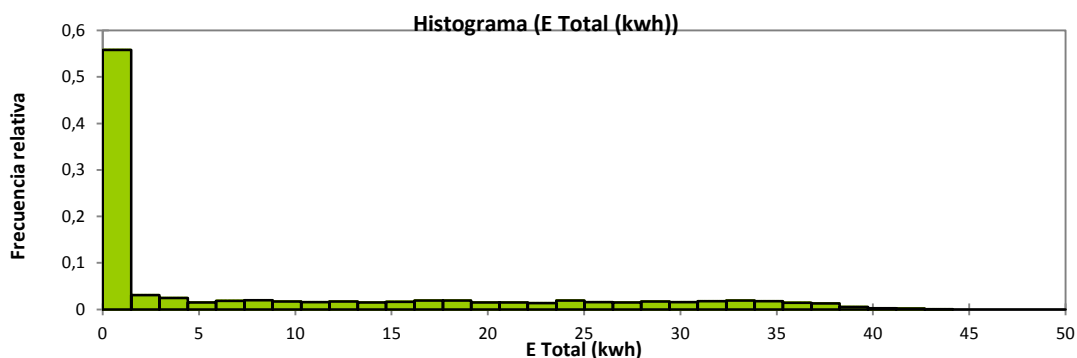


Fig. 103. Histograma de la energía producida horaria media en kWh

Estadísticas descriptivas para los intervalos :

Límite inferior	Límite superior	Frecuencia	Frecuencia relativa	Densidad
0.000	1.472	4892.000	0.558	0.379
1.472	2.944	267.000	0.030	0.021
2.944	4.416	214.000	0.024	0.017
4.416	5.887	130.000	0.015	0.010
5.887	7.359	161.000	0.018	0.012
7.359	8.831	171.000	0.020	0.013
8.831	10.303	147.000	0.017	0.011
10.303	11.775	134.000	0.015	0.010
11.775	13.247	146.000	0.017	0.011
13.247	14.718	128.000	0.015	0.010
14.718	16.190	144.000	0.016	0.011
16.190	17.662	168.000	0.019	0.013
17.662	19.134	166.000	0.019	0.013
19.134	20.606	131.000	0.015	0.010
20.606	22.078	127.000	0.014	0.010
22.078	23.549	119.000	0.014	0.009
23.549	25.021	165.000	0.019	0.013
25.021	26.493	137.000	0.016	0.011
26.493	27.965	129.000	0.015	0.010
27.965	29.437	146.000	0.017	0.011
29.437	30.909	138.000	0.016	0.011
30.909	32.380	153.000	0.017	0.012
32.380	33.852	165.000	0.019	0.013
33.852	35.324	156.000	0.018	0.012
35.324	36.796	126.000	0.014	0.010
36.796	38.268	114.000	0.013	0.009
38.268	39.740	47.000	0.005	0.004
39.740	41.211	22.000	0.003	0.002
41.211	42.683	15.000	0.002	0.001
42.683	44.155	2.000	0.000	0.000

Tabla 68. Estadística descriptiva para intervalos de 1,47 kWh

Si descartamos todos los valores con producción nula, nos quedan 4278 horas al año con producción distinta de cero lo que supone que el 48,84 % de las horas de un año típico la



instalación produce energía. Si realizamos un análisis descriptivo de estos valores el resultado es el siguiente:

Variable	Observaciones	Mínimo	Máximo	Media	Desviación típica
E Total (kWh)	4278	0.028	43.155	17.472	12.041

Tabla 69. Estadística descriptiva para valores distintos de 0 kWh

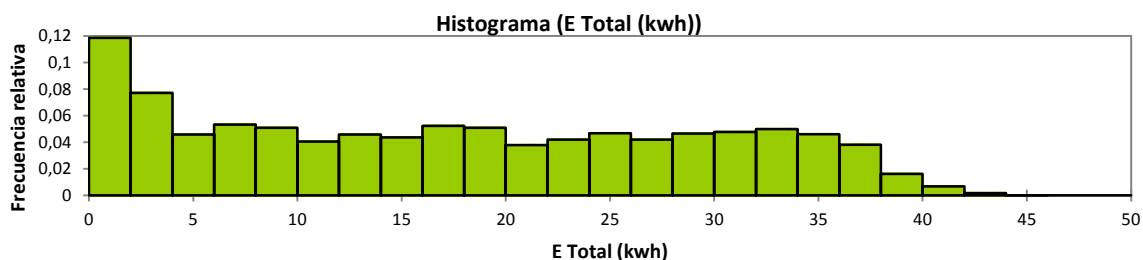


Fig. 104. Histograma de producción energética horaria en kWh.

Estadísticas descriptivas para los intervalos :				
Límite inferior	Límite superior	Frecuencia	Frecuencia relativa	Densidad
0	2	507	0.119	0.059
2	4	330	0.077	0.039
4	6	196	0.046	0.023
6	8	228	0.053	0.027
8	10	218	0.051	0.025
10	12	173	0.040	0.020
12	14	196	0.046	0.023
14	16	187	0.044	0.022
16	18	224	0.052	0.026
18	20	218	0.051	0.025
20	22	162	0.038	0.019
22	24	179	0.042	0.021
24	26	200	0.047	0.023
26	28	179	0.042	0.021
28	30	199	0.047	0.023
30	32	204	0.048	0.024
32	34	213	0.050	0.025
34	36	197	0.046	0.023
36	38	163	0.038	0.019
38	40	69	0.016	0.008
40	42	29	0.007	0.003
42	44	7	0.002	0.001
44	46	0	0.000	0.000

Tabla 70. Estadística descriptiva de valores de producción en intervalos de 2 kWh.

**Tabla de los percentiles (Media ponderada a  $x(Np)$ ):**

Percentil	Valor
M3ximo 100%	43.155
99%	39.578
95%	36.618
90%	34.355
3° Cuartil 75%	28.220
Mediana 50%	16.883
1° Cuartil 25%	6.318
10%	1.528
5%	0.703
1%	0.189
M3nimo 0%	0.028

Tabla 71. Percentiles producci3n energ3tica media en kWh

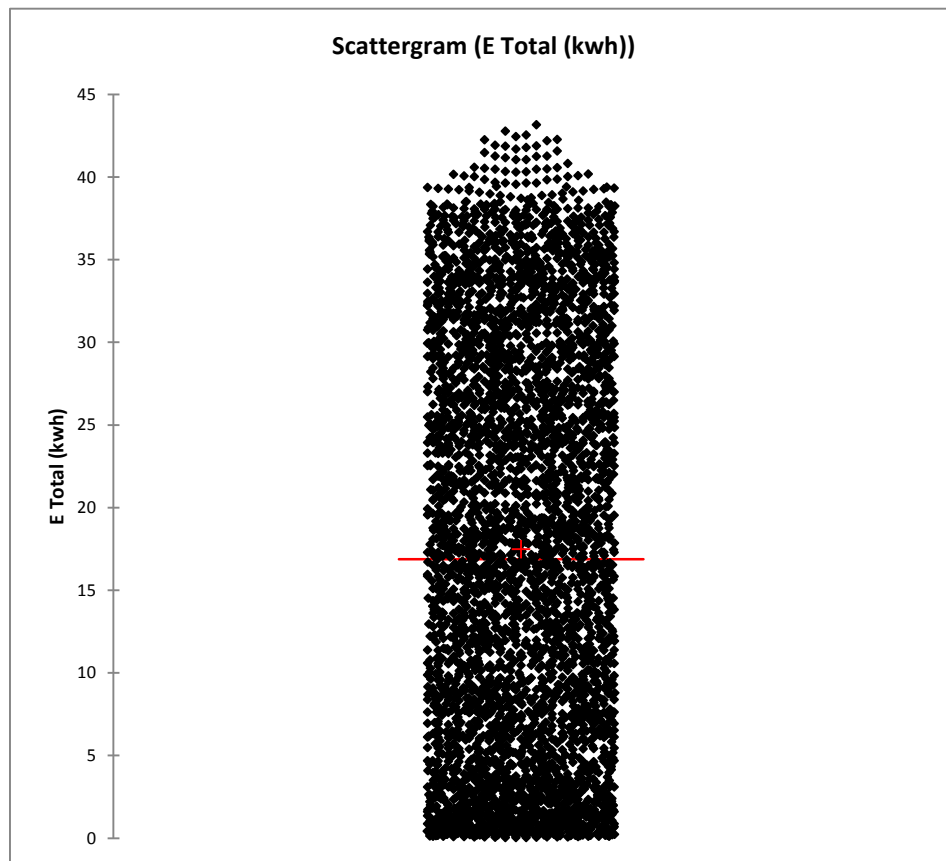


Fig. 105. Diagrama de densidad de producci3n energ3tica con intervalos de 2 kWh

En la tabla se indican los valores mensuales y totales de producci3n y consumo. Respecto al consumo se detalla el nocturno y el diurno, entendiendo por diurno el correspondiente a las horas en las que la planta puede producir normalmente energa.

MES	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Diciem.	Total
Total	85793	72155	65679	57100	54367	48053	44159	50390	55634	69835	80776	83706	767647
	GTM+1			GTM+2						GTM+1			
Total N	62671	51486	44551	34467	26884	21713	19998	24514	34100	46013	59765	61758	487920
Total D	23122	20669	21128	22633	27483	26340	24161	25876	21534	23822	21011	21948	279727
% N	73.05	71.35	67.83	60.36	49.45	45.19	45.29	48.65	61.29	65.89	73.99	73.78	63.56
% D	26.95	28.65	32.17	39.64	50.55	54.81	54.71	51.35	38.71	34.11	26.01	26.22	36.44
kWh/día	143.30	182.77	219.46	243.36	243.40	257.64	261.00	240.23	208.10	184.70	144.86	127.59	Tot año
Total mes	4442.29	5117.62	6803.13	7300.70	7545.40	7729.33	8091.06	7447.09	6243.04	5725.67	4345.88	3955.41	74746.62

Tabla 72. Producción energética media en kWh/ mes

A continuación se analiza y representa el consumo mensual diferenciado entre periodo nocturno (sin producción) y periodo diurno (con producción) y la producción total FV. Se puede observar que el consumo diurno supera ligeramente al nocturno desde Mayo hasta Agosto, que corresponde al intervalo del año en el que el día es más largo que la noche.

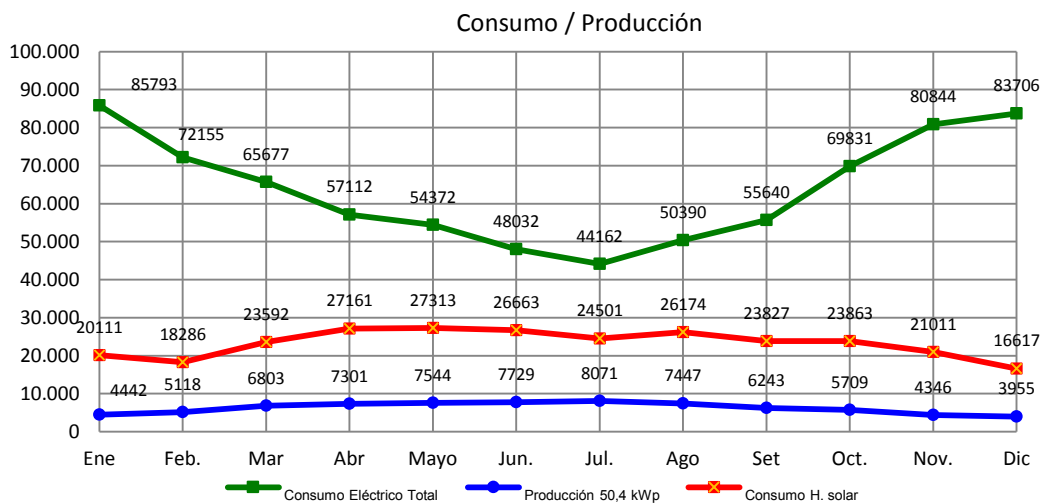


Fig. 106. Consumo mensual y producción energética media en kWh/ mes.

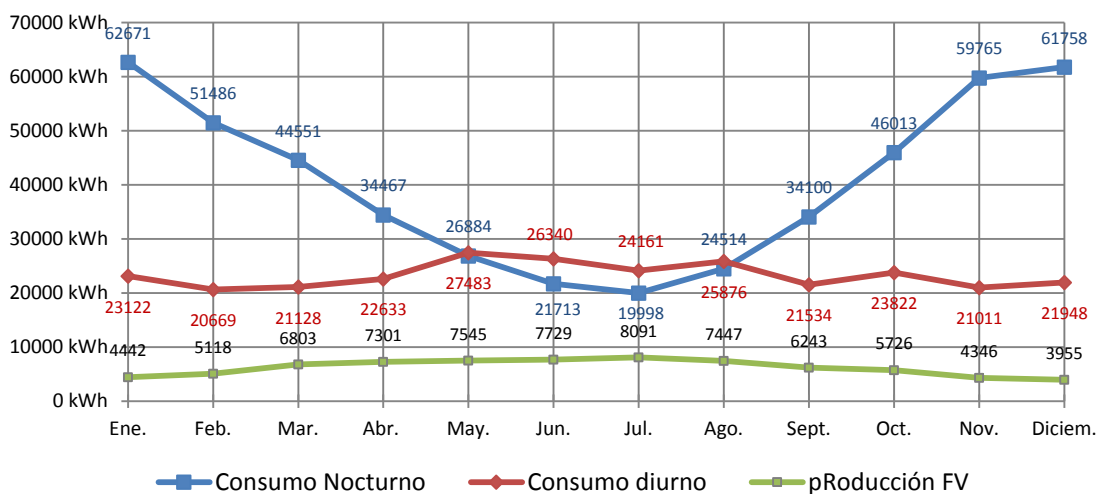


Fig. 107. Consumo diurno, nocturno y producción mensual media en kWh/ mes

En el siguiente gráfico se representa el consumo de red sin FV, consumo de red con FV y la producción mensual, se puede observar el desplazamiento hacia abajo de la curva de consumo inicial, el desplazamiento es máximo en julio y mínimo en diciembre.

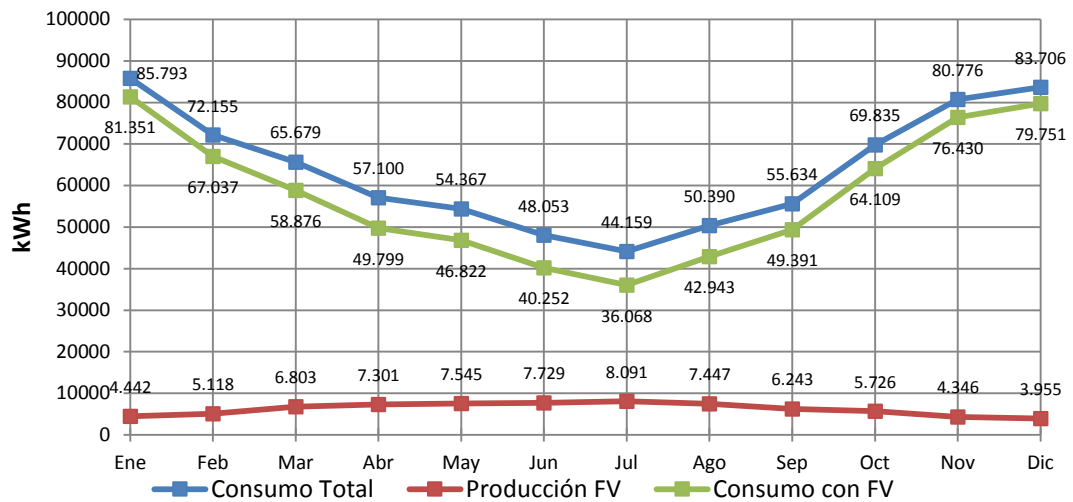


Fig. 108. Gráfico consumo de red con sin producción FV en kWh/ mes

Al tener contratada una tarifa 3.1.A con los tres periodos (punta, llano y valle) para calcular el ahorro económico que supone el autoconsumo es necesario el cálculo previo de la energía horaria que se produce en cada periodo. Los resultados completos están en el Anexo IV. En la siguiente tabla se resume la producción mensual en cada periodo y se representa gráficamente los resultados obtenidos.

Producción mensual 2014													
kWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Punta	97.71	187.45	534.75	3,553.06	3,328.51	3,316.71	3,865.23	3,188.01	3,236.92	2,584.50	25.98	3.88	23,922.72
Llano	2,972.84	3,430.52	4,036.39	2,133.96	2,086.45	2,200.83	2,481.20	2,056.98	1,493.86	1,632.19	2,881.89	2,854.29	30,261.40
Valle	1,371.74	1,499.65	2,231.99	1,613.67	2,129.48	2,211.78	1,724.16	2,201.86	1,512.26	1,491.91	1,438.02	1,097.25	20,523.77
<b>Total</b>	<b>4,442.3</b>	<b>5,117.6</b>	<b>6,803.1</b>	<b>7,300.7</b>	<b>7,545.4</b>	<b>7,729.3</b>	<b>8,091.1</b>	<b>7,447.1</b>	<b>6,243.0</b>	<b>5,725.7</b>	<b>4,345.9</b>	<b>3,955.4</b>	<b>74,746.62</b>
%	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Punta	2.80%	4.62%	10.01%	56.13%	52.46%	51.19%	55.13%	51.28%	60.06%	53.30%	0.77%	0.12%	38.57%
Llano	75.80%	75.25%	67.24%	29.99%	29.26%	30.22%	31.48%	29.44%	24.66%	29.95%	76.02%	80.86%	43.41%
Valle	21.40%	20.13%	22.75%	13.88%	18.28%	18.59%	13.39%	19.28%	15.28%	16.75%	23.21%	19.02%	18.02%
<b>Total</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	

Tabla 73. Producción mensual en periodos tarifarios kWh/ mes

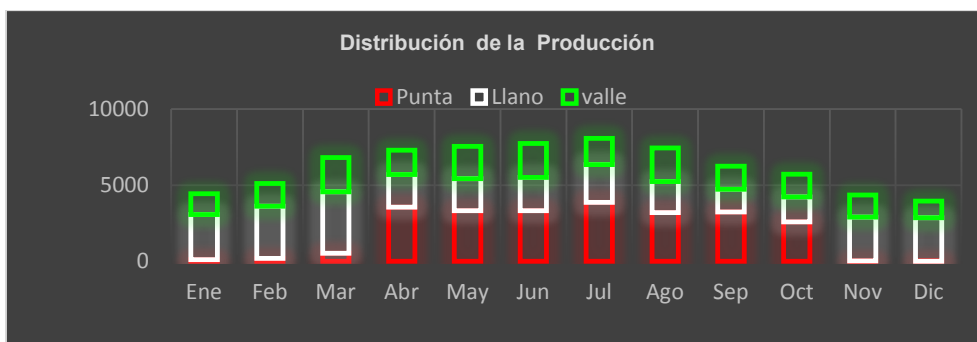


Fig. 109. Gráfico de producción energética en periodos, Punta, Valle y Llano en kWh/ mes

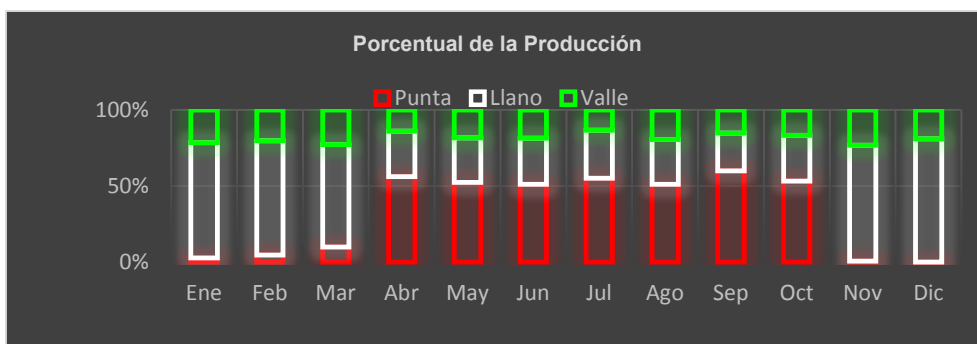


Fig. 110. Gráfico porcentual de la Producción energética media en periodos tarifarios kWh/ mes

Para cada inversor (sub-generador) obtenemos los siguientes valores de funcionamiento eléctrico y de producción mensual:

	Isc max (A)	Voc max (V)	Im max (A)	Vm max (V)	Pm max (kW)	Pac max (kW)	Edc día (kWh)	Edc mes (kWh)	Eac día (kWh)	Eac mes (kWh)
Ene	13,4	887,4	12,6	696,2	8,8	7,9	49,3	1526,9	43,6	1351,5
Feb	15,6	887,4	14,7	696,6	10,2	9,2	60,8	1703,1	53,9	1510,5
Mar	17,9	887,4	16,9	697,2	11,8	10,6	75,3	2335,6	66,8	2071,2
Abr	18,8	887,4	17,7	697,6	12,4	11,1	83,4	2500,7	73,8	2213,5
May	20,0	887,4	18,8	698,1	13,1	11,7	92,1	2854,4	81,4	2523,9
Jun	20,3	887,4	19,1	698,7	13,3	11,9	95,4	2861,6	84,3	2528,3
Jul	20,9	887,4	19,6	699,3	13,7	12,2	97,4	3019,2	86,1	2668,4
Ago	21,1	887,4	19,8	699,4	13,9	12,4	94,9	2942,5	84,0	2603,6
Sep	20,4	887,4	19,2	698,9	13,4	12,0	87,0	2609,6	77,1	2313,9
Oct	18,2	887,4	17,1	698,0	11,9	10,7	72,7	2254,1	64,6	2002,9
Nov	13,9	887,4	13,1	696,8	9,1	8,2	51,9	1556,4	45,9	1378,0
Dic	12,1	887,4	11,4	696,1	7,9	7,1	43,4	1344,0	38,2	1185,3
<b>Anual</b>	<b>21,1</b>	<b>887,4</b>	<b>19,8</b>	<b>699,4</b>	<b>13,9</b>	<b>12,4</b>	<b>75,3</b>	<b>27508,2</b>	<b>66,7</b>	<b>24350,9</b>

Tabla 74. Parametros eléctricos y de producción mensual para cada subgenerador

**Isc max:** Corriente de cortocircuito máxima del generador.

**Voc max:** Tensión de circuito abierto máxima del generador.

**Im max:** Corriente en el punto de máxima potencia máxima del generador.

**V<sub>m max</sub>**: Tensión en el punto de máxima potencia máxima del generador.  
**P<sub>m max</sub>**: Potencia máxima entregada por el generador fotovoltaico.  
**P<sub>ac max</sub>**: Potencia máxima a la salida del inversor.  
**E<sub>dc dia</sub>**: Energía continua diaria media mensual a la salida del generador.  
**E<sub>dc mes</sub>**: Energía media mensual a la salida del generador.  
**E<sub>ac dia</sub>**: Energía alterna diaria media mensual a la salida del inversor.  
**E<sub>ac mes</sub>**: Energía alterna media mensual a la salida del inversor.

- **I<sub>sc max</sub> (A)**: es la corriente máxima obtenida a la salida del generador para cada mes. El valor anual tomado se corresponde con el valor máximo de corriente entre todos los meses. Dicha corriente viene dada por:

$$I_{SC\max} = H_{dm}(\alpha, \beta) \frac{I_{SC,sc}}{1000} [1 + \alpha_T \cdot (T_C - 25)] \cdot N_{mp} \quad [1.74]$$

En el caso de la corriente de cortocircuito, I<sub>sc</sub>, el Coeficiente de Temperatura,  $\alpha$ , es positivo, es decir, al aumentar la temperatura, aumenta dicha corriente.

Donde  $\alpha_T$  es igual a  $3,6e^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  para células monocristalinas y  $2,58e^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  para células policristalinas

- **V<sub>ocmax</sub> (V)**: es la tensión de circuito abierto máxima obtenida en extremos del generador para cada mes. El valor anual de dicha tensión es el máximo de los valores mensuales. La ecuación que la define es la siguiente:

$$V_{OC\max} = V_{OC,mod,sc} \cdot [1 + \beta_T \cdot (T_C - 25)] \cdot \left[ 1 + \delta_T \cdot T_C \cdot \ln \left( \frac{H(\alpha, \beta)}{1000} \right) \right] \cdot N_{ms} \quad [1.75]$$

Para la tensión de circuito abierto, el Coeficiente de Temperatura,  $\beta$ , es negativo, ya que, en una célula fotovoltaica, cuanto mayor es la temperatura, menor es la tensión que habrá en sus extremos.

Donde los valores para  $\beta_T$  y  $\delta_T$  se muestran en la tabla siguiente

Tipo de célula	$\beta_T \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	$\delta_T (T_c) = m T_c + b$	
		m	b
Monocristalina	$-3,63 e^{-3}$	$3,21 e^{-4}$	$4,15 e^{-2}$
Policristalina	$-3,57 e^{-3}$	$4,80 e^{-4}$	$3,44 e^{-2}$

- **Immax (A):** es el máximo valor de corriente en el punto de máxima potencia obtenido para cada mes. Al igual que con la intensidad de cortocircuito, el valor anual es el máximo de los valores mensuales:

$$I_{M \max} = I_{SCG} (1 - a^{-b}) \quad [1.76]$$

- **Vmmax (V):** es el máximo valor de tensión en el punto de máxima potencia obtenido para cada mes. Al igual que con la tensión de circuito abierto, el valor anual es el máximo de los valores mensuales:

$$V_{M \max} = V_{OC,G} \left[ 1 - \frac{b}{v_{OC}} \cdot \ln a - r_s \cdot (1 - a^{-b}) \right] \quad [1.77]$$

- **Pmmax (kW):** es el valor máximo de la potencia máxima entregada por el generador fotovoltaico a la entrada del inversor para cada mes del año. El valor anual es de nuevo el máximo de los valores mensuales.

$$P_{\max} = V_{\max} \cdot I_{\max} \quad [1.78]$$

- **PACmax (kW):** es la potencia máxima que se obtiene a la salida del inversor una vez convertida la corriente continua en alterna, para cada mes. Lógicamente esta potencia alterna estará siempre por debajo de la generada a la salida del generador fotovoltaico debido a la eficiencia de conversión. El valor anual es el máximo de los valores de potencia mensuales:

$$P_{AC \max} = \eta_b \cdot P_m \quad [1.79]$$

- **Edcdía (kWh):** es la energía diaria media mensual generada a la salida del generador fotovoltaico. Para su cálculo a partir de la potencia generada se usa la siguiente expresión:

$$E_{dc,dia} = \int_{dia} P(t) dt \approx \sum_{j=1}^N P_j \cdot \Delta t \quad [1.80]$$



Donde  $P_j$  son los valores de potencia tomados en intervalos de diez minutos,  $N = 144$  (valores para cada día en intervalos de diez minutos) y  $\Delta t = 24/144 = 1/6$  horas.

El valor de energía diaria media anual se obtiene de hacer la media aritmética de todos los valores mensuales.

- **Edcmes (kWh):** es la energía media mensual obtenida a la salida del generador fotovoltaico y cada uno de los valores mensuales se ha obtenido multiplicando la energía diaria media mensual por el número de días de cada mes.

El valor de energía continua anual se obtiene de sumar todos los valores de energía media mensual.

- **Eac día (kWh):** es la energía alterna diaria media mensual obtenida a la salida del inversor. Para su cálculo se procede del mismo modo que con la energía continua diaria media mensual, solo que los valores de potencia tomados en el sumatoria son los valores de potencia alterna obtenida a la salida del inversor ( $P_{ac}$ ).

$$E_{ac, dia} = \int_{dia} P_{ac}(t) dt \approx \sum_{j=1}^N P_{ac,j} \cdot \Delta t \quad [1.81]$$

El valor de energía alterna diaria media mensual se obtiene con la media aritmética de todos los valores mensuales.

- **Eac mes (kWh):** es la energía alterna media mensual obtenida a la salida del inversor. Cada valor mensual es resultado de multiplicar la energía alterna diaria media mensual por el número de días de cada mes.

El valor anual es resultado de la suma de todos los valores de energía alterna mensuales.

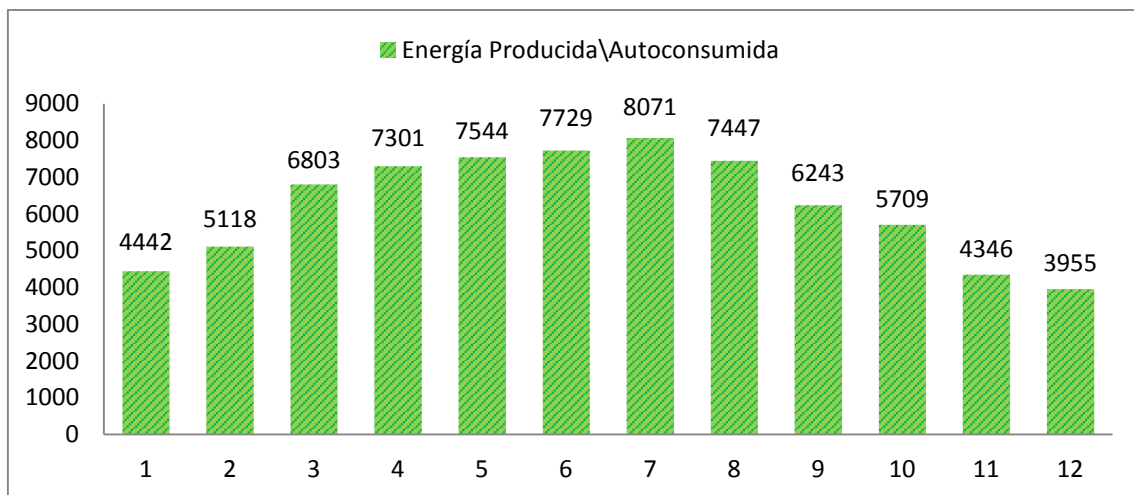


Fig. 111. Energía producida\autoconsumida en las instalaciones en kWh/mes.

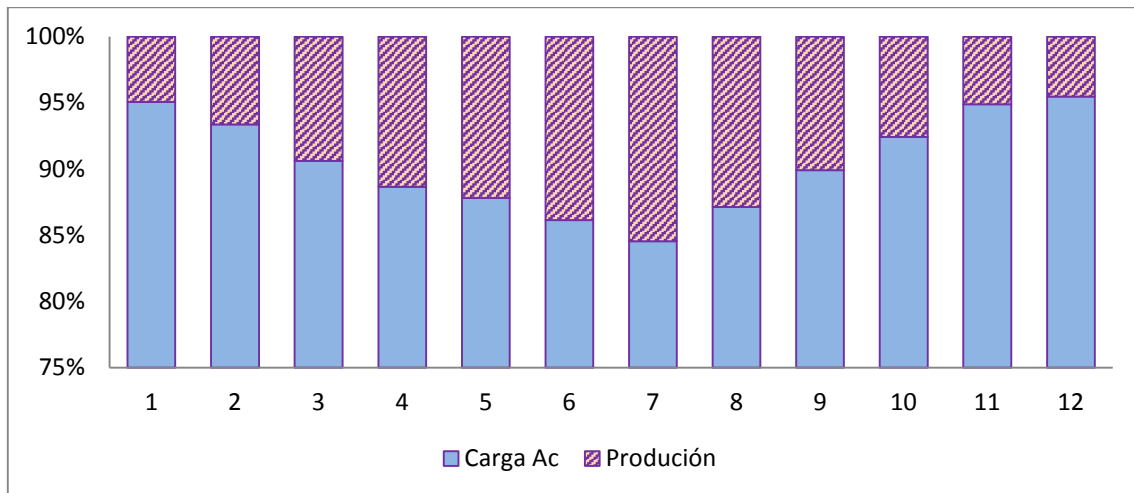


Fig. 112. Energía producida\autoconsumida en las instalaciones en kWh/mes.

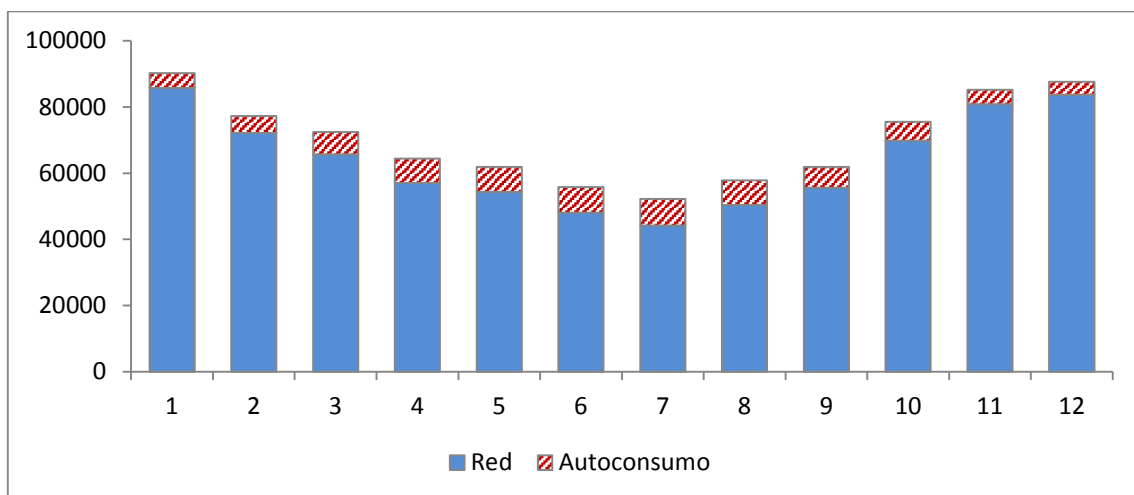


Fig. 113. Energía producida\autoconsumida en las instalaciones en kWh/mes

En las páginas siguientes se representa gráficamente para cada mes los valores horarios del consumo, los valores de la energía producida y los excedentes para el primer año de funcionamiento de la planta, con el objeto de poder apreciar gráficamente el ajuste del diseño de la instalación para el autoconsumo instantáneo. Se representa con mayor detalle el mes de julio, en el cual se producen pequeños excedentes de energía que se pueden eliminar conectando pequeñas cargas adicionales.

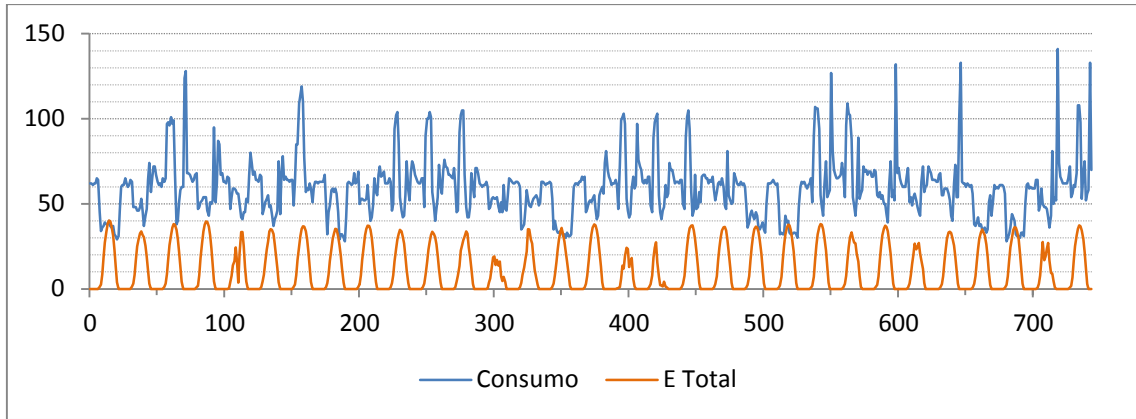


Fig.114. Mes de julio kWh

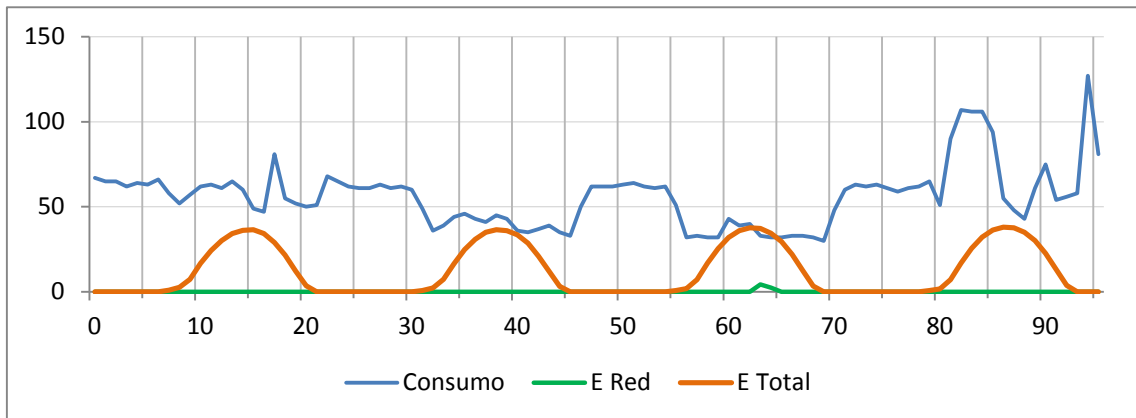


Fig.115. Del 20 al 23 de julio kWh

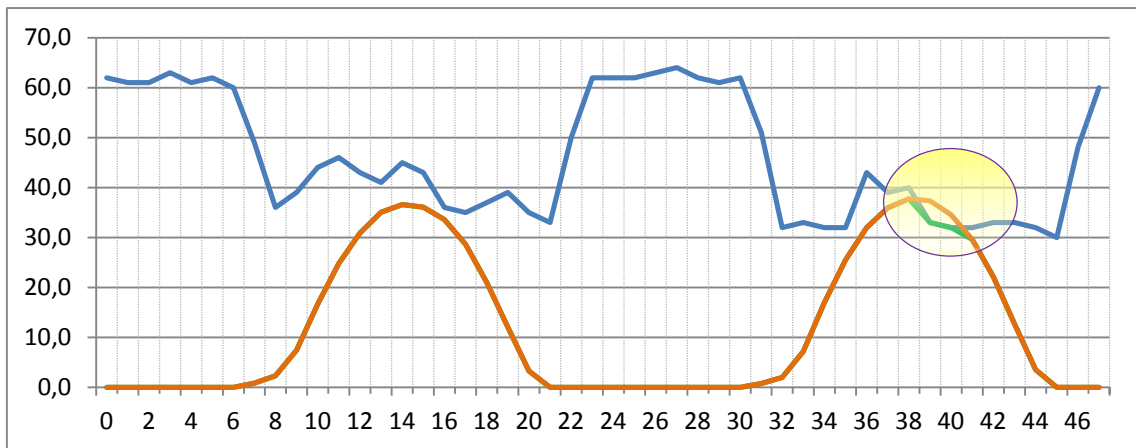


Fig. 116. Del 21 al 22 de julio kWh

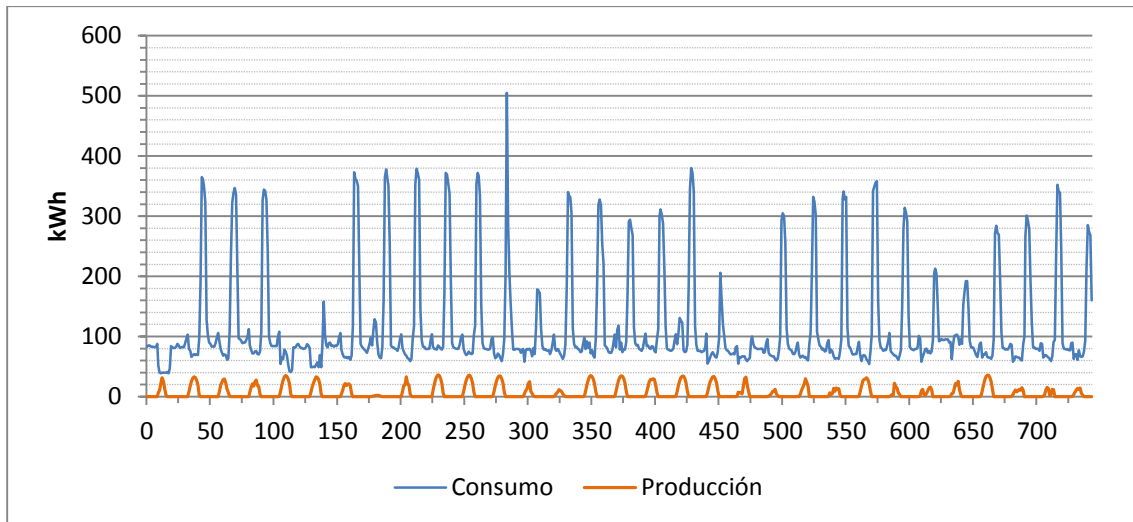


Fig.117. Producción/Consumo Enero en kWh

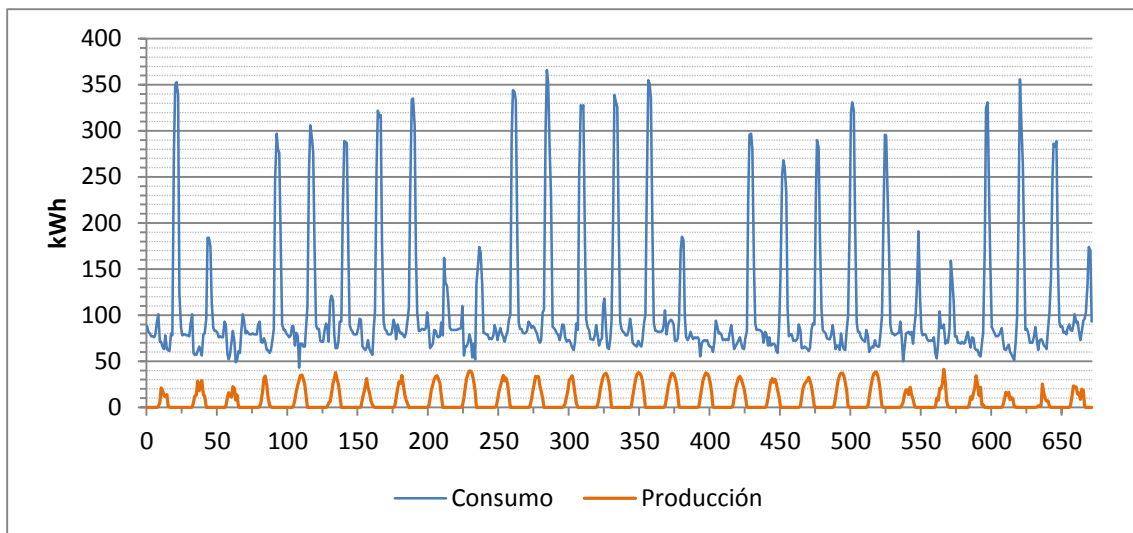


Fig.118. Producción/Consumo Febrero en kWh

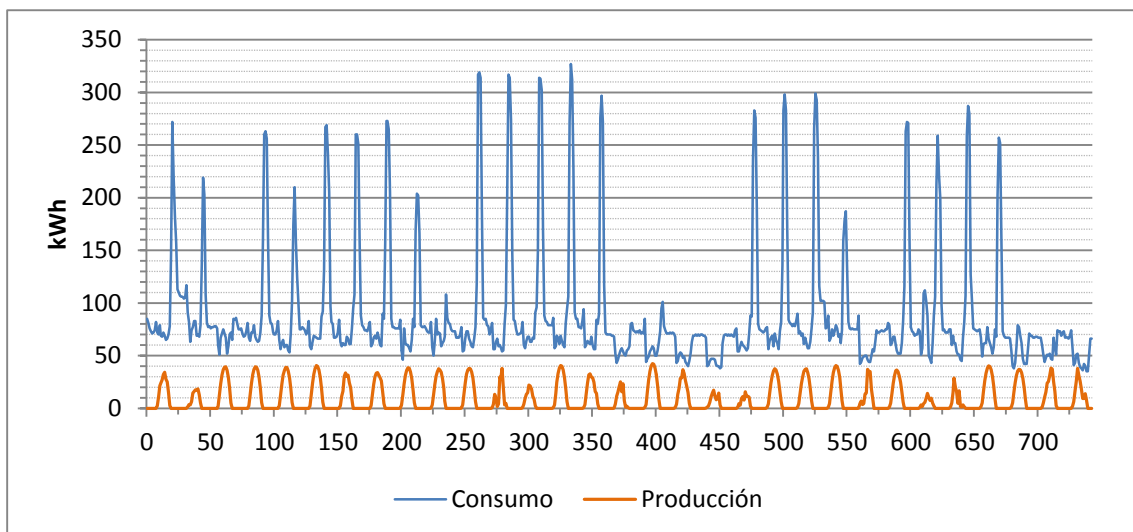


Fig.119. Producción/Consumo Marzo en kWh

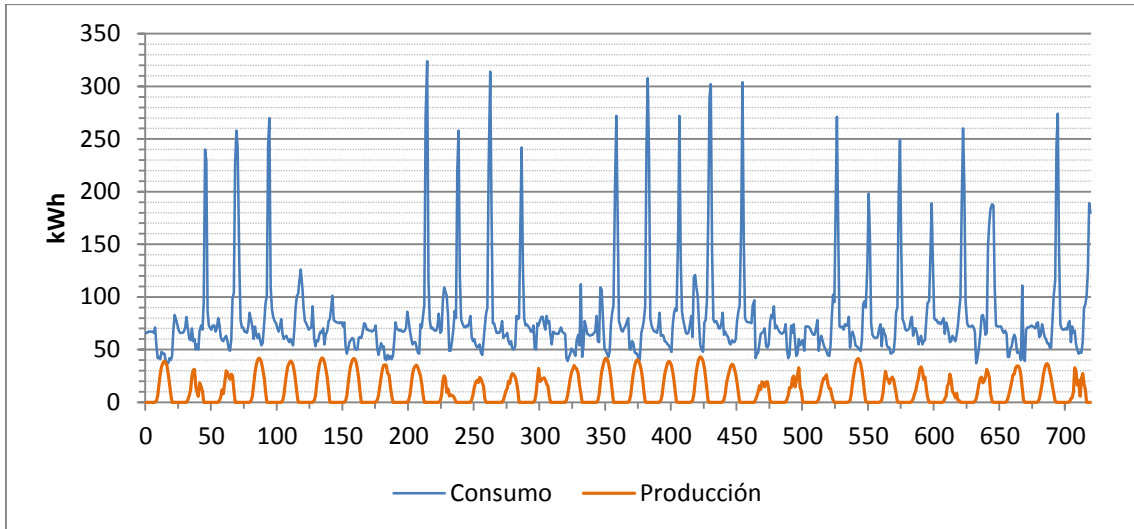


Fig.120. Producción/Consumo Abril en kWh

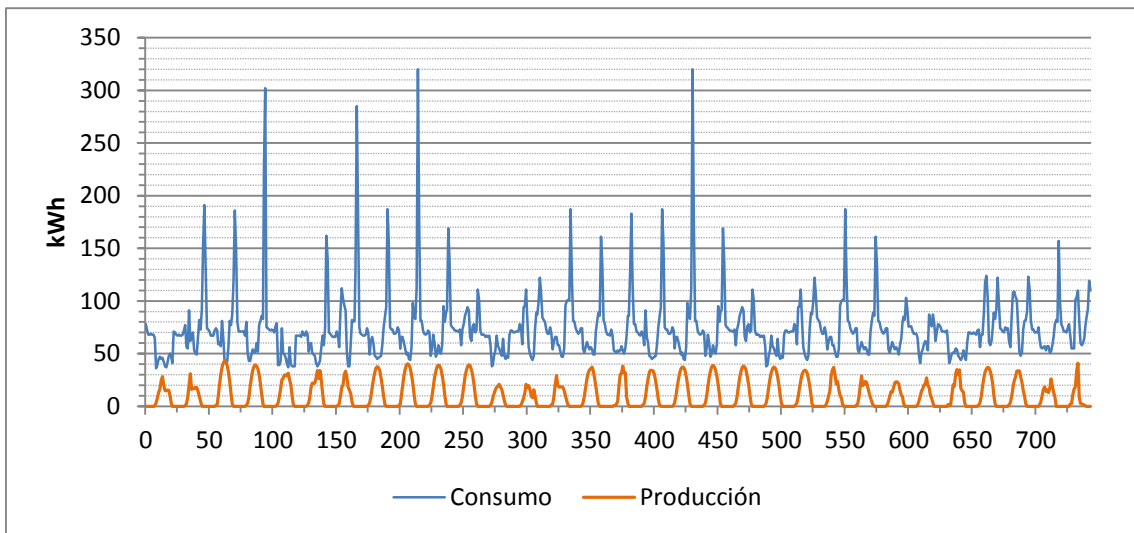


Fig.121. Producción/Consumo Mayo en kWh

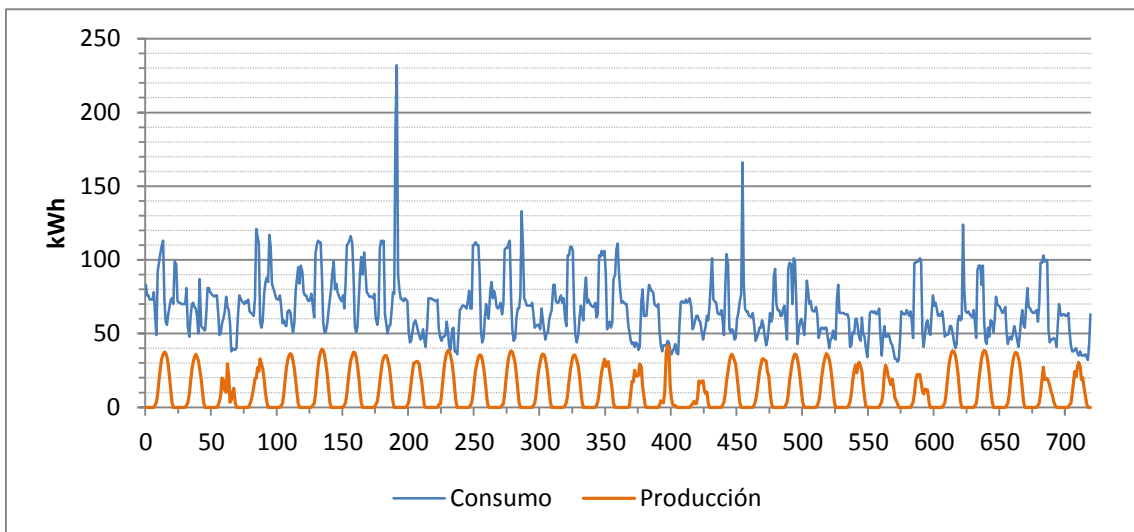


Fig.122. Producción/Consumo Junio en kWh

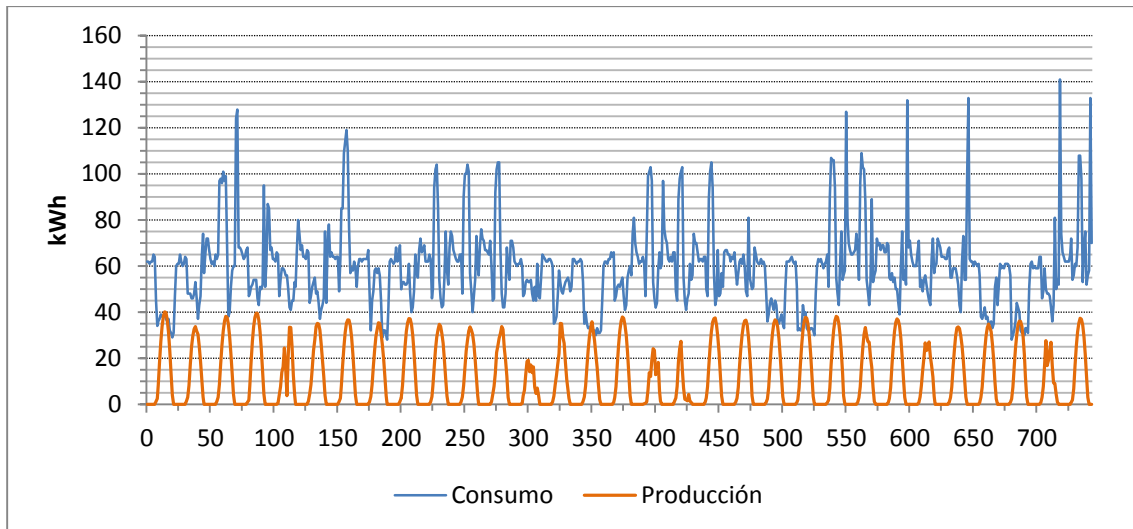


Fig.123. Producción/Consumo Julio en kWh

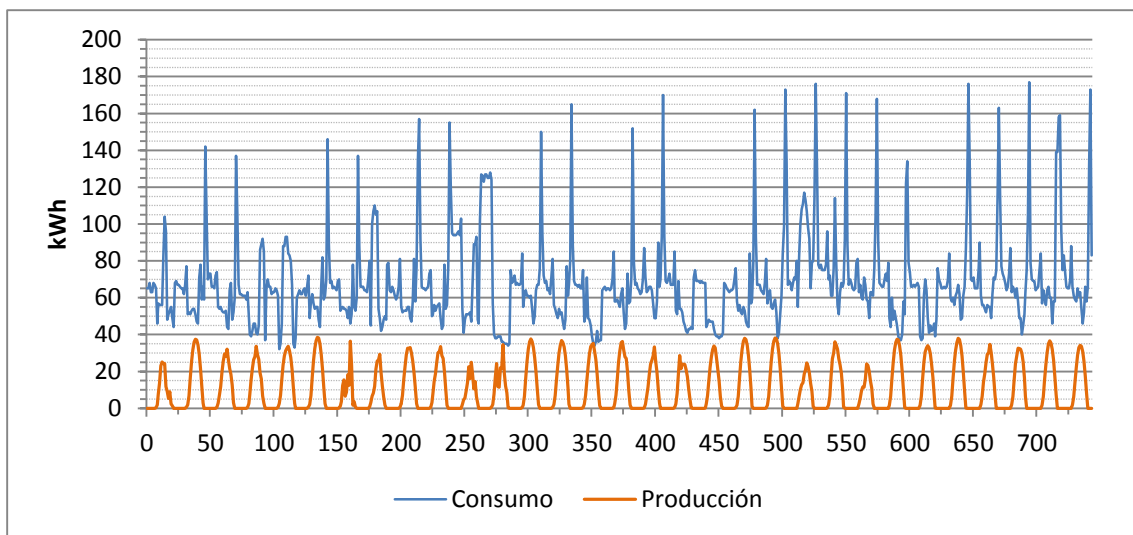


Fig.124. Producción/Consumo Agosto en kWh

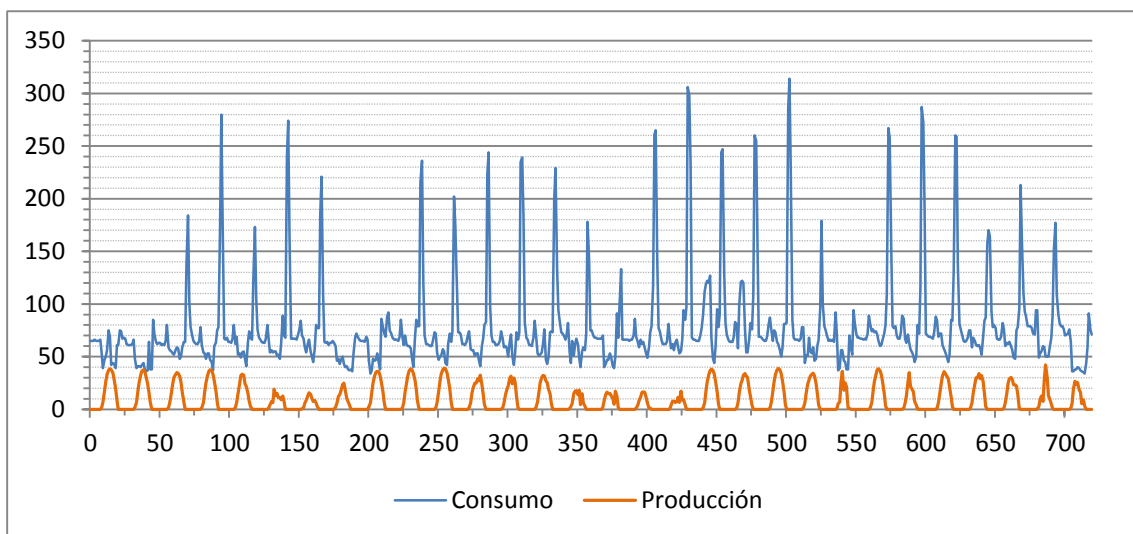


Fig.125. Producción/Consumo Septiembre en kWh

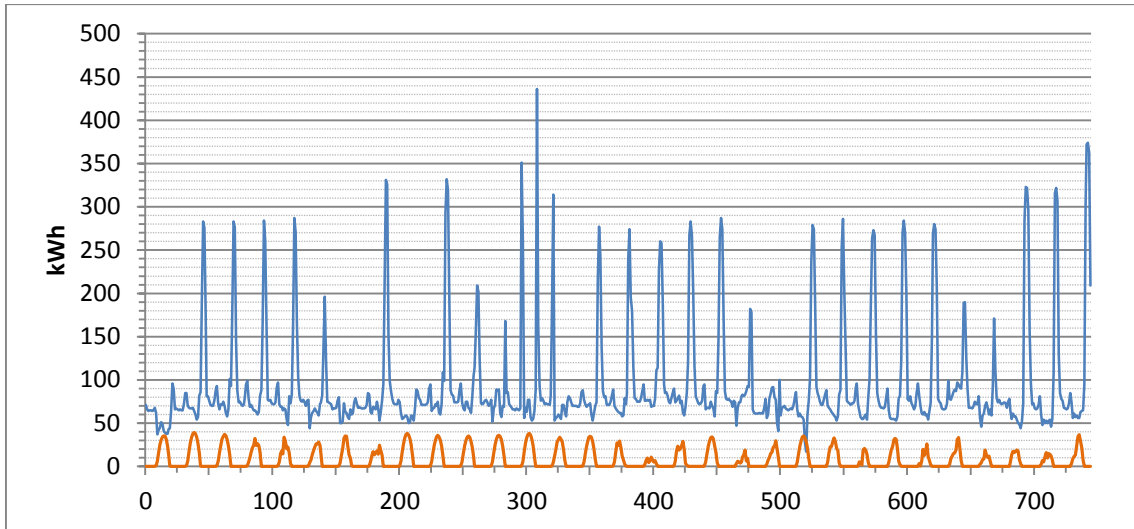


Fig.126. Producción/Consumo Octubre en kWh

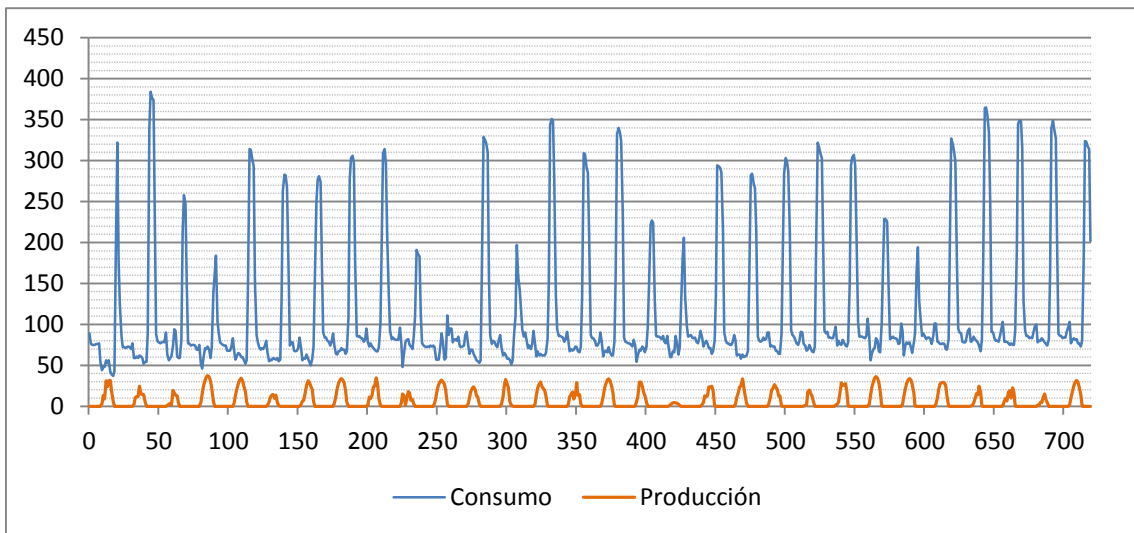


Fig.127. Producción/Consumo Noviembre en kWh

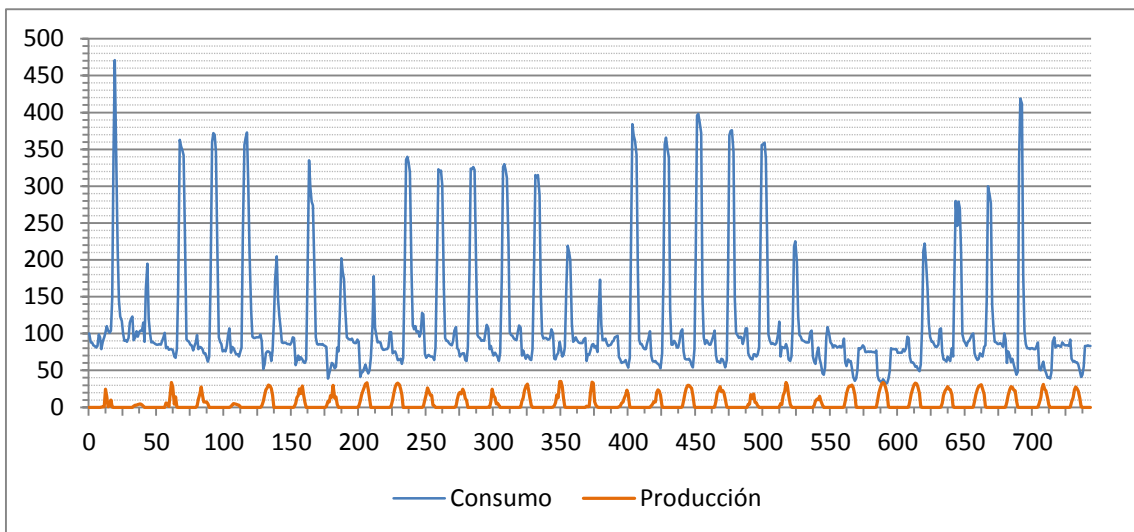


Fig.128. Producción/Consumo Diciembre en kWh



## 15.6 TABLA RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS DE LA INSTALACION.

En La siguiente tabla se resumen las características básicas identificativas de la instalación:

<b>Sistema FV AUTOCONSUMO conectado a la red interior Polideportivo Municipal de Gandia</b>			
Lugar geográfico:	Gandia	País:	España
Ubicación:	Latitud: 39° Norte	Longitud: 0,2 Oeste	Altitud: 22 metros.
Hora definido:	Hora legal :	Huso horario : GTM+1	Albedo:0,2
Datos climáticos:	Gandia (1986-2005)	Síntesis :	Meteonorm 6.1
Nº. de generadores:	1	Potencia FV:	50,40 kWp
		Superficie FV bruta/ de referencia:	350,2 / 353,5 m <sup>2</sup>

<b>Parámetros de la simulación</b>		
Orientación Plano Receptor	Inclinación 30°	Acimut 27°
Modelos empleados	Transposición Pérez	Difuso Erbs,
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos	
Sombras cercanas	Sin sombreado	

<b>Parámetros principales del sistema</b>		Tipo de sistema	Autoconsumo conectado a la red	
Orientación Campos FV	Inclinación	30°	Acimut	27°
Módulos FV	Modelo	A-280P	Pnom	280 Wp
Generador FV	Nº de módulos	180	Pnom total	50.4 kWp
Inversor	Modelo	Sinvert PVM17 (6DC)	Pnom	16.50 kW AC
Banco de inversores	Nº de unidades	3.0	Pnom total	49.5 kW AC
Necesidades de los usuarios	Global	768 MWh/año		

<b>Características del generador FV:</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-Poly	Tipo:	A-280P_ULTRA
	Fabricante:	ATERSA	
Potencia nominal:	280 W	Eficiencia (STC):	14,3 %
Instalación:	con ventilación trasera	Sombra:	No
Número de módulos FV	180	Pnom unitaria	280 Wp
En serie	20 módulos	En paralelo	9 cadenas
Potencia global generador			
Nominal (STC)	50.4 kWp	En cond. funciona	45.0 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)			
V mpp	699,4 V	I mpp	19,8 A
Superficie de referencia	350,2 m <sup>2</sup>	Superficie bruta:	353,5 m <sup>2</sup>
<b>Inversor</b>			
	Tipo:	SINVERT PVM17	
	Fabricante:	Siemens	
Características			
Tensión Funciona.	460-850 V	Pnom unitaria	16.5 kW AC
Rendimiento europeo:	97,8 %	Nº de seguidores de MPP:	1
Banco de inversores			
Nº de inversores	3 unidades	Potencia total	49.5 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>			
Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K
Pérdida Óhmica en el Cableado		Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
LID - "Light Induced Degradation		Fracción de Pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de Pérdidas	1.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos		Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		Parám. bo	0.05
<b>Factores de pérdida del sistema</b>			
Transformador externo			
Pérdida hierro (Descon. nocturna)	49 W	Fracción de Pérdidas	0.0 % en STC
Pérdidas Resistivas/Inductivas	32.4 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.0 % en STC

<b>Cargas (Perfil de carga)</b>											
Demanda anual:		767.647 kWh									
Valor horario máximo:		505,00 kW									
Consumo el fin de semana:		Sábado: 100 %					Domingo: 100 %				
<b>Perfil de consumo (kWh):</b>											
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
85793	72155	65679	57100	54367	48053	44159	50390	55634	69835	80776	83706
Periodos de vacaciones:		ninguna									

### Resultados de la simulación para el sistema completo

Irradiación sobre la horizontal:	1628,3 kWh/m <sup>2</sup>	Consumo propio:	2,7 kWh
Irradiación sobre el generador FV:	1835.7 kWh/m <sup>2</sup>	Energía producida por el GFV:	74747 kWh
Irradiación menos reflexión:	1728.4 kWh/m <sup>2</sup>	Fracción solar:	9,7 %
Energía suministrada por el inversor	75.354 kWh	Grado de eficiencia del sistema:	11,4 %
Energía inyectada en la red:	38,73 kWh	Performance Ratio:	80,8 %
Demanda de consumo:	767.714 kWh	Rendimiento global (Final yield):	4,1 h/d
Uso directo del gen-FV:	74.708 kWh	Rendimiento específico anual:	1.483 kWh/kWp
Energía suministrada por la red:	3 kWh	Eficiencia del generador:	11,7 %

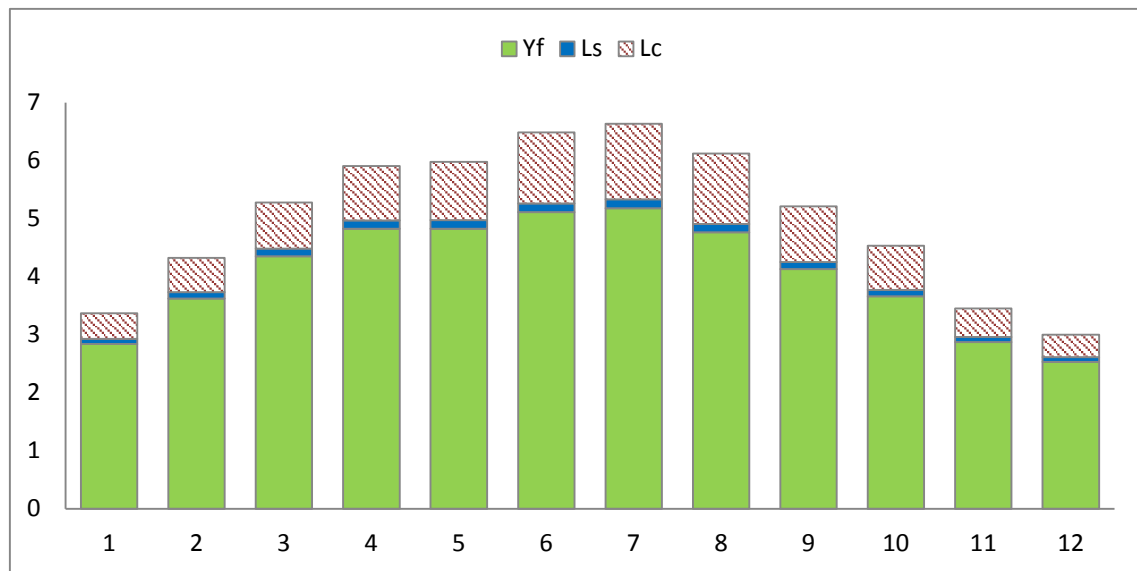


Fig. 129. Producciones normalizadas (por kWp instalado)

Lc: Pérdida colectada (perdidas generador FV) 0,84 KwWh/día  
 Ls: pérdida sistema (inversor,...) 0,12 kWh/kWp/día  
 Yf: Energía útil producida (salida inversor) 4,06 kWh/kWp/día

La Producción Final Anual, YF, que se define como el cociente entre la energía AC generada anualmente y la potencia pico instalada, es:

<b>Productividad Final Anual, YF</b>	<b>1483</b>	<b>kWh / kWp</b>
--------------------------------------	-------------	------------------

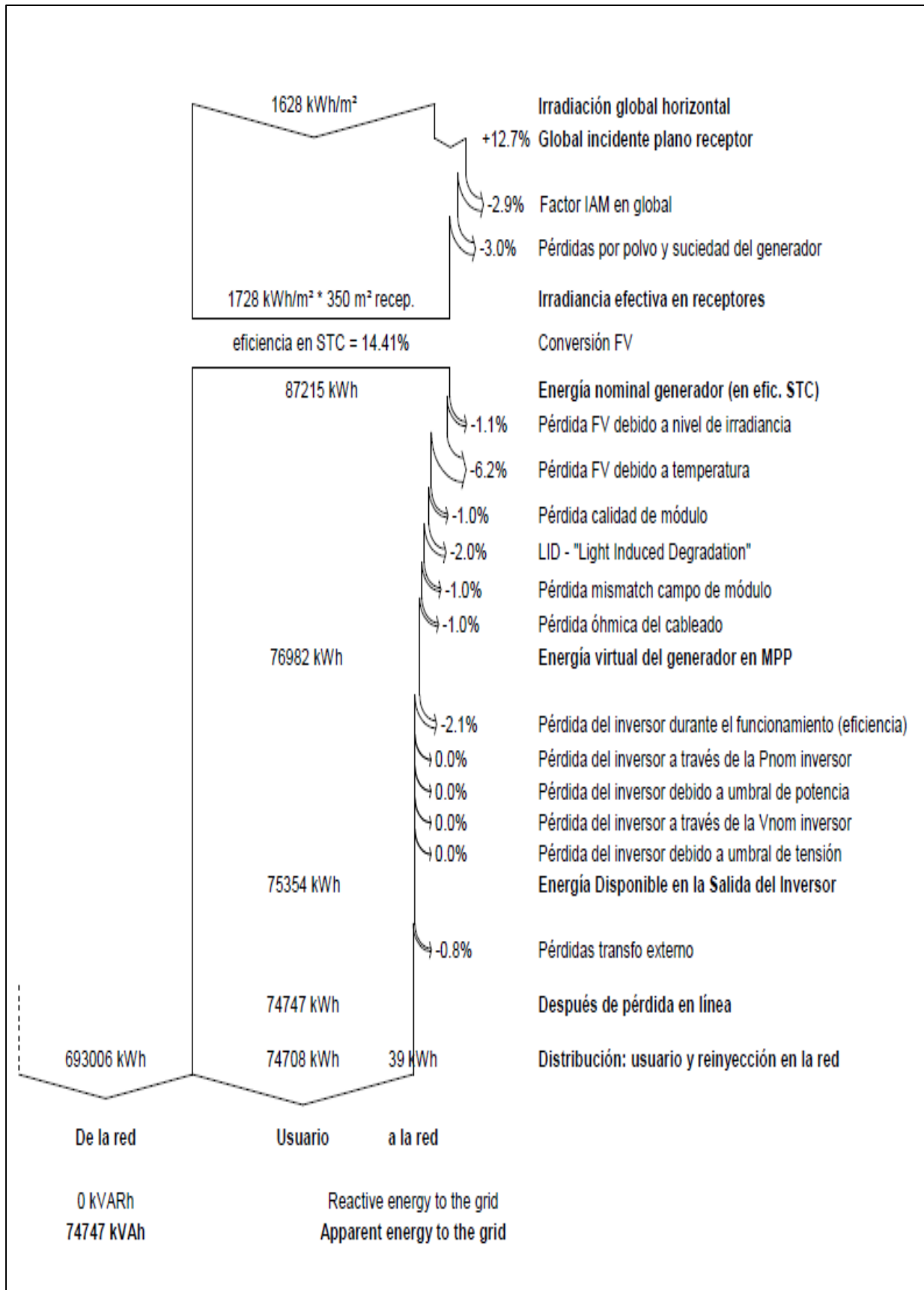


Fig.130. Diagrama "Sankey" de pérdidas anuales

## 15.7 ANÁLISIS GRAFICO DE LOS PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DEL SISTEMA FV.

### 1. Energía solar sobre el plano receptor.

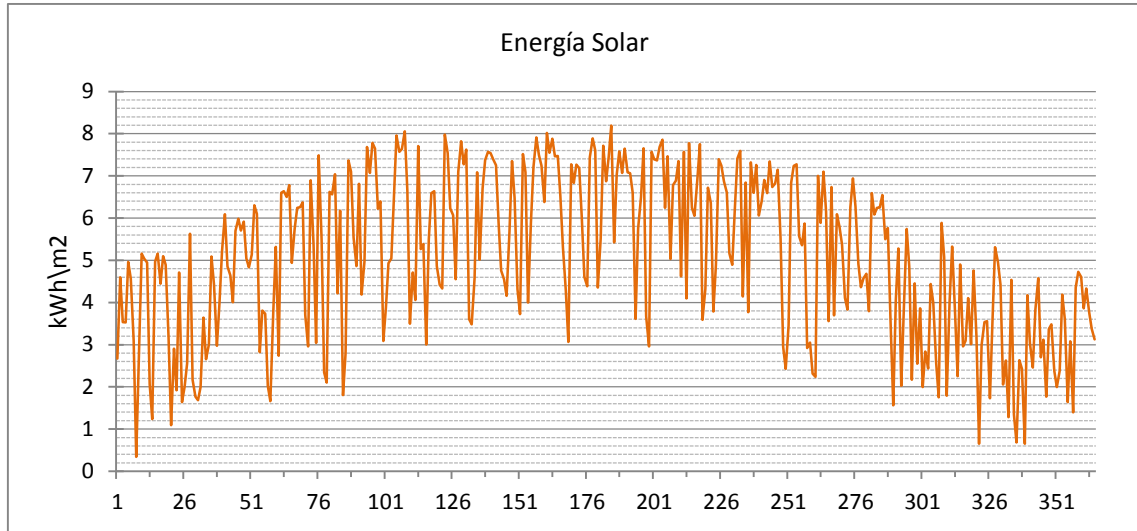


Fig. 131. Irradiancia diaria sobre el plano del generador en kWh/m<sup>2</sup>

La energía solar diaria recibida sobre el plano de generador presenta valores más altos en verano que en invierno, con un valor medio diario anual de 5,1 kWh/m<sup>2</sup>. Es decir, en un año (365 días) se recibe sobre el sistema, aproximadamente 1835,7 kWh/m<sup>2</sup>.

### 2. Energía consumida diariamente (cargas AC).

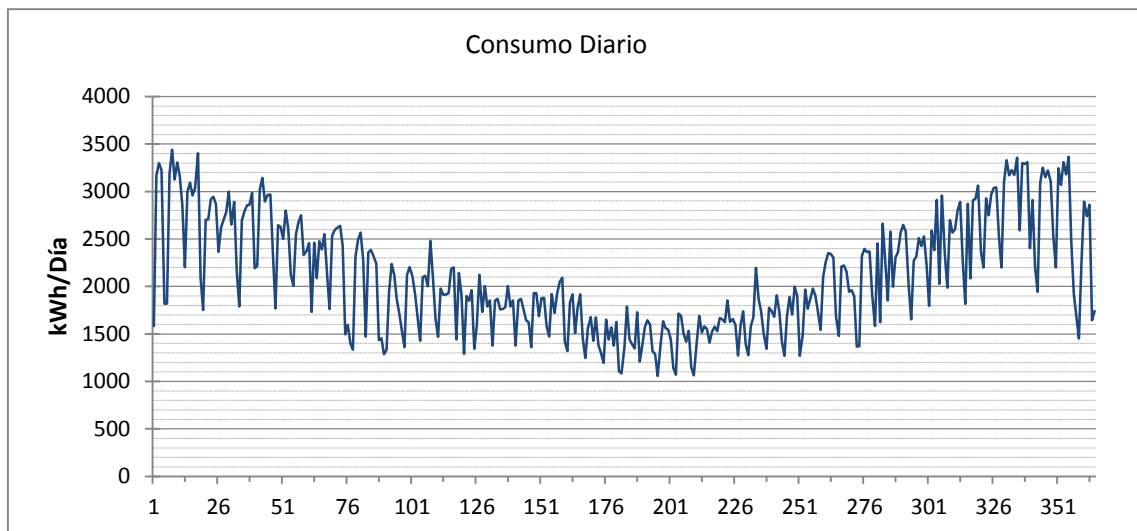


Fig. 132. Energía diaria consumida en las instalaciones en kWh.

### 3. Energía diaria generada en continua EDC.

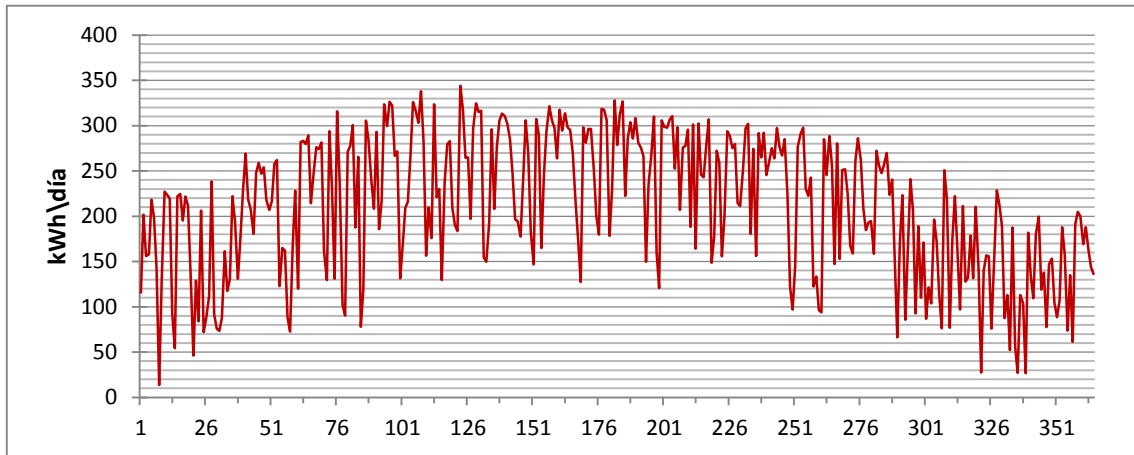


Fig. 133. Energía diaria generada en continua (kWh).

### 4. Energía diaria generada en alterna EAC

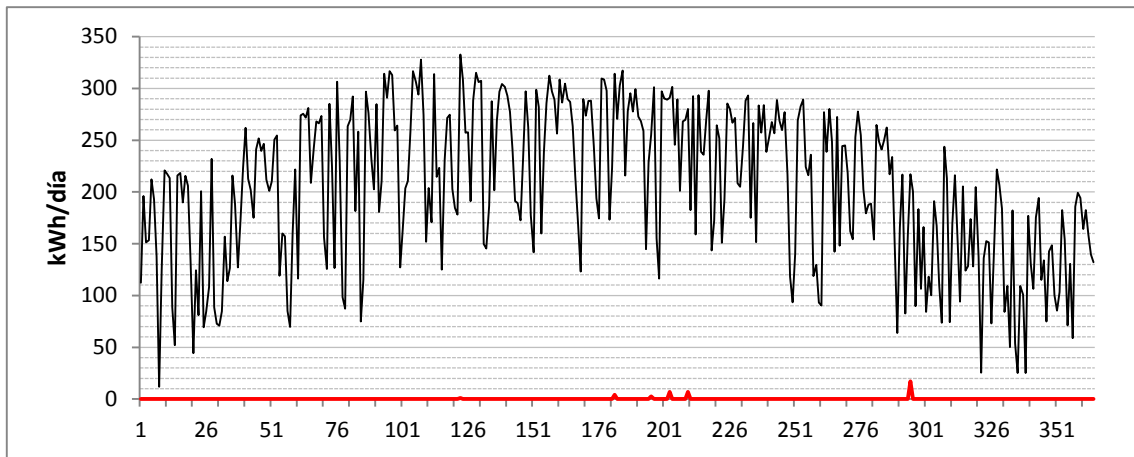


Fig. 134. Energía diaria generada en alterna (kWh).

### 5. Excedentes de energía diaria.

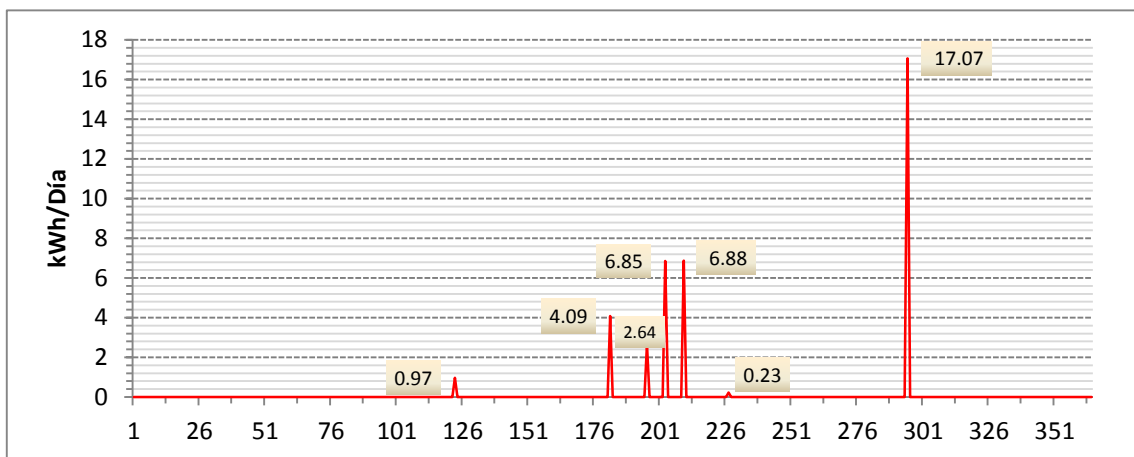


Fig.135. Energía diaria inyectada a red (kWh/día)

**6. Fracción Solar diaria.**

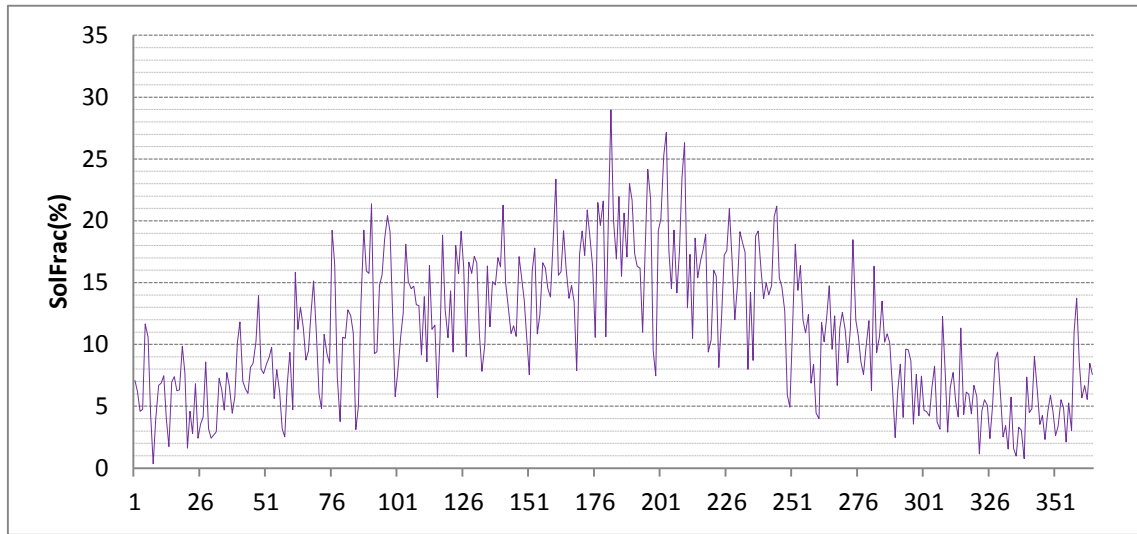


Fig. 136. Energía diaria generada en alterna (kWh).

**7. Rendimiento diario del generador.**

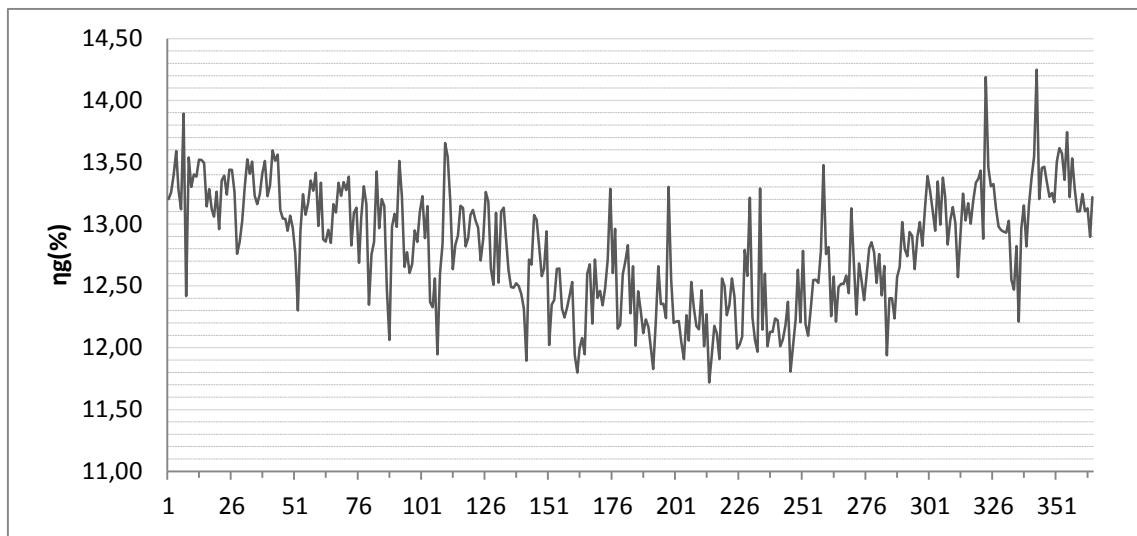


Fig.137. Rendimiento diario del generador

Este rendimiento diario está comprendido entre 12.0 y 13.5 % para la gran mayoría de los días del año. Se aprecia un rendimiento mayor los días de invierno, donde en cambio la variabilidad es mayor. Este comportamiento se explica debido a la influencia de la temperatura sobre el rendimiento de los módulos.

**Rendimiento diario del inversor.**

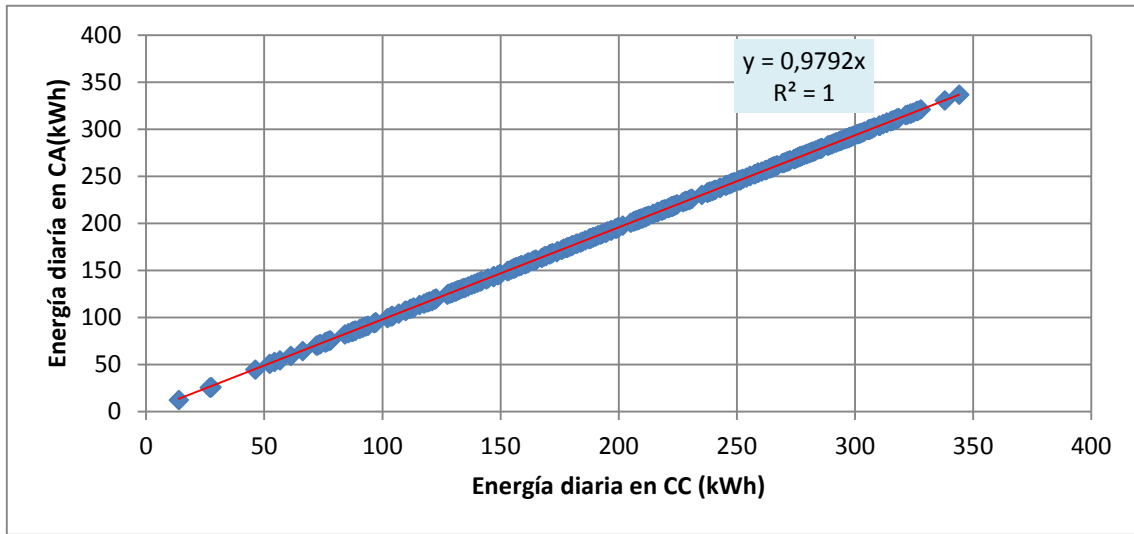


Fig.138. Energía diaria en alterna versus energía diaria en continua

En la figura 165 representamos la energía diaria producida en alterna, a la salida del inversor en función de la energía diaria en continua, es decir a la entrada del inversor.

El rendimiento diario es en este caso del 98%. Este valor coincide generalmente con el valor de rendimiento promedio europeo del inversor. Cabe destacar la buena estabilidad de este rendimiento diario.

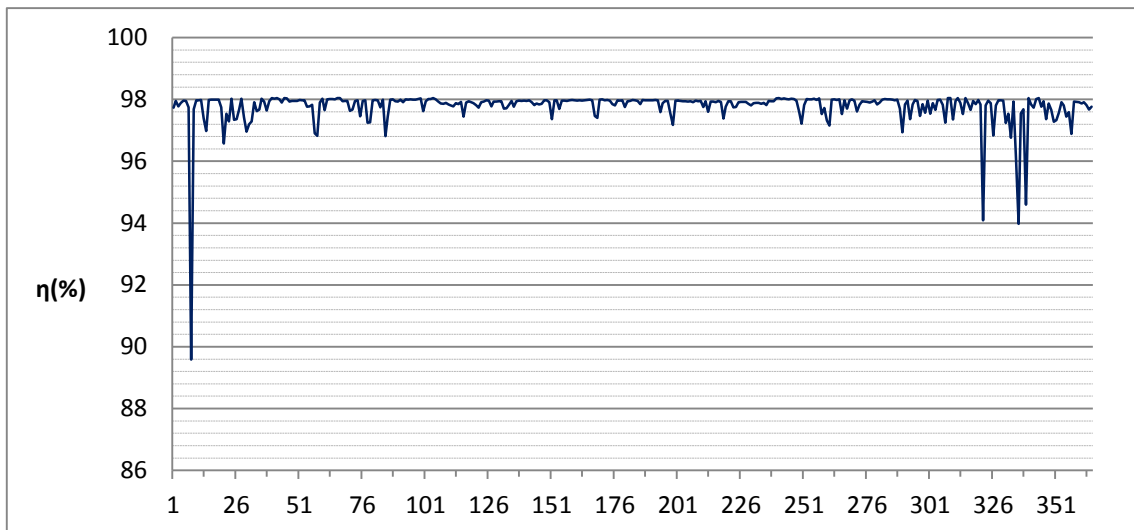


Fig.139. Rendimiento diario del inversor



## 8. Rendimiento diario del sistema.

En la figura 4 representamos por último en rendimiento diario del sistema. Está comprendido entre 11,50 % y 13,25 % con un valor medio diario anual de 12,52 %.

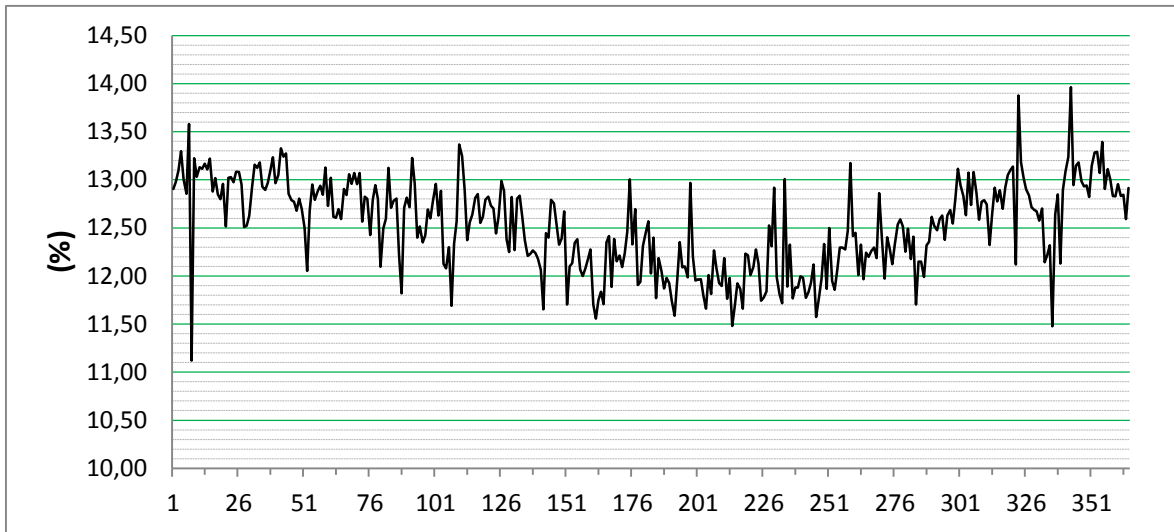


Fig.140. Rendimiento diario del sistema.

## 9. Rendimiento energético de la instalación (PR diario).

En la figura 137 puede verse el valor del rendimiento energético de esta instalación (PR diario). Se observa que los valores más altos de este parámetro se obtienen en los meses de invierno, donde las pérdidas por temperatura son más bajas. El valor medio anual de este parámetro es de 81,30 %.

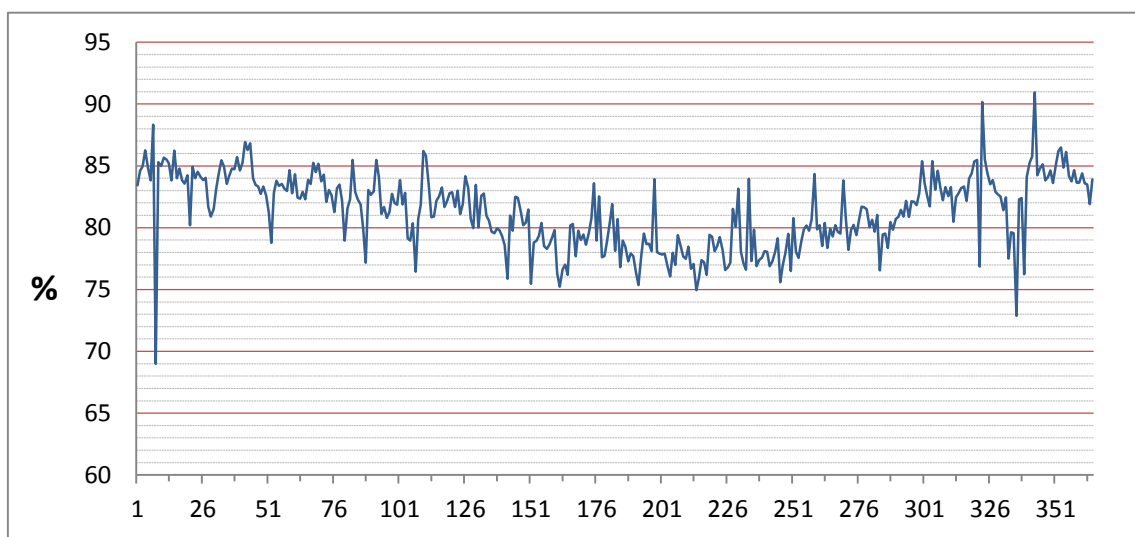


Fig.141. Rendimiento energético diario de la instalación.

No hay que confundir este rendimiento con el rendimiento de la instalación anterior. El primero nos habla de un balance energético diario del sistema en tanto por ciento y expresa el tanto por ciento de la energía incidente sobre el generador que se ha transformado en electricidad a la salida del inversor. El performance ratio PR nos habla del tanto por ciento de energía que se ha perdido en el sistema respecto al que se hubiera generado sin pérdidas, es decir con la instalación funcionando al rendimiento medido de los módulos en condiciones estándar.

### 10. Productividad diaria de la instalación (Yf diario).

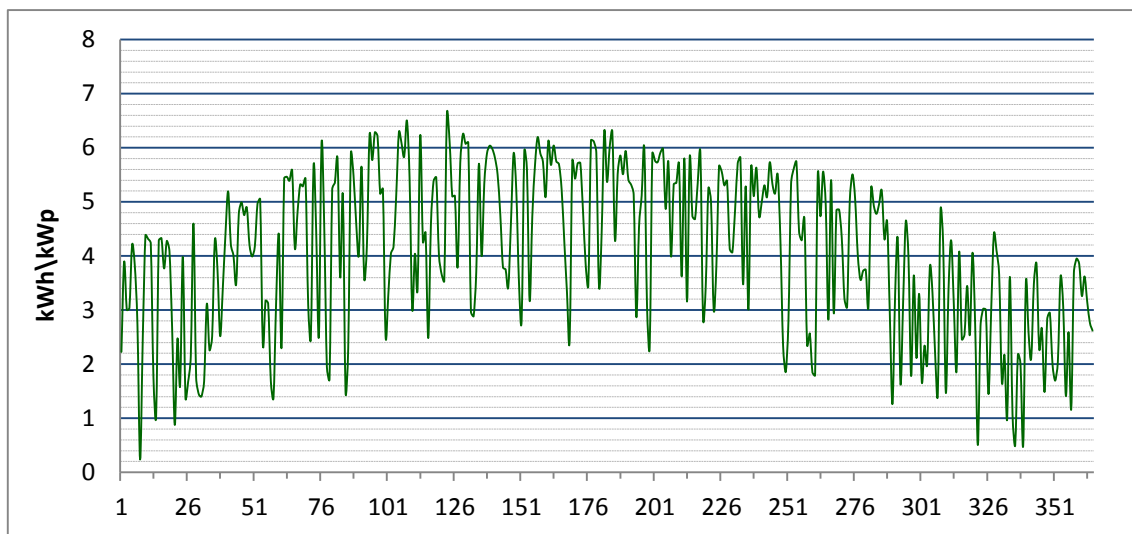


Fig.142. Rendimiento energético diario de la instalación.

La productividad diaria es mayor los meses de primavera y verano donde hay mayor radiación, con un valor medio diario anual de 4.06 kWh/kWp.

Si comparamos las gráficas anteriores vemos que el rendimiento energético de la instalación PR no depende ni del tamaño del sistema ni de la radiación solar incidente, por lo que es el parámetro que se utiliza para comparar entre sí distintos sistemas. No ocurre lo mismo con la productividad diaria que como se puede observar tiene una dependencia directa con la energía solar incidente.

En las figuras 170 y 171 se puede apreciar esto de forma más clara. Si representamos la productividad diaria en (kWh/kWp) en función de la energía solar diaria recibida en kWh/m2 obtenemos:

La pendiente de esta gráfica (en tanto por 1), representa de forma aproximada, el valor medio anual del rendimiento energético de la instalación PR. Existe claramente una dependencia lineal entre estos dos parámetros.

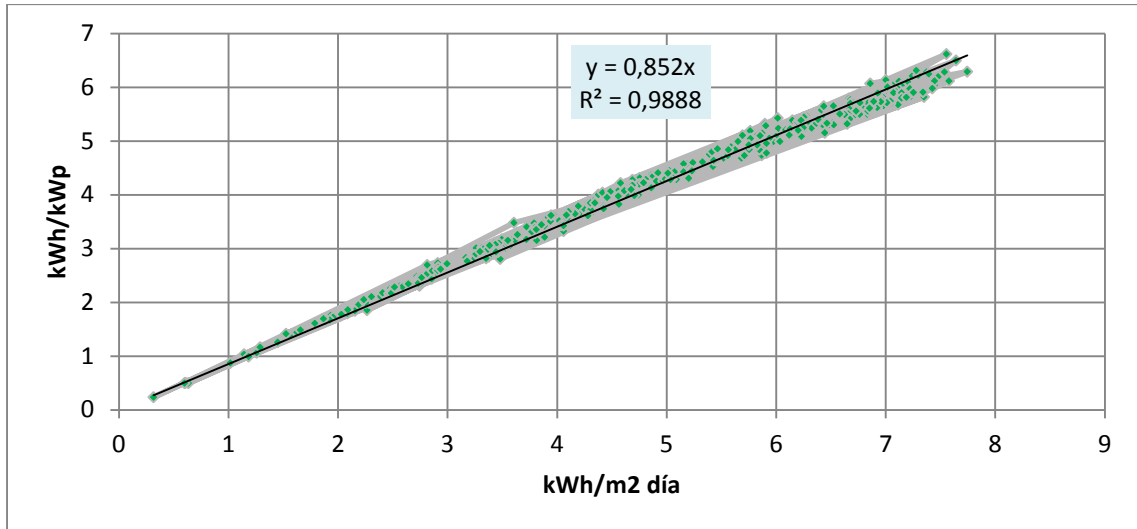


Fig.143. Productividad diaria en función de la energía incidente.

Sin embargo, el rendimiento energético PR representado en función de la energía incidente nos presenta un valor prácticamente constante, excepto los días de mucha energía recibida (verano) donde el aumento de la temperatura produce un descenso del valor de este parámetro, pero también baja los días de muy baja energía recibida (días nublados), donde el sistema pasa largo tiempo lejos de su potencia nominal y donde consecuentemente las pérdidas son también mayores.

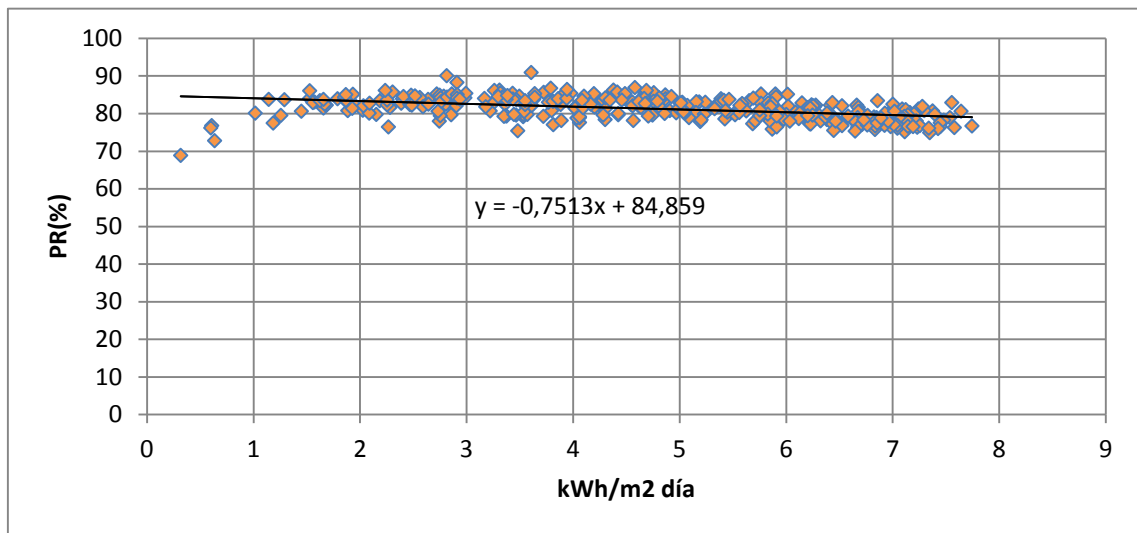


Fig.144. Rendimiento energético en función de la irradiancia diaria incidente

En resumen, analizando desde el punto de vista energético el sistema fotovoltaico proyectado durante el periodo de un año, resumimos los siguientes parámetros característicos de su funcionamiento, en valores medios diarios.

<b>Parámetros característicos</b>	
Irradiancia diaria recibida (kWh/m <sup>2</sup> )	5,03
Rendimiento diario del Generador (%)	12,81
Rendimiento diario del inversor (%)	97,77
Rendimiento diario del sistema (%)	12,52
Rendimiento energético diario (PR) (%)	81,30
Productividad diaria (Yield) kWh/kWp	4,06
Producción media diaria kWh	204,68

Tabla 75. Parámetros característicos del sistema en valor medio mensual.

### 15.8 ANALISIS COMPARATIVO DE POSIBLES VARIANTES DE PRODUCCION.

Además de la instalación proyectada de 50,4 kWp, con una inclinación de 30°, hemos simulado y calculado la producción de las siguientes variantes fotovoltaicas:

<b>Inclinación y orientación</b>	<b>Potencia pico de la instalación FV</b>			
	50,4 kWp	84 kWp	100 kWp	150 kWp
30,27	SI	SI	SI	NO
50,27	SI	SI	SI	NO
50-20,27	NO	SI	SI	SI

Tabla 76. Análisis comparativo de posibles variantes de producción.

Comparando la energía generada en la instalación con los consumos reales en el intervalo durante las horas de sol diarias de cada mes así como para los consumos reales en cada uno de ellos, obtenemos los resultados indicados en las tablas y gráficos.

Tras el análisis podemos determinar que para el autoconsumo instantáneo, la potencia instalada de 50,4 kWp es la adecuada, y la inclinación óptima para esta potencia es de la de 30°. Una mayor inclinación adaptada para el invierno, reduce ligeramente los excedentes pero a su vez la producción anual 2500 kWh.

En el caso de que el autoconsumo con balance neto estuviera regulado con ventajas para el productor se hubiera podido llegar a una instalación de 100 kWp, con una inclinación fija a 30°. La producción que se podría consumir anualmente se duplicaría (137.000 kWh) y los excedentes 12.745 kWh, deberían inyectarse a la red. Para poder verter la energía sobrante a la red sería necesario construir un transformador de BT/MT que incrementaría el coste inicial de la instalación pero asumible con el ahorro económico que se conseguiría.

En una instalación de 150 kWp, los excedentes son excesivos, incluso con un balance neto regulado. El objetivo de estas instalaciones en los edificios debe ser la autosuficiencia energética, el ahorro económico. Construir centrales generadoras en edificios con la finalidad principal de generar beneficios económicos con la producción de electricidad debe ser totalmente descartado.

Pot. Inst	kWh/mes	Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
<b>50,4 kWp</b>	<b>E usuario</b>	<b>4442</b>	<b>5118</b>	<b>6803</b>	<b>7301</b>	<b>7544</b>	<b>7729</b>	<b>8071</b>	<b>7447</b>	<b>6243</b>	<b>5709</b>	<b>4346</b>	<b>3955</b>	<b>74708</b>
<b>(30,27)</b>	<b>E Red</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,966</b>	<b>0</b>	<b>20,47</b>	<b>0,231</b>	<b>0</b>	<b>17,07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>39</b>
<b>50,4 kWp</b>	<b>E usuario</b>	<b>4945</b>	<b>5388</b>	<b>6788</b>	<b>6810</b>	<b>6666</b>	<b>6660</b>	<b>7064</b>	<b>6818</b>	<b>6001</b>	<b>5866</b>	<b>4745</b>	<b>4431</b>	<b>72183</b>
<b>(50,27)</b>	<b>E Red</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>7,13</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>24,49</b>	<b>0</b>	<b>5,26</b>	<b>37</b>
<b>84 kWp</b>	E usuario	7401	8539	11113	11519	11984	12377	12197	11819	9955	9401	7247	6512	120064
<b>(30,27)</b>	E Red	17,48	12,53	260,5	692,8	642,1	557,7	1342	641,3	484,3	169,5	10,86	89,93	4921
<b>84 kWp</b>	E usuario	8105	8922	10939	10707	10661	10725	10855	10804	9483	9937	7693	7045	115877
<b>(50,27)</b>	E Red	73,9	33,9	311,4	604,4	385,4	304,4	865,3	510,4	474,7	221,8	76	92,1	3954
<b>84 kWp</b>	E usuario	8189	8974	10994	11609	12342	12870	12596	11986	9883	9580	7898	7220	124141
<b>(50-20,27)</b>	E Red	71	32	357	599	642	590	1379	588	388	267	27	186	5125
<b>100 kWp</b>	<b>E usuario</b>	<b>8785</b>	<b>10108</b>	<b>12595</b>	<b>12960</b>	<b>13532</b>	<b>13957</b>	<b>13537</b>	<b>13182</b>	<b>11188</b>	<b>10905</b>	<b>8620</b>	<b>7703</b>	<b>137072</b>
<b>(30,27)</b>	<b>E Red</b>	<b>106,3</b>	<b>141,2</b>	<b>1042</b>	<b>1681</b>	<b>1602</b>	<b>1547</b>	<b>2693</b>	<b>1753</b>	<b>1326</b>	<b>567,6</b>	<b>76,69</b>	<b>208</b>	<b>12745</b>
<b>100 kWp</b>	E usuario	9556	10476	12390	12171	12185	12359	12182	12263	10745	11018	9256	8420	133021
<b>(50,27)</b>	E Red	345	321	1219	1492	1189	1004	2007	1414	1287	788	244	456	11766
<b>100 kWp</b>	E usuario	10151	11323	13009	13238	14147	14656	14127	13561	11376	11617	9783	8991	145979
<b>(50-20,27)</b>	E Red	410	365	1225	1581	1570	1531	2689	1680	1219	749	294	548	13861
<b>150 kWp</b>	E usuario	12051	13117	14640	15868	17244	17941	16810	15935	13514	13959	11200	10639	172918
<b>(50-20,27)</b>	E Red	2755	3101	5743	6061	6020	6158	8241	6625	4933	4447	2864	2271	59221
<b>Cargas H. Solar</b>		20111	18286	23592	27161	27313	26663	24501	26174	23827	23863	21011	16617	23259.9
<b>Cargas Total</b>		85793	72155	65679	57100	54367	48053	44159	50390	55634	69835	80776	83706	767647
<b>% Solar/Total</b>		23.4%	25.3%	35.9%	47.6%	50.2%	55.5%	55.5%	51.9%	42.8%	34.2%	26.0%	19.9%	3.0%

Tabla 77. Producción mensual de energía y excedentes en kWh de las variantes consideradas.

Pot. Inst	kWh/mes	Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Año
<b>50,4 kWp</b> <b>(30,27)</b>	<b>E usuario</b>	<b>5.9%</b>	<b>6.9%</b>	<b>9.1%</b>	<b>9.8%</b>	<b>10.1%</b>	<b>10.3%</b>	<b>10.8%</b>	<b>10.0%</b>	<b>8.4%</b>	<b>7.6%</b>	<b>5.8%</b>	<b>5.3%</b>	<b>100.0%</b>
	<b>E Red</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>2.5%</b>	<b>0.0%</b>	<b>52.9%</b>	<b>0.6%</b>	<b>0.0%</b>	<b>44.1%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>100.0%</b>
<b>50,4 kWp</b> <b>(50,27)</b>	<b>E usuario</b>	<b>6.9%</b>	<b>7.5%</b>	<b>9.4%</b>	<b>9.4%</b>	<b>9.2%</b>	<b>9.2%</b>	<b>9.8%</b>	<b>9.4%</b>	<b>8.3%</b>	<b>8.1%</b>	<b>6.6%</b>	<b>6.1%</b>	<b>100.0%</b>
	<b>E Red</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>19.3%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>66.4%</b>	<b>0.0%</b>	<b>14.3%</b>	<b>100.0%</b>
<b>84 kWp</b> <b>(30,27)</b>	E usuario	6.2%	7.1%	9.3%	9.6%	10.0%	10.3%	10.2%	9.8%	8.3%	7.8%	6.0%	5.4%	100.0%
	E Red	0.4%	0.3%	5.3%	14.1%	13.0%	11.3%	27.3%	13.0%	9.8%	3.4%	0.2%	1.8%	100.0%
<b>84 kWp</b> <b>(50,27)</b>	E usuario	7.0%	7.7%	9.4%	9.2%	9.2%	9.3%	9.4%	9.3%	8.2%	8.6%	6.6%	6.1%	100.0%
	E Red	1.9%	0.9%	7.9%	15.3%	9.7%	7.7%	21.9%	12.9%	12.0%	5.6%	1.9%	2.3%	100.0%
<b>84 kWp</b> <b>(50-20,27)</b>	E usuario	6.6%	7.2%	8.9%	9.4%	9.9%	10.4%	10.1%	9.7%	8.0%	7.7%	6.4%	5.8%	100.0%
	E Red	1.4%	0.6%	7.0%	11.7%	12.5%	11.5%	26.9%	11.5%	7.6%	5.2%	0.5%	3.6%	100.0%
<b>100 kWp</b> <b>(30,27)</b>	<b>E usuario</b>	<b>6.4%</b>	<b>7.4%</b>	<b>9.2%</b>	<b>9.5%</b>	<b>9.9%</b>	<b>10.2%</b>	<b>9.9%</b>	<b>9.6%</b>	<b>8.2%</b>	<b>8.0%</b>	<b>6.3%</b>	<b>5.6%</b>	<b>100.0%</b>
	<b>E Red</b>	<b>0.8%</b>	<b>1.1%</b>	<b>8.2%</b>	<b>13.2%</b>	<b>12.6%</b>	<b>12.1%</b>	<b>21.1%</b>	<b>13.8%</b>	<b>10.4%</b>	<b>4.5%</b>	<b>0.6%</b>	<b>1.6%</b>	<b>100.0%</b>
<b>100 kWp</b> <b>50,27</b>	E usuario	7.2%	7.9%	9.3%	9.1%	9.2%	9.3%	9.2%	9.2%	8.1%	8.3%	7.0%	6.3%	100.0%
	E Red	2.9%	2.7%	10.4%	12.7%	10.1%	8.5%	17.1%	12.0%	10.9%	6.7%	2.1%	3.9%	100.0%
<b>100 kWp</b> <b>50-20,27</b>	E usuario	7.0%	7.8%	8.9%	9.1%	9.7%	10.0%	9.7%	9.3%	7.8%	8.0%	6.7%	6.2%	100.0%
	E Red	3.0%	2.6%	8.8%	11.4%	11.3%	11.0%	19.4%	12.1%	8.8%	5.4%	2.1%	4.0%	100.0%
<b>150 kWp</b> <b>50-20,27</b>	E usuario	7.0%	7.6%	8.5%	9.2%	10.0%	10.4%	9.7%	9.2%	7.8%	8.1%	6.5%	6.2%	100.0%
	E Red	4.7%	5.2%	9.7%	10.2%	10.2%	10.4%	13.9%	11.2%	8.3%	7.5%	4.8%	3.8%	100.0%

Tabla 78. Distribución mensual porcentual de autoconsumo y excedentes en las variantes consideradas.

Pot. Inst	kWh/mes	Ene.	Febr.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
<b>50,4 kWp</b>	<b>% CHS</b>	<b>22.1%</b>	<b>28.0%</b>	<b>28.8%</b>	<b>26.9%</b>	<b>27.6%</b>	<b>29.0%</b>	<b>32.9%</b>	<b>28.5%</b>	<b>26.2%</b>	<b>23.9%</b>	<b>20.7%</b>	<b>23.8%</b>	
<b>(30,27)</b>	<b>% CT</b>	<b>5.2%</b>	<b>7.1%</b>	<b>10.4%</b>	<b>12.8%</b>	<b>13.9%</b>	<b>16.1%</b>	<b>18.3%</b>	<b>14.8%</b>	<b>11.2%</b>	<b>8.2%</b>	<b>5.4%</b>	<b>4.7%</b>	
<b>50,4 kWp</b>	<b>% CHS</b>	<b>24.6%</b>	<b>29.5%</b>	<b>28.8%</b>	<b>25.1%</b>	<b>24.4%</b>	<b>25.0%</b>	<b>28.8%</b>	<b>26.0%</b>	<b>25.2%</b>	<b>24.6%</b>	<b>22.6%</b>	<b>26.7%</b>	
<b>(50,27)</b>	<b>% CT</b>	<b>5.8%</b>	<b>7.5%</b>	<b>10.3%</b>	<b>11.9%</b>	<b>12.3%</b>	<b>13.9%</b>	<b>16.0%</b>	<b>13.5%</b>	<b>10.8%</b>	<b>8.4%</b>	<b>5.9%</b>	<b>5.3%</b>	
<b>84 kWp</b>	% CHS	36.8%	46.7%	47.1%	42.4%	43.9%	46.4%	49.8%	45.2%	41.8%	39.4%	34.5%	39.2%	
<b>(30,27)</b>	% CT	8.6%	11.8%	16.9%	20.2%	22.0%	25.8%	27.6%	23.5%	17.9%	13.5%	9.0%	7.8%	
<b>84 kWp</b>	% CHS	40.3%	48.8%	46.4%	39.4%	39.0%	40.2%	44.3%	41.3%	39.8%	41.6%	36.6%	42.4%	
<b>(50,27)</b>	% CT	9.4%	12.4%	16.7%	18.8%	19.6%	22.3%	24.6%	21.4%	17.0%	14.2%	9.5%	8.4%	
<b>84 kWp</b>	% CHS	40.7%	49.1%	46.6%	42.7%	45.2%	48.3%	51.4%	45.8%	41.5%	40.1%	37.6%	43.4%	
<b>(50-20,27)</b>	% CT	9.5%	12.4%	16.7%	20.3%	22.7%	26.8%	28.5%	23.8%	17.8%	13.7%	9.8%	8.6%	
<b>100 kWp</b>	<b>% CHS</b>	<b>43.7%</b>	<b>55.3%</b>	<b>53.4%</b>	<b>47.7%</b>	<b>49.5%</b>	<b>52.3%</b>	<b>55.3%</b>	<b>50.4%</b>	<b>47.0%</b>	<b>45.7%</b>	<b>41.0%</b>	<b>46.4%</b>	
<b>(30,27)</b>	<b>% CT</b>	<b>10.2%</b>	<b>14.0%</b>	<b>19.2%</b>	<b>22.7%</b>	<b>24.9%</b>	<b>29.0%</b>	<b>30.7%</b>	<b>26.2%</b>	<b>20.1%</b>	<b>15.6%</b>	<b>10.7%</b>	<b>9.2%</b>	
<b>100 kWp</b>	% CHS	47.5%	57.3%	52.5%	44.8%	44.6%	46.4%	49.7%	46.9%	45.1%	46.2%	44.1%	50.7%	
<b>50,27</b>	% CT	11.1%	14.5%	18.9%	21.3%	22.4%	25.7%	27.6%	24.3%	19.3%	15.8%	11.5%	10.1%	
<b>100 kWp</b>	% CHS	50.5%	61.9%	55.1%	48.7%	51.8%	55.0%	57.7%	51.8%	47.7%	48.7%	46.6%	54.1%	
<b>50-20,27</b>	% CT	11.8%	15.7%	19.8%	23.2%	26.0%	30.5%	32.0%	26.9%	20.4%	16.6%	12.1%	10.7%	
<b>150 kWp</b>	% CHS	59.9%	71.7%	62.1%	58.4%	63.1%	67.3%	68.6%	60.9%	56.7%	58.5%	53.3%	64.0%	
<b>50-20,27</b>	% CT	14.0%	18.2%	22.3%	27.8%	31.7%	37.3%	38.1%	31.6%	24.3%	20.0%	13.9%	12.7%	
<b>Cargas H. Solar</b>		20111	18286	23592	27161	27313	26663	24501	26174	23827	23863	21011	16617	23259.9
<b>Cargas Total</b>		85793	72155	65679	57100	54367	48053	44159	50390	55634	69835	80776	83706	767647

Tabla 79. Contribución de la producción FV a las necesidades de consumo en horario de producción y respecto al consumo total.



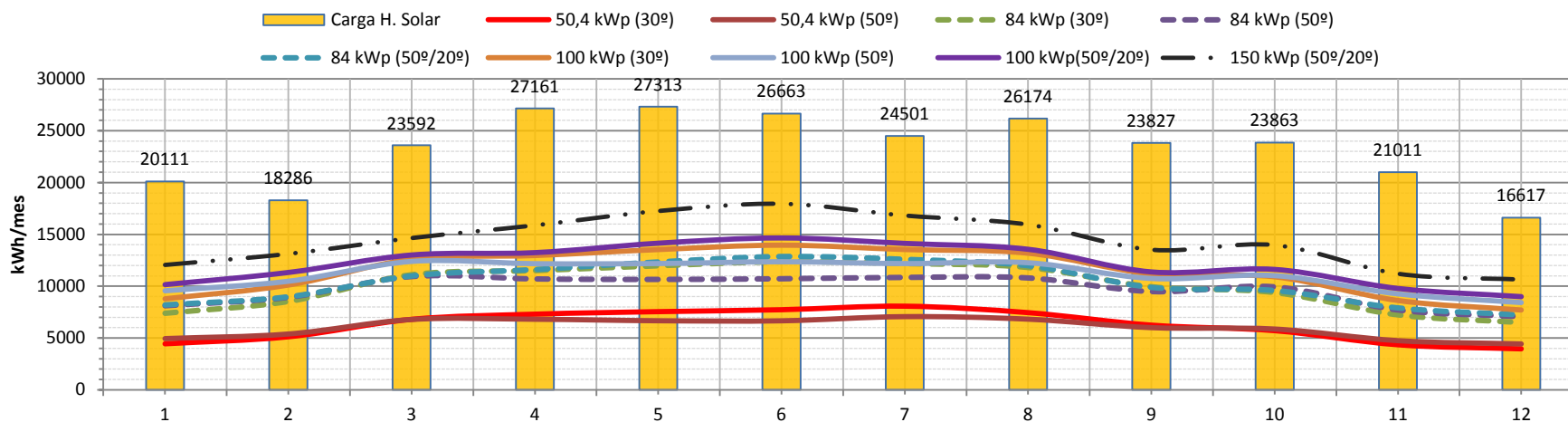


Fig.145. Análisis gráfico de cada sistema FV - posibles potencias pico-.

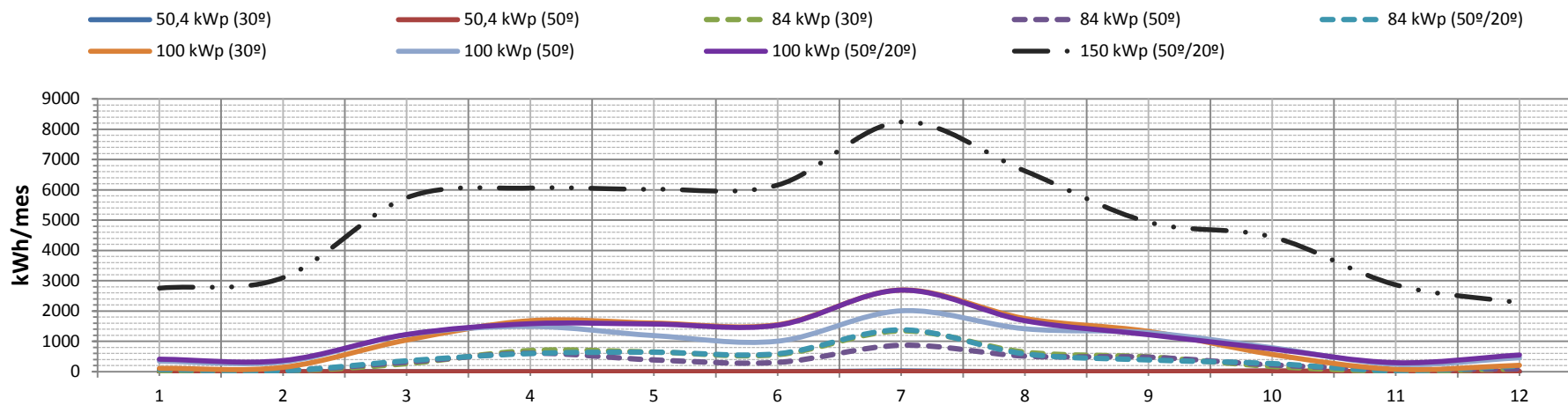


Fig.146. Excedentes de energía neta producida de las posibles variantes de producción.

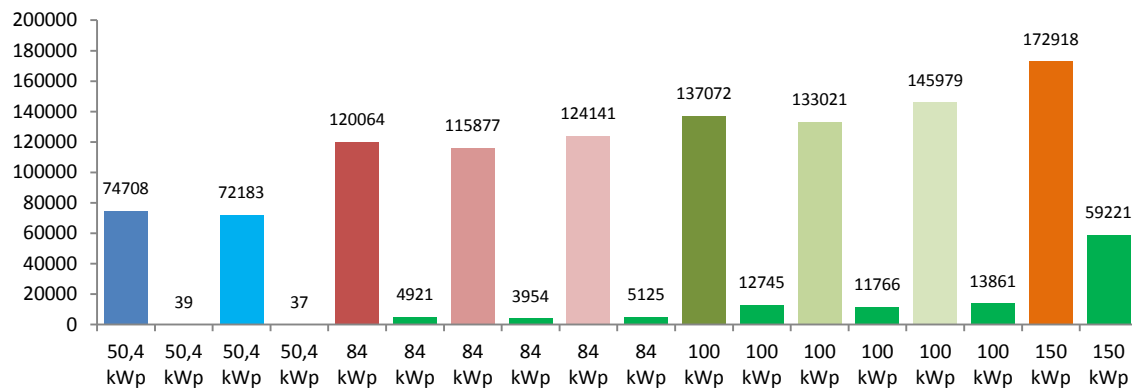


Fig.147. Producción neta y excedentes para cada variante de producción.

## 16 BALANCE ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL

Después de diseñar y simular el SFV es conveniente analizar y apreciar los beneficios económicos y medioambientales que aporta esta instalación y generalizar al resto de los edificios públicos de la ciudad, para poder evolucionar a un modelo energético más sostenible, aprovechando las nuevas tecnologías.

Considerando la necesidad global de reducir los factores que están contribuyendo al cambio climático, como son el uso de los combustibles fósiles en la generación de energía, y mitigar de esta manera los efectos de la contaminación ambiental, resulta de gran interés valorar la contribución de la instalación fotovoltaica proyectada en la reducción de emisiones CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera, así como apreciar la contribución en la reducción de emisiones que la generalización de tecnología fotovoltaica puede aportar en la producción de energía.

### 16.1 BALANCE ECONÓMICO.

El estudio económico en estos casos se puede realizar con los métodos de análisis de inversiones, siendo uno de los más utilizados, y el que se empleará en este caso, el de los años de recuperación de la inversión realizada.

En las instalaciones de autoconsumo, al no poder vender el kWh a terceros, sino que la electricidad solar generada es para consumo propio, los retornos no son directamente económicos sino que provienen de la satisfacción de consumir la electricidad generada y del ahorro en la factura eléctrica.

Para los cálculos de este estudio económico, se han tomado siempre datos de partida conservadores. Para la valoración de los plazos de recuperación de la inversión no se tienen en cuenta las subvenciones, que no las hay, se pretende que todo proyecto sea viable económicamente sin otros apoyos que los que este genere.

En lo relativo a la financiación, se ha optado por la forma más habitual en la administración pública, para inversiones relativamente pequeñas, el 100 % de financiación propia.

El coste de ejecución del proyecto para una instalación fotovoltaica conectada a la red en general incluye tramitación administrativa, proyecto de obra, licencia de obras, tasas, obra civil, instalación propiamente dicha, conexión a la red y en su caso el control remoto de las instalaciones. En nuestro caso al tratarse de la propia administración no se consideran los costes por los impuestos de obras, tasa administrativas ni licencias. Asimismo, se tiene en cuenta el coste del mantenimiento a lo largo de toda la vida de la instalación, así como el coste del seguro.

Se considera que al ser el titular equivalente a un particular, no puede repercutir el IVA, y se incluye en el importe a financiar, a excepción del coste del seguro y el coste de la ejecución de obra por tratarse de la administración pública.

Para el análisis económico se establecen unas premisas básicas de cálculo para observar su efecto sobre la viabilidad de la instalación y poder llegar a realizar un análisis comparativo en función de distintos factores. Las premisas de cálculo que se consideran son las siguientes:

- Para la evaluación del coste se ha considerado tanto los costes de adquisición de componentes como los costes de reposición de dichos componentes y los costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema, actualizando dichos costes al momento inicial de la instalación, es decir, calculando el Coste Actual Neto Actualizado.
- Se establece una merma del rendimiento anual de la instalación en un 0,8 %, siendo esta cantidad la disminución en la generación de electricidad de cada año respecto al año anterior. Considerando este valor vemos que transcurridos veinticinco años el deterioro es del 20%, a partir de este momento hasta el final de la vida útil de la instalación consideramos que el rendimiento a penas varía, con una merma anual del 0,25%.
- Suponemos que se contrata un seguro, de unos 400 euros/año, que será actualizable según el Índice de Precios al Consumo (2%).
- El mantenimiento ordinario de la instalación supone un 0,5 % del coste inicial, unos 450 € el primer año, que subirán un 2% en los siguientes. Se incluyen por otros gastos 150 €/año con aumento del 2% anual.
- Para que la vida de la instalación se pueda considerar de 40 años, se debe tener en cuenta que el inversor deberá cambiarse cada cierto número de años, no así los paneles fotovoltaicos u otros elementos de la instalación, los cuales en condiciones normales y con un mantenimiento sencillo, funcionarán durante ese periodo de tiempo. Para un sistema fotovoltaico bien dimensionado cuyo diseño incluye inversores de conexión a red se puede considerar, el cambio del inversor cada 25 años

- Para el primer año consideramos los precios oficiales de la electricidad para la instalación considerando su puesta en marcha en el año 2014. En el Real Decreto 216/2014 de 28 de marzo se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.
- Se aplica una metodología conservadora para la actualización del precio del kWh con un incremento anual del 3%, muy inferior al 7 % de los últimos años. En la Tabla xxx se puede ver cómo evolucionará el precio de cada kWh durante los próximos años en la instalación proyectada.
- El Impuesto del Valor Añadido (I.V.A.) se aplica un 21 % del precio de la instalación. El titular de la misma debe desembolsar esta cantidad en el momento de la compra.

Los cálculos realizaremos con y sin considerar la existencia de impuestos, este último lo denominamos valor de rentabilidad bruta.

Producción anual primer año (kWh)	74.746,62
Deterioro anual primeros 25 años (%)	20 %
Deterioro anual desde el año 25 al 40 (%)	12 %
Coste del seguro (euros)	400
Mantenimiento ordinario primer año (euros)	450
Aumento de costes de mantenimiento anuales %	2 %
Otros gastos previstos durante el primer año	150
Aumento de costes anuales por otros gastos (%)	2 %
Cambio de inversores cada 25 años	8.000
Coste medio del Kwh el primer año	0.151
Aumento del coste del kWh anual (%)	3%
Inversión inicial (euros)	
Periodo de vida máximo esperado de la instalación	40 años
Año de puesta en marcha de la instalación	2014

Tabla 80. Resumen de los parámetros de cálculo de la rentabilidad económica de la instalación.

### 16.1.1 PRECIO MEDIO DEL KWH GENERADO POR LA INSTALACIÓN.

Para iniciar el estudio de viabilidad económica se consideran el primer año los precios de la electricidad aplicados por el Comercializador de Referencia (COR), en este caso la comercializadora Iberdrola SA, aplicables a partir del 1 de abril de 2014, que para una tarifa 3.1 A son los siguientes:

Tarifa	Tp ( kW/año)			Te ( kW/año)		
	Punta	LLano	Valle	Punta	Llano	Valle
3.1A	59,173468	36,490689	8,367731	0,14335	0,12754	0,07805

Tabla 81. Precios de la electricidad 1º año (2014).

Estos precios regulados se refieren al precio del suministro y no incluyen impuestos. En el cálculo del importe final de la factura hay que añadir el Impuesto de electricidad vigente (5,11%) y el IVA general vigente (21%). Adicionalmente, el comercializador de referencia repercute otros conceptos regulados que facture el distribuidor, como por ejemplo: alquiler de equipos, derechos de acometida, derecho de extensión y verificación.

En el complejo polideportivo la tarifa contratada es la 3.1.A, con las siguientes características:

- Suministro en media tensión.
- Potencias superiores a 15 kW.
- 3 periodos horarios (punta, llano y valle).

A partir del 1 de enero de 2009 (Orden ITC/3801/2008) los periodos horarios que se aplican a la tarifa de acceso 3.1A son los siguientes:

A efectos de aplicación de las diferentes horas que comprende cada periodo tarifarios. Se consideran las siguientes zonas:

- Zona 1: Península
- Zona 2: Baleares
- Zona 3: Canarias
- Zona 4: Ceuta y Melilla

Duración de los periodos horarios:

- **Punta:** 6 horas de lunes a viernes
- **Llano:** 10 horas de lunes a viernes de los días laborables y 6 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.
- **Valle:** 8 horas de lunes a viernes de los días laborables y 18 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional

Se consideran horas punta, llano y valle de lunes a viernes de los días laborables, en cada una de las zonas las siguientes:

Zona	INVIERNO			VERANO		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	17-23	8-17, 23-24	0-8	10-16	8-10, 16-24	0-8
2	17-23	8-17, 23-24	0-8	17-23	8-17, 23-24	0-8
3	17-23	8-17, 23-24	0-8	10-16	8-10, 16-24	0-8
4	18-24	0-1, 9-18	1-9	10-16	9-10, 16-24, 0-1	1-9

Tabla 82. Distribución de los periodos horarios días laborables para la tarifa 3.1.A.

Se consideran horas llano y valle de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional, para todas las zonas, las siguientes:

INVIERNO		VERANO	
Llano	Valle	Llano	Valle
18-24	0-18	18-24	0-18

Tabla 82. Distribución de los periodos horarios sábados, domingos y festivos para la tarifa 3.1.A.

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

En nuestro caso los horarios los periodos tarifarios son:

- Horario de invierno:
  - Punta: 17 a 23 horas
  - Llano: 8 a 17 horas y de 23 a las 24 horas
  - Valle: 0 a 8 horas.
- Horarios de verano:
  - Punta: 10 a 16 horas
  - Llana: 8 a 10 horas y de 16 a las 24 horas
  - Valle: 0 a 8 horas

En invierno el periodo punta (periodo en el que la electricidad es más cara), suponen 6 horas diarias. El periodo llano (precio intermedio) son 10 horas diarias. El periodo valle (horario en el que la luz es más barata) suponen 8 horas al día. En invierno el periodo punta (periodo en el que la electricidad es más cara), suponen 4 horas diarias. El periodo llano (precio intermedio) son 12 horas diarias. El periodo valle (horario en el que la luz es más barata) suponen 8 horas al día. Estos horarios de discriminación horaria son válidos para los usuarios dentro de la península.

Los suministros de electricidad con tarifa 3.1A disponen de un máxímetro en lugar de un ICP (Interruptor de Control de Potencia) ya que se supone que se trata de suministros más sensibles a cortes de electricidad.

El máxímetro realiza lecturas cada quince minutos de la potencia que se está haciendo uso en cada momento. Si esta potencia es mayor a la contratada en alguno de los periodos horarios se penaliza al usuario. En el caso que la potencia contratada sea inferior a la realmente utilizada se factura una cantidad inferior a la contratada.

Los PARÁMETROS DEL SUMINISTRO Determinan las condiciones de contrato celebrado bajo las condiciones de la tarifa de acceso 3.1A. son los siguientes:

<b>Precio de la potencia (€/kW año):</b>	Precio en euros por kilovatio y año en cada uno de los tres períodos de la potencia facturada. El precio en euros por kilovatio de cada recibo se obtiene multiplicando por el tiempo, en años, facturado. Normalmente es 1/12 de año, un mes.												
<b>Potencia contratada (kW):</b>	Cantidad de kilovatios que sirve de referencia para fijar la potencia facturada cada mes. Generalmente refleja la potencia normalmente absorbida por la instalación.												
<b>Precio de la energía (€/kWh):</b>	<p>Precio, normalmente en céntimos de euro por kilovatio hora en cada uno de los tres períodos:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Período</th> <th>Invierno</th> <th>Verano</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Punta (P)</td> <td>17:00 - 23:00 h</td> <td>10:00 - 16:00 h</td> </tr> <tr> <td>Llano (LL)</td> <td>El resto</td> <td>El resto</td> </tr> <tr> <td>Valle (V)</td> <td>0:00 - 8:00 h</td> <td>0:00 - 8:00 h</td> </tr> </tbody> </table>	Período	Invierno	Verano	Punta (P)	17:00 - 23:00 h	10:00 - 16:00 h	Llano (LL)	El resto	El resto	Valle (V)	0:00 - 8:00 h	0:00 - 8:00 h
Período	Invierno	Verano											
Punta (P)	17:00 - 23:00 h	10:00 - 16:00 h											
Llano (LL)	El resto	El resto											
Valle (V)	0:00 - 8:00 h	0:00 - 8:00 h											
<b>Precio de la energía reactiva (€/kVArh):</b>	<p>Se cobra por el exceso de energía reactiva contabilizada a partir de factores de potencia (fdp) menores de 0,95 inductivo. El precio varía:</p> <table border="1"> <tbody> <tr> <td>si <math>0,95 &gt; fdp \geq 0,80</math>:</td> <td>0,041554 €/kVArh</td> </tr> <tr> <td>si <math>0,80 &gt; fdp</math>:</td> <td>0,062332 €/kVArh</td> </tr> </tbody> </table>	si $0,95 > fdp \geq 0,80$ :	0,041554 €/kVArh	si $0,80 > fdp$ :	0,062332 €/kVArh								
si $0,95 > fdp \geq 0,80$ :	0,041554 €/kVArh												
si $0,80 > fdp$ :	0,062332 €/kVArh												
<b>Impuesto eléctrico (€):</b>	Un impuesto especial de fabricación, recogido en el título I, art.64, de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de impuestos especiales. La base imponible es la suma del coste facturado por potencia, por energía, y por energía reactiva, antes del IVA. El tipo es del 4,864 %, si bien se convierte en 5,11270 % en aplicación de la ley del IVA (impuesto sobre el valor añadido; $100/(100-4,864) = 1,05113$ ; $1,05113 \times 4,864\% = 5,11270\%$ ).												
<b>Alquiler de contador (€/mes):</b>	Un precio, también regulado, que valora el alquiler de contadores, transformadores de medida, equipo auxiliar e interruptores limitadores, entre otros, que forman parte del equipo para medir la potencia, la energía activa y la energía reactiva proporcionadas por la red.												

Tabla 83. Parámetros característicos del suministro.

La factura eléctrica se compone de los siguientes términos:

- **TE**, término de energía: lo que se paga por la energía útil que se consume. En la tarifa escogida son: periodo valle 0,07805 [€/kWh], periodo llano 0,12754 [€/kWh] y periodo punta 0,14335 [€/kWh].
- **TP**, término de potencia: el “fijo”, la potencia máxima que se puede demandar en un instante. Se paga aunque no se consuma energía. Para la tarifa 3.1A contratada son: periodo valle 8,367731 [€/kW/año], periodo llano 36,490689 [€/kW/año] y periodo punta 59,173468 [€/kW/año].
- **PEN**, penalizaciones por consumo de energía reactiva [€/kvarh]. No se aplica en el caso de estudio, ya que actualmente en las instalaciones se ha corregido la energía reactiva y no hay penalización en la facturación.



- **ALQ**, alquiler del equipo de medida: el equipo de medida no se adquiere en propiedad, se alquila [€/mes]. Estudiando facturas reales de distintas empresas distribuidoras para estas tarifas, se ha comprobado que el término de alquiler son 12€/mes.
- **IMP**, impuestos: Impuesto de electricidad e IVA, dependientes de los términos anteriores. El impuesto de electricidad se aplica antes de sumar el alquiler. El impuesto de electricidad el 5,1% que se ha de cargar a las partidas propias de la energía. El IVA se aplica en última instancia, siendo a día de hoy un 21%.

El cálculo de la factura de electricidad se realiza de la siguiente forma:

### 1. Lecturas de contador:

Los actuales equipos de medida son aptos para cualquier estructura tarifaria, y la más compleja incluye 6 períodos diferentes (P1, P2, P3, P4, P5 y P6). Generalmente la información de consumos que aparece en la factura, como medidas de contador, incluye todos esos períodos aunque contractualmente se requieran solo 3.

En el caso de la tarifa 3.1A la asociación que se hace es la siguiente:

Período Punta (P):	P1 (laborables) + P4 (resto)
Período Llano (LL):	P2 (laborables) + P5 (resto)
Período Valle (V):	P3 (laborables) + P6 (resto)

### 2. Término de potencia:

Producto del precio en €/kW aplicable al mes (o fracción) facturado, por la potencia facturable. Este término, para cada período, se calcula así:

- Sea PM la potencia medida por el máxímetro en el período (valor máximo de los parciales integrados en intervalos de 15 minutos durante todo el período medido), en kW.

- Sea PC la potencia contratada para el mismo período, en kW.

- La potencia facturable se calcula como:

si $PM \leq 0,85xPC$	se facturará siempre $0,85xPC$
si $0,85xPC \leq PM \leq 1,05xPC$	se facturará PM
si $PM \geq 1,05xPC$	se facturará $PM+2(PM-1,05xPC)$

### 3. Término de energía:

Producto del precio en €/kWh de cada período por el consumo registrado en kWh.

### 4. Término de energía reactiva:

Este complemento penaliza a los consumidores que, según los registros del contador instalado, se caractericen por factores de potencia inferiores a 0,95 inductivo.

## 5. Resto de términos:

El impuesto se calcula con el tipo de 5,11270 % como se ha explicado más arriba, no con el nominal de 4,864%.

El alquiler equipo de medida se calcula sobre el período que abarque la factura (que es un plazo contable), que puede no coincidir exactamente con el de facturación (que es un plazo con precisión horaria que está incorporado a las lecturas automáticas que pasan los contadores al sistema de facturación).

En nuestro caso, al tener una tarifa contratada con tres periodos, necesitamos calcular que cantidad de energía produce la instalación en cada periodo a lo largo del año, para poder determinar el ahorro económico total y el parcial en cada periodo y para finalmente calcular el valor medio del kWh producido para la actualización del ahorro económico durante los 25 y 40 años de funcionamiento de la instalación.

Los cálculos horarios realizados para el primer año están detallados en el anexo IV, a continuación se resumen los resultados obtenidos:

Mes	E. Activa kWh	Coste Euros	Precio Medio: €/kWh	E. Activa Aj kWh	Ahorro Aj Euros
Ene	4442.294	636.221	0.143	4442.294	636.221
Feb	5117.620	739.522	0.145	5117.620	739.522
Mar	6803.134	973.821	0.143	6803.134	973.821
Abr	7300.696	1154.145	0.158	7300.696	1154.145
May	7544.438	1156.701	0.153	7545.404	1156.701
Jun	7729.326	1181.275	0.153	7729.326	1181.275
Jul	8070.590	1278.355	0.158	8091.057	1278.355
Ago	7446.856	1133.490	0.152	7447.087	1133.490
Sep	6243.038	982.605	0.157	6243.038	982.605
Oct	5708.602	884.074	0.155	5725.669	884.074
Nov	4345.882	614.968	0.142	4345.882	614.968
Dic	3955.414	572.634	0.145	3955.414	572.634
<b>2014</b>	<b>74707.890</b>	<b>11307.810</b>	<b>0.151</b>	<b>74746.620</b>	<b>11307.810</b>

Tabla 84: Resumen de los cálculos del ahorro económico 1º año.

**E. Activa: 74,747 kWh**

**Coste: 11,307.81 €**

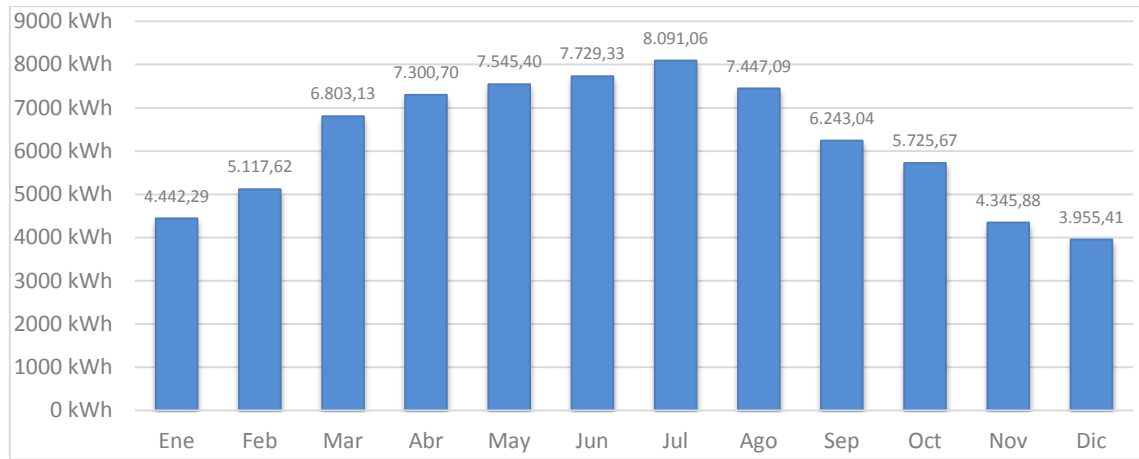


Fig. 148. Gráfico resumen de la producción mensual durante el primer año.

kWh	Punta	Llano	Valle	Total
Ene	97.71	2972.84	1371.75	4442.29
Feb	187.45	3430.52	1499.65	5117.62
Mar	534.75	4036.40	2231.99	6803.13
Abr	3553.06	2133.96	1613.67	7300.70
May	3328.51	2086.45	2129.47	7544.44
Jun	3316.71	2200.83	2211.78	7729.33
Jul	3865.23	2481.19	1724.16	8070.59
Ago	3188.01	2056.98	2201.86	7446.86
Sep	3236.92	1493.86	1512.26	6243.04
Oct	2584.50	1632.19	1491.91	5708.60
Nov	25.97	2881.89	1438.016	4345.88
Dic	3.88	2854.29	1097.25	3955.41
<b>Total 2014</b>	<b>23922.72</b>	<b>30261.40</b>	<b>20523.77</b>	<b>74707.89</b>

Tabla 85. Resumen producción mensual (kWh) por periodos tarifarios.

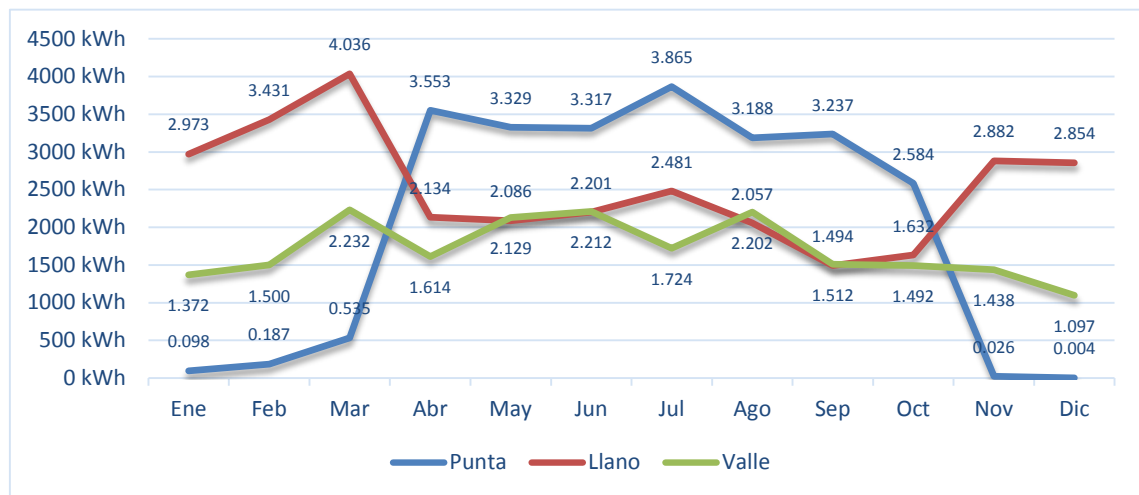


Fig. 149. Gráfico de la producción mensual durante el primer año.

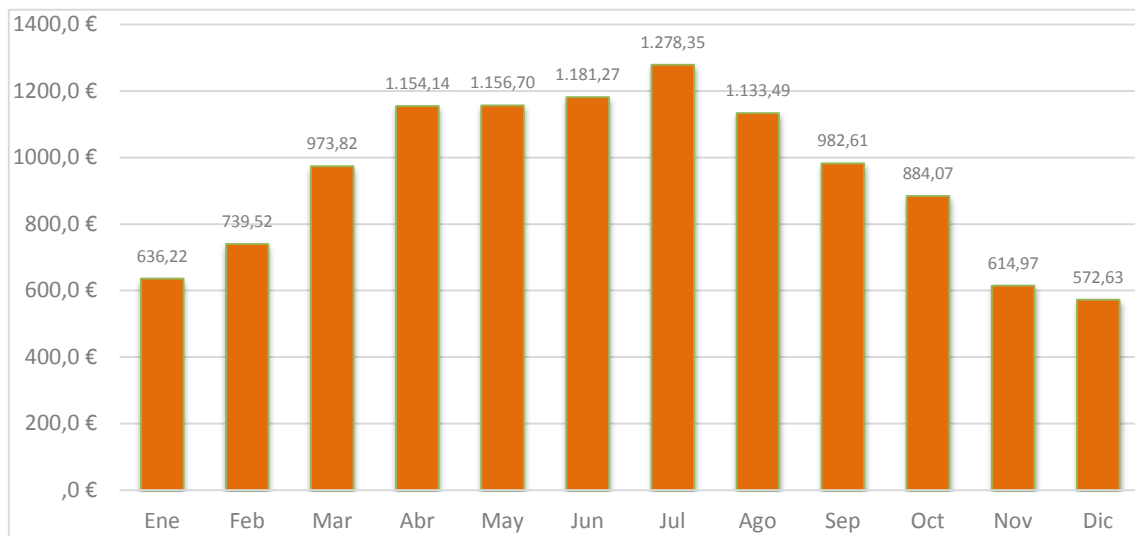


Fig. 150. Gráfico del ahorro económico mensual durante el primer año.

Euros	Punta	Llano	Valle	Total
Ene	17.82	482.23	136.17	636.22
Feb	34.18	556.48	148.86	739.52
Mar	97.50	654.76	221.57	973.82
Abr	647.80	346.16	160.19	1154.14
May	606.86	338.45	211.39	1156.70
Jun	604.71	357.01	219.56	1181.27
Jul	704.71	402.48	171.15	1278.35
Ago	581.24	333.67	218.58	1133.49
Sep	590.16	242.32	150.12	982.60
Oct	471.21	264.76	148.10	884.07
Nov	4.74	467.48	142.75	614.97
Dic	0.71	463.00	108.92	572.63
<b>Total 2014</b>	<b>4361.63</b>	<b>4908.81</b>	<b>2037.37</b>	<b>11307.81</b>

Tabla 86. Resumen producción mensual (Euros) por periodos tarifarios.

Mes	Punta	Llano	Valle	Total
Ene	2.80%	75.80%	21.40%	100.00%
Feb	4.62%	75.25%	20.13%	100.00%
Mar	10.01%	67.24%	22.75%	100.00%
Abr	56.13%	29.99%	13.88%	100.00%
May	52.46%	29.26%	18.28%	100.00%
Jun	51.19%	30.22%	18.59%	100.00%
Jul	55.13%	31.48%	13.39%	100.00%
Ago	51.28%	29.44%	19.28%	100.00%
Sep	60.06%	24.66%	15.28%	100.00%
Oct	53.30%	29.95%	16.75%	100.00%
Nov	0.77%	76.02%	23.21%	100.00%
Dic	0.12%	80.86%	19.02%	100.00%
<b>Total 2014</b>	<b>38.57%</b>	<b>43.41%</b>	<b>18.02%</b>	<b>100.00%</b>

Tabla 87: Valores porcentuales de la producción mensual por periodos tarifarios.

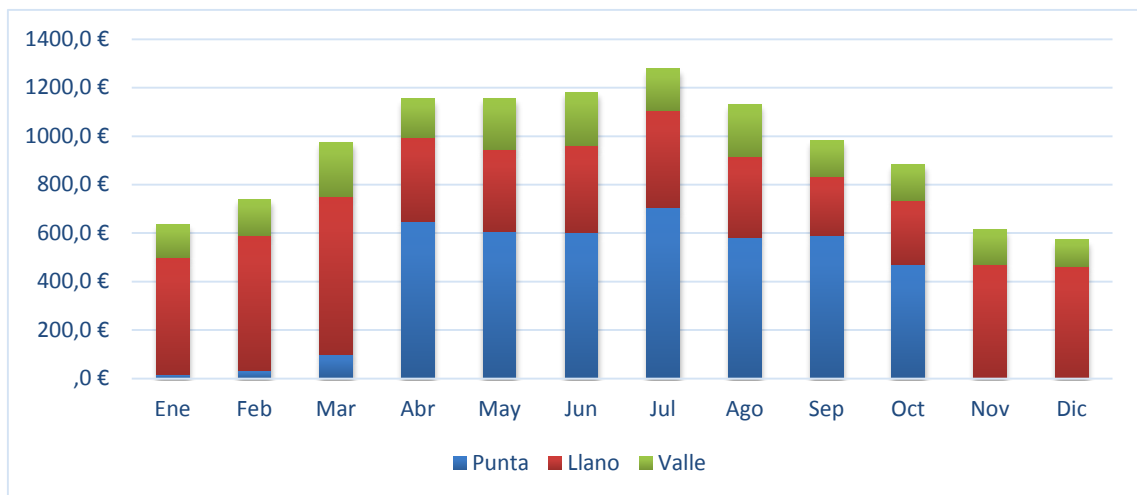


Fig. 151: distribución de la producción mensual en euros por periodos tarifarios.

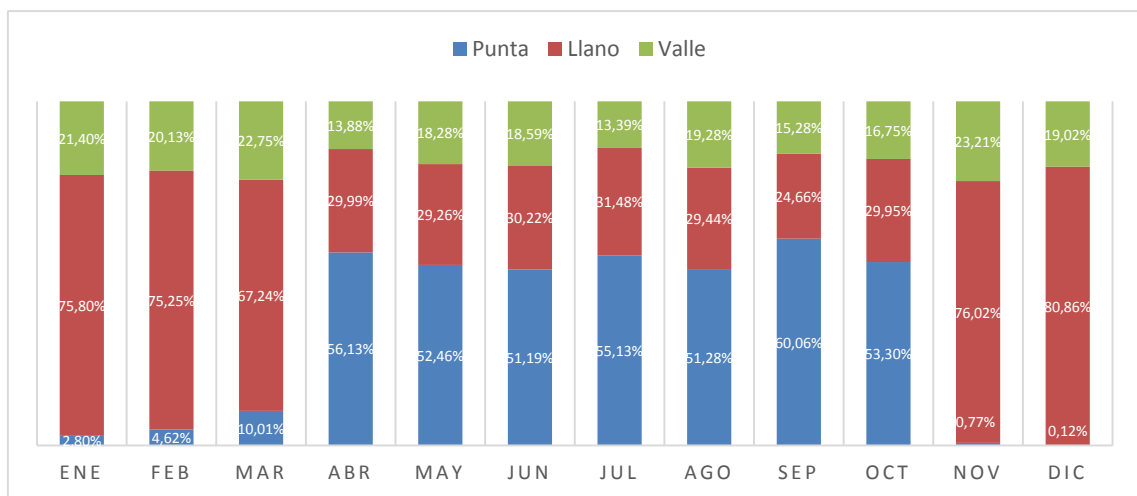


Fig. 152: Grafico de la distribución porcentual de la producción anual por periodos.

Se aplicará un criterio conservador para la actualización del precio del kWh con un incremento anual del 3%, muy inferior al 7 % de los últimos años. En la Tabla xxx se puede ver cómo evolucionará el precio de cada kWh durante los próximos años.

Año	Incremento del precio del kWh	Precio esperado (€/kWh)	Año	Incremento del precio del kWh	Precio esperado (€/kWh)
1	3.00%	0.15136032	21	3.00%	0.27337357
2	3.00%	0.15590113	22	3.00%	0.28157478
3	3.00%	0.16057816	23	3.00%	0.29002202
4	3.00%	0.16539551	24	3.00%	0.29872268
5	3.00%	0.17035737	25	3.00%	0.30768436
6	3.00%	0.17546809	26	3.00%	0.31691489
7	3.00%	0.18073214	27	3.00%	0.32642234
8	3.00%	0.18615410	28	3.00%	0.33621501
9	3.00%	0.19173872	29	3.00%	0.34630146
10	3.00%	0.19749088	30	3.00%	0.35669050
11	3.00%	0.20341561	31	3.00%	0.36739122
12	3.00%	0.20951808	32	3.00%	0.37841296
13	3.00%	0.21580362	33	3.00%	0.38976535
14	3.00%	0.22227773	34	3.00%	0.40145831
15	3.00%	0.22894606	35	3.00%	0.41350205
16	3.00%	0.23581444	36	3.00%	0.42590712
17	3.00%	0.24288888	37	3.00%	0.43868433
18	3.00%	0.25017554	38	3.00%	0.45184486
19	3.00%	0.25768081	39	3.00%	0.46540021
20	3.00%	0.26541123	40	3.00%	0.47936221

Tabla 88. Evolución prevista para el precio del kWh medio característico de la instalación proyectada.

Para el cálculo de la energía eléctrica obtenida durante el período de vida útil de la instalación fotovoltaica (25-40 años), los elementos que influyen son:

1. Potencia pico de la instalación  $P_p$  (Wp)
2. Producción característica de la instalación (kWh/año/kWp) (horas útiles pico) que incluye las pérdidas del sistema.
3. Disminución de la potencia del módulo fotovoltaico durante el período de vida útil considerado (Da%).
4. Período temporal previsto de vida útil del sistema ( $T_a$ ) (años)

Las horas útiles pico correspondientes a las instalaciones implantadas en la provincia de Valencia entre las 1.200 y las 1.700 horas pico, en función del emplazamiento, las características técnicas de las mismas e incluso de otras variables como el mantenimiento y seguimiento de la instalación.

Por lo tanto la generación eléctrica del sistema fotovoltaico GE (kWh), durante su vida útil será:

$$G_E (kWh) = \frac{P_p \times Y_f \times D_a \times T_a}{1000} \quad [1.82]$$

Dónde:

- GE (kWh). → Generación eléctrica del SFV durante su ciclo de vida útil
- Yf (kWh/año/kWp) → Horas útiles pico.
- Da (%) → Disminución de la potencia del módulo durante el período de vida útil.
- Ta (años) → Tiempo de vida útil.
- El valor de Yf para la instalación proyectada es de 1483 kWh/kWp.

Con el paso del tiempo los módulos fotovoltaicos presentan una pérdida por envejecimiento que se expresa como tanto por cien de la potencia nominal. La mayoría de los fabricantes de paneles proporciona una garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una garantía de 25 años de producción mínima al 80% de la potencia inicial. La pérdida máxima anual de potencia por degradación del módulo garantizada a lo largo de la vida útil de los paneles solares se calcula a partir de los valores anteriores:

$$\frac{L_{\text{deg max}}}{t_{\text{deg}}} = \frac{20\%}{25 \text{ años}} = 0.8\%/año \quad [1.83]$$

Si suponemos que la degradación de los módulos es lineal (todos los años se degrada por igual) y de valor 0,8%/año para cumplir con la garantía (80% a 25 años), y una degradación de 0,25 % hasta el año 40 la producción energética de la instalación fotovoltaica decrecerá durante su vida útil, por lo que la previsión de energía generada en los 25 primeros años y al final de la vida útil de la instalación será:



	Devaluación de la producción (%)	Devaluación de la producción acumulada (%)	Producción anual esperada (kWh)		Devaluación de la producción (%)	Devaluación de la producción acumulada (%)	Producción anual esperada (kWh)
<b>Año 1.</b>	0.80%	0.80%	74746.62	<b>Año 21.</b>	0.80%	16.80%	63653.90
<b>Año 2.</b>	0.80%	1.60%	74148.65	<b>Año 22.</b>	0.80%	17.60%	63144.67
<b>Año 3.</b>	0.80%	2.40%	73555.46	<b>Año 23.</b>	0.80%	18.40%	62639.51
<b>Año 4.</b>	0.80%	3.20%	72967.01	<b>Año 24.</b>	0.80%	19.20%	62138.39
<b>Año 5.</b>	0.80%	4.00%	72383.28	<b>Año 25.</b>	<b>0.80%</b>	<b>20.00%</b>	<b>61641.29</b>
<b>Año 6.</b>	0.80%	4.80%	71804.21	<b>Año 26.</b>	0.25%	20.80%	61148.16
<b>Año 7.</b>	0.80%	5.60%	71229.78	<b>Año 27.</b>	0.25%	21.60%	60995.29
<b>Año 8.</b>	0.80%	6.40%	70659.94	<b>Año 28.</b>	0.25%	22.40%	60842.80
<b>Año 9.</b>	0.80%	7.20%	70094.66	<b>Año 29.</b>	0.25%	23.20%	60690.69
<b>Año 10.</b>	0.80%	8.00%	69533.90	<b>Año 30.</b>	0.25%	24.00%	60538.96
<b>Año 11.</b>	0.80%	8.80%	68977.63	<b>Año 31.</b>	0.25%	24.80%	60387.62
<b>Año 12.</b>	0.80%	9.60%	68425.81	<b>Año 32.</b>	0.25%	25.60%	60236.65
<b>Año 13.</b>	0.80%	10.40%	67878.40	<b>Año 33.</b>	0.25%	26.40%	60086.06
<b>Año 14.</b>	0.80%	11.20%	67335.38	<b>Año 34.</b>	0.25%	27.20%	59935.84
<b>Año 15.</b>	0.80%	12.00%	66796.69	<b>Año 35.</b>	0.25%	28.00%	59786.00
<b>Año 16.</b>	0.80%	12.80%	66262.32	<b>Año 36.</b>	0.25%	28.80%	59636.54
<b>Año 17.</b>	0.80%	13.60%	65732.22	<b>Año 37.</b>	0.25%	29.60%	59487.44
<b>Año 18.</b>	0.80%	14.40%	65206.36	<b>Año 38.</b>	0.25%	30.40%	59338.73
<b>Año 19.</b>	0.80%	15.20%	64684.71	<b>Año 39.</b>	0.25%	31.20%	59190.38
<b>Año 20.</b>	0.80%	16.00%	64167.24	<b>Año 40.</b>	<b>0.25%</b>	<b>32.00%</b>	<b>59042.40</b>

Tabla 89. Producción durante la vida útil.

La diferencia de la potencia generada entre el primer año y después de 25 años es:

$$\text{Eperdida en 25 años} = 74746,62 - 61641,29 = 13105,33 \text{ kWh}$$

Al final del periodo de vida útil, 40 años, la perdida de energía será:

$$\text{Eperdida en 40 años} = 74746,62 - 59042,40 = 15704,22 \text{ kWh}$$

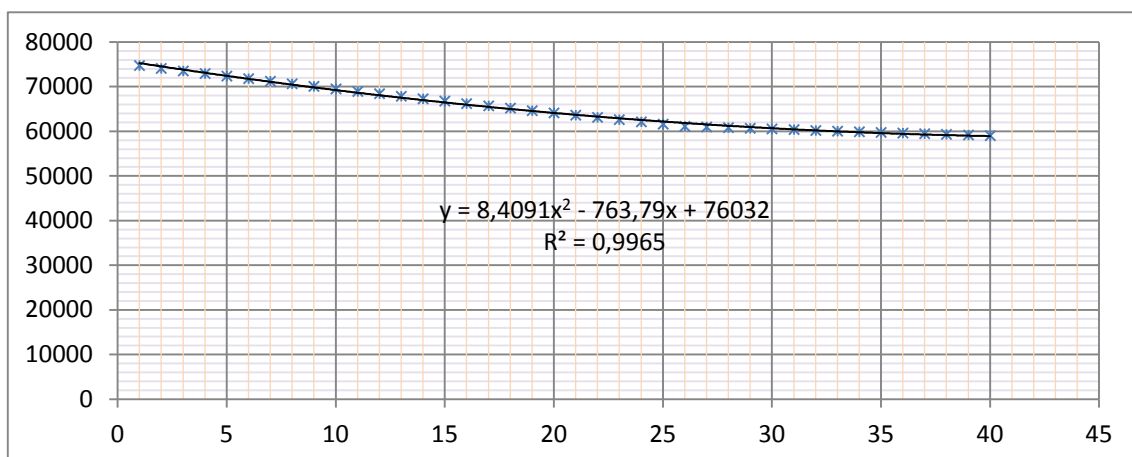


Fig. 153. Producción anual de electricidad en kWh durante la vida útil de la instalación.

$$\text{Producción anual (kWh)} = 8,4091 \times n^2 - 763,79 \times n + 76032 \quad [1.84]$$

Siendo:  $n = 1, 2, 3 \dots 25 \dots 40$ .

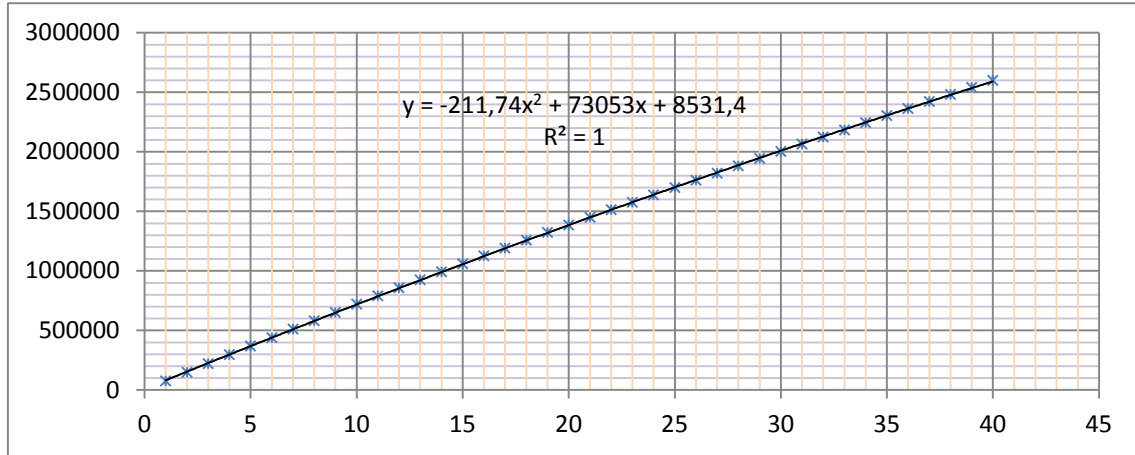


Fig. 154. Producción anual acumulada de electricidad en kWh durante la vida útil de la instalación.

$$\text{Producción anual acumulada (kWh)} = -211,74 \times n^2 + 73053 \times n + 8531,4 \quad [1.85]$$

Siendo:  $n = 1, 2, 3 \dots 25 \dots 40$ .

Para poder realizar un estudio de viabilidad de calidad es necesario analizar, al menos a 25 años, si el proyecto es económicamente rentable o no, aunque la vida de los paneles fotovoltaicos, con un buen mantenimiento, será de aproximadamente 40 años, lo cual significa que nuestra instalación seguirá generando ingresos 15 años más. El fabricante del módulo fotovoltaico garantiza un 80 % de eficiencia hasta el año 25 de funcionamiento.

El cálculo del ahorro obtenido por el autoconsumo de la electricidad generada el primer año quedaría recogido en la siguiente fórmula:

$$\text{Ingresos}(1^\circ \text{ año}) = \text{Producción estimada} \times \text{Precio kWh} \quad [1.86]$$

Y la fórmula para el resto de años de funcionamiento de la instalación:

$$\text{Ingresos}_n = \text{Producción estimada}_{(n-1)} \times (1 - \text{Pérdida de eficiencia}_{(n-1)}) \times \text{Precio kWh}_{(n-1)} \quad [1.87]$$

Siendo:  $n = 1, 2, 3 \dots 25 \dots 40$ .

	Ahorro consumo electricidad (€)	Ahorro acumulado (€)		Ahorro consumo electricidad (€)	Ahorro acumulado (€)
<b>Año 1.</b>	11313.67	11313.67	<b>Año 21.</b>	17401.29	297163.30
<b>Año 2.</b>	11559.86	22873.53	<b>Año 22.</b>	17779.95	314943.24
<b>Año 3.</b>	11811.40	34684.93	<b>Año 23.</b>	18166.84	333110.08
<b>Año 4.</b>	12068.42	46753.35	<b>Año 24.</b>	18562.15	351672.23
<b>Año 5.</b>	12331.03	59084.37	<b>Año 25.</b>	<b>18966.06</b>	<b>370638.29</b>
<b>Año 6.</b>	12599.35	71683.72	<b>Año 26.</b>	19378.76	390017.05
<b>Año 7.</b>	12873.51	84557.23	<b>Año 27.</b>	19910.22	409927.27
<b>Año 8.</b>	13153.64	97710.87	<b>Año 28.</b>	20456.26	430383.53
<b>Año 9.</b>	13439.86	111150.73	<b>Año 29.</b>	21017.27	451400.81
<b>Año 10.</b>	13732.31	124883.04	<b>Año 30.</b>	21593.67	472994.48
<b>Año 11.</b>	14031.13	138914.17	<b>Año 31.</b>	22185.88	495180.36
<b>Año 12.</b>	14336.44	153250.61	<b>Año 32.</b>	22794.33	517974.69
<b>Año 13.</b>	14648.41	167899.02	<b>Año 33.</b>	23419.46	541394.15
<b>Año 14.</b>	14967.15	182866.17	<b>Año 34.</b>	24061.74	565455.89
<b>Año 15.</b>	15292.84	198159.01	<b>Año 35.</b>	24721.63	590177.52
<b>Año 16.</b>	15625.61	213784.62	<b>Año 36.</b>	25399.62	615577.15
<b>Año 17.</b>	15965.63	229750.25	<b>Año 37.</b>	26096.21	641673.36
<b>Año 18.</b>	16313.04	246063.29	<b>Año 38.</b>	26811.90	668485.26
<b>Año 19.</b>	16668.01	262731.30	<b>Año 39.</b>	27547.21	696032.47
<b>Año 20.</b>	17030.71	279762.00	<b>Año 40.</b>	<b>28302.70</b>	<b>724335.17</b>

Tabla 90. Ahorro económico por autoconsumo de electricidad durante la vida útil.

En el gráfico siguiente puede contemplarse como afecta el incremento de pérdida de eficiencia de los, aunque se acentúan más en los últimos años de vida de la instalación, cuando el porcentaje de pérdida de eficiencia aumenta en mayor proporción.

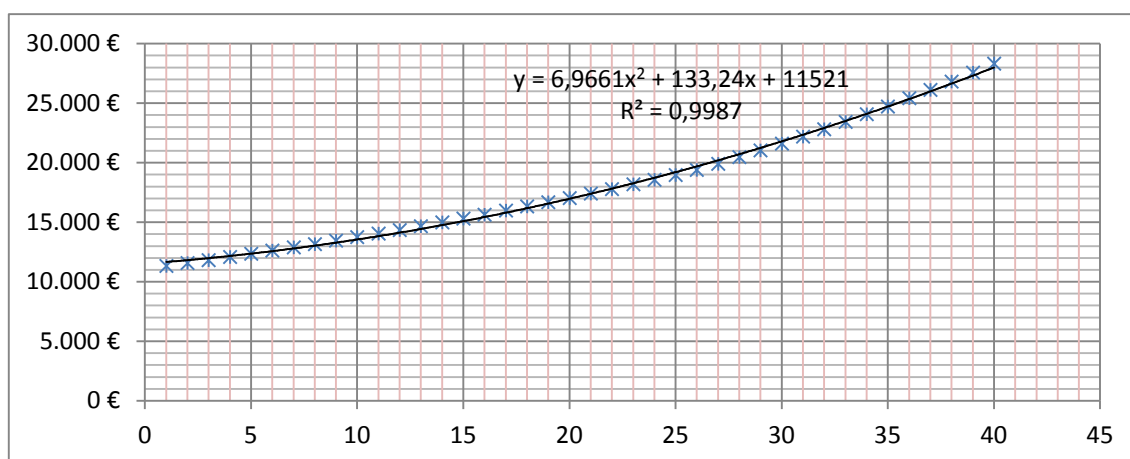


Fig. 155. Ahorro económico de energía eléctrica durante la vida útil estimada de la instalación.

$$\text{Ahorro económico (Euros)} = 6,9661 \times n^2 + 133,24 \times n + 11521 \quad [1.88]$$

Siendo:  $n = 1, 2, 3 \dots 25 \dots 40$ .

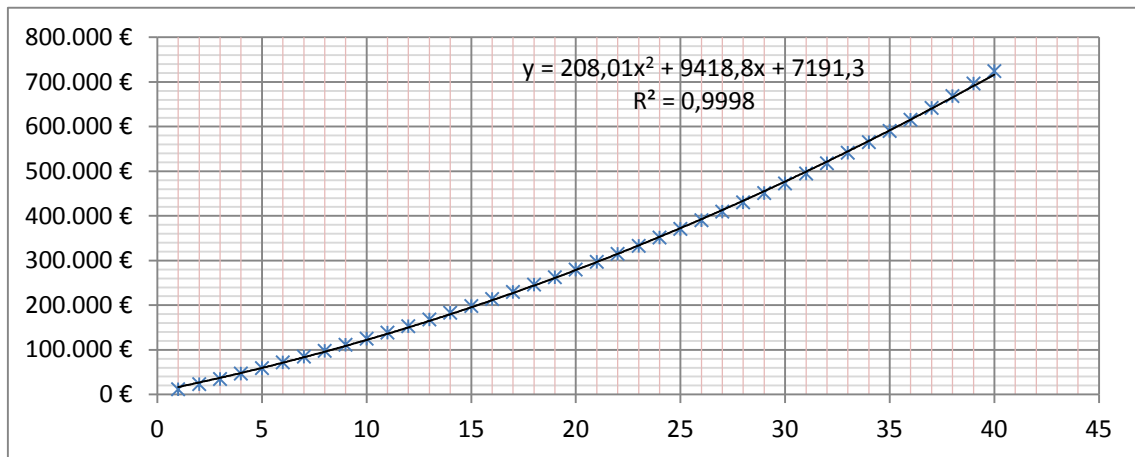


Fig. 156. Ahorro económico acumulado anual de energía eléctrica durante la vida útil de la instalación FV.

$$\text{Ahorro económico acumulado (Euros)} = 208,01 \times n^2 + 9418,8 \times n + 7191,3 \quad [1.89]$$

Siendo:  $n = 1, 2, 3 \dots 25 \dots 40$ .

Año	Producción (Autoconsumo)				Consumo Total			Consumo de Red		
	[kWh] Total	[kWh] Punta	[kWh] Llano	[kWh] Valle	[kWh] Total	[kWh] Diurno	[kWh] Nocturno	[kWh] Total	[kWh] Diurno	[kWh] Nocturno
1	74746.6	28831.1	32448.1	13467.4	767647.0	279730.6	487916.4	692900.4	204983.9	487916.4
2	74148.6	28600.5	32188.5	13359.7	767647.0	279730.6	487916.4	693498.4	205581.9	487916.4
3	73555.5	28371.7	31931.0	13252.8	767647.0	279730.6	487916.4	694091.5	206175.1	487916.4
4	72967.0	28144.7	31675.5	13146.8	767647.0	279730.6	487916.4	694680.0	206763.6	487916.4
5	72383.3	27919.6	31422.1	13041.6	767647.0	279730.6	487916.4	695263.7	207347.3	487916.4
6	71804.2	27696.2	31170.8	12937.3	767647.0	279730.6	487916.4	695842.8	207926.4	487916.4
7	71229.8	27474.6	30921.4	12833.8	767647.0	279730.6	487916.4	696417.2	208500.8	487916.4
8	70659.9	27254.8	30674.0	12731.1	767647.0	279730.6	487916.4	696987.1	209070.6	487916.4
9	70094.7	27036.8	30428.6	12629.2	767647.0	279730.6	487916.4	697552.3	209635.9	487916.4
10	69533.9	26820.5	30185.2	12528.2	767647.0	279730.6	487916.4	698113.1	210196.7	487916.4
11	68977.6	26605.9	29943.7	12428.0	767647.0	279730.6	487916.4	698669.4	210752.9	487916.4
12	68425.8	26393.1	29704.2	12328.6	767647.0	279730.6	487916.4	699221.2	211304.8	487916.4
13	67878.4	26181.9	29466.5	12229.9	767647.0	279730.6	487916.4	699768.6	211852.2	487916.4
14	67335.4	25972.5	29230.8	12132.1	767647.0	279730.6	487916.4	700311.6	212395.2	487916.4
15	66796.7	25764.7	28997.0	12035.0	767647.0	279730.6	487916.4	700850.3	212933.9	487916.4
16	66262.3	25558.6	28765.0	11938.7	767647.0	279730.6	487916.4	701384.7	213468.2	487916.4
17	65732.2	25354.1	28534.9	11843.2	767647.0	279730.6	487916.4	701914.8	213998.3	487916.4
18	65206.4	25151.3	28306.6	11748.5	767647.0	279730.6	487916.4	702440.6	214524.2	487916.4
19	64684.7	24950.1	28080.1	11654.5	767647.0	279730.6	487916.4	702962.3	215045.9	487916.4
20	64167.2	24750.5	27855.5	11561.3	767647.0	279730.6	487916.4	703479.8	215563.3	487916.4
21	63653.9	24552.5	27632.6	11468.8	767647.0	279730.6	487916.4	703993.1	216076.7	487916.4
22	63144.7	24356.1	27411.6	11377.0	767647.0	279730.6	487916.4	704502.3	216585.9	487916.4
23	62639.5	24161.2	27192.3	11286.0	767647.0	279730.6	487916.4	705007.5	217091.1	487916.4
24	62138.4	23967.9	26974.8	11195.7	767647.0	279730.6	487916.4	705508.6	217592.2	487916.4
25	61641.3	23776.2	26759.0	11106.2	767647.0	279730.6	487916.4	706005.7	218089.3	487916.4
26	61148.2	23716.7	26692.1	11078.4	767647.0	279730.6	487916.4	706159.8	218243.4	487916.4
27	61333.5	23657.4	26625.3	11050.7	767647.0	279730.6	487916.4	706313.5	218397.1	487916.4
28	61180.1	23598.3	26558.8	11023.1	767647.0	279730.6	487916.4	706466.9	218550.4	487916.4
29	61027.2	23539.3	26492.4	10995.5	767647.0	279730.6	487916.4	706619.8	218703.4	487916.4
30	60874.6	23480.5	26426.1	10968.0	767647.0	279730.6	487916.4	706772.4	218856.0	487916.4
31	60722.4	23421.7	26360.1	10940.6	767647.0	279730.6	487916.4	706924.6	219008.1	487916.4
32	60570.6	23363.2	26294.2	10913.3	767647.0	279730.6	487916.4	707076.4	219159.9	487916.4
33	60419.2	23304.8	26228.4	10886.0	767647.0	279730.6	487916.4	707227.8	219311.4	487916.4
34	60268.1	23246.5	26162.9	10858.8	767647.0	279730.6	487916.4	707378.9	219462.4	487916.4
35	60117.5	23188.4	26097.5	10831.6	767647.0	279730.6	487916.4	707529.5	219613.1	487916.4
36	59967.2	23130.4	26032.2	10804.5	767647.0	279730.6	487916.4	707679.8	219763.4	487916.4
37	59817.3	23072.6	25967.1	10777.5	767647.0	279730.6	487916.4	707829.7	219913.3	487916.4
38	59667.7	23014.9	25902.2	10750.6	767647.0	279730.6	487916.4	707979.3	220062.8	487916.4
39	59518.6	22957.4	25837.5	10723.7	767647.0	279730.6	487916.4	708128.4	220212.0	487916.4
40	59369.8	22900.0	25772.9	10696.9	767647.0	279730.6	487916.4	708277.2	220360.8	487916.4
<b>Tot</b>	<b>2606148.9</b>	<b>1005239.3</b>	<b>1131349.4</b>	<b>469560.3</b>	<b>30705880.0</b>	<b>11189222.7</b>	<b>19516657.3</b>	<b>28099731.1</b>	<b>8583073.7</b>	<b>19516657.3</b>

Tabla 91. Producción, Consumo Total y Consumo de red por periodos tarifarios.

Año	Producción (Autoconsumo)				Precio kWh			Ahorro Periodo			Total Euros	
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[EkWh]	[EkWh]	[EkWh]	[Euros]	[Euros]	[Euros]	Sin	Con
	Total	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle	Impuestos	Impuestos
1	74746.6	28831.1	32448.1	13467.4	0.14335	0.12754	0.07805	4132.94353	4138.42874	1051.13042	9322.503	11307.810
2	74148.6	28600.5	32188.5	13359.7	0.14378	0.12792	0.07828	4112.17962	4117.63727	1045.84954	9275.666	11251.000
3	73555.5	28371.7	31931.0	13252.8	0.14421	0.12831	0.07852	4091.52003	4096.95026	1040.59519	9229.065	11194.475
4	72967.0	28144.7	31675.5	13146.8	0.14464	0.12869	0.07875	4070.96423	4076.36718	1035.36724	9182.699	11138.234
5	72383.3	27919.6	31422.1	13041.6	0.14508	0.12908	0.07899	4050.51171	4055.88751	1030.16556	9136.565	11082.275
6	71804.2	27696.2	31170.8	12937.3	0.14551	0.12946	0.07923	4030.16194	4035.51074	1024.99001	9090.663	11026.598
7	71229.8	27474.6	30921.4	12833.8	0.14595	0.12985	0.07947	4009.91440	4015.23633	1019.84046	9044.991	10971.200
8	70659.9	27254.8	30674.0	12731.1	0.14639	0.13024	0.07970	3989.76859	3995.06378	1014.71678	8999.549	10916.081
9	70094.7	27036.8	30428.6	12629.2	0.14683	0.13063	0.07994	3969.72400	3974.99258	1009.61884	8954.335	10861.238
10	69533.9	26820.5	30185.2	12528.2	0.14727	0.13103	0.08018	3949.78010	3955.02222	1004.54652	8909.349	10806.671
11	68977.6	26605.9	29943.7	12428.0	0.14771	0.13142	0.08042	3929.93641	3935.15219	999.49967	8864.588	10752.379
12	68425.8	26393.1	29704.2	12328.6	0.14815	0.13181	0.08066	3910.19241	3915.38198	994.47819	8820.053	10698.359
13	67878.4	26181.9	29466.5	12229.9	0.14860	0.13221	0.08091	3890.54760	3895.71110	989.48193	8775.741	10644.610
14	67335.4	25972.5	29230.8	12132.1	0.14904	0.13260	0.08115	3871.00149	3876.13905	984.51077	8731.651	10591.132
15	66796.7	25764.7	28997.0	12035.0	0.14949	0.13300	0.08139	3851.55358	3856.66533	979.56459	8687.783	10537.922
16	66262.3	25558.6	28765.0	11938.7	0.14994	0.13340	0.08164	3832.20337	3837.28944	974.64326	8644.136	10484.979
17	65732.2	25354.1	28534.9	11843.2	0.15039	0.13380	0.08188	3812.95038	3818.01090	969.74665	8600.708	10432.303
18	65206.4	25151.3	28306.6	11748.5	0.15084	0.13420	0.08213	3793.79412	3798.82921	964.87464	8557.498	10379.891
19	64684.7	24950.1	28080.1	11654.5	0.15129	0.13461	0.08237	3774.73410	3779.74390	960.02711	8514.505	10327.742
20	64167.2	24750.5	27855.5	11561.3	0.15175	0.13501	0.08262	3755.76983	3760.75446	955.20394	8471.728	10275.856
21	63653.9	24552.5	27632.6	11468.8	0.15220	0.13541	0.08287	3736.90085	3741.86043	950.40499	8429.166	10224.230
22	63144.7	24356.1	27411.6	11377.0	0.15266	0.13582	0.08312	3718.12666	3723.06132	945.63016	8386.818	10172.863
23	62639.5	24161.2	27192.3	11286.0	0.15312	0.13623	0.08337	3699.44679	3704.35666	940.87931	8344.683	10121.755
24	62138.4	23967.9	26974.8	11195.7	0.15357	0.13664	0.08362	3680.86077	3685.74598	936.15233	8302.759	10070.903
25	61641.3	23776.2	26759.0	11106.2	0.15404	0.13705	0.08387	3662.36812	3667.22879	931.44910	8261.046	10020.307
26	61187.2	23716.7	26692.1	11078.4	0.15450	0.13746	0.08412	3644.17184	3649.03490	926.74978	8220.046	9970.000
27	61333.5	23657.4	26625.3	11050.7	0.15496	0.13787	0.08437	3626.17644	3631.04190	922.05046	8179.046	9920.000
28	61180.1	23598.3	26558.8	11023.1	0.15543	0.13828	0.08462	3608.27104	3613.04896	917.35114	8138.046	9870.000
29	61027.2	23539.3	26492.4	10995.5	0.15589	0.13870	0.08488	3590.46564	3603.05602	912.65182	8097.046	9820.000
30	60874.6	23480.5	26426.1	10968.0	0.15636	0.13911	0.08513	3572.75024	3593.06308	907.95250	8056.046	9770.000
31	60722.4	23421.7	26360.1	10940.6	0.15683	0.13953	0.08539	3555.13484	3583.07014	903.25318	8015.046	9720.000
32	60570.6	23363.2	26294.2	10913.3	0.15730	0.13995	0.08564	3537.61944	3573.07720	898.55386	7974.046	9670.000
33	60419.2	23304.8	26228.4	10886.0	0.15777	0.14037	0.08590	3520.20404	3563.08426	893.85454	7933.046	9620.000
34	60268.1	23246.5	26162.9	10858.8	0.15824	0.14079	0.08616	3502.78864	3553.09132	889.15522	7892.046	9570.000
35	60117.5	23188.4	26097.5	10831.6	0.15872	0.14121	0.08642	3485.37324	3543.09838	884.45590	7851.046	9520.000
36	59967.2	23130.4	26032.2	10804.5	0.15920	0.14164	0.08668	3468.05784	3533.10544	879.75658	7810.046	9470.000
37	59817.3	23072.6	25967.1	10777.5	0.15967	0.14206	0.08694	3450.74244	3523.11250	875.05726	7769.046	9420.000
38	59667.7	23014.9	25902.2	10750.6	0.16015	0.14249	0.08720	3433.42704	3513.11956	870.35794	7728.046	9370.000
39	59518.6	22957.4	25837.5	10723.7	0.16063	0.14292	0.08746	3416.11164	3503.12662	865.65862	7687.046	9320.000
40	59369.8	22900.0	25772.9	10696.9	0.16111	0.14335	0.08772	3398.79624	3493.13368	860.95930	7646.046	9270.000
<b>Tot</b>	<b>2606148.9</b>	<b>1005239.3</b>	<b>1131349.4</b>	<b>469560.3</b>	<b>0.15206</b>	<b>0.13529</b>	<b>0.08279</b>	<b>152480.321</b>	<b>152682.691</b>	<b>38780.279</b>	<b>343943.291</b>	<b>417188.980</b>

Tabla 92. Ahorros económicos por periodos tarifarios durante la vida útil.

### 16.1.2 COSTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Los costes de un proyecto fotovoltaico se componen de dos partes:

- los costes de capital o inversión,
- los costes de explotación y otros costes incluidos en la construcción y puesta en marcha de las plantas.

Al primer grupo pertenecen toda la inversión en equipos e instalaciones y todos los demás necesarios para la puesta en marcha. En el segundo grupo se incluyen los gastos necesarios para que la planta tenga un funcionamiento óptimo para obtener energía durante su tiempo de vida útil, como el necesario mantenimiento del sistema de generación (limpieza de módulos fotovoltaicos, materiales de instalación, entre otros) y el remplazo de los equipos o partes de la instalación que se deterioran o han alcanzado su período de su vida útil. De acuerdo con lo anterior, los costes se pueden clasificar en:

1. Coste de capital o inversiones iniciales.
2. Coste de operación y mantenimiento, incluyendo reparaciones menores y gastos financieros.
3. Coste de sustitución, reparaciones mayores.

Por lo tanto el costo total del sistema (CTS) será:

$$C_{TS}(\text{Euros}) = C_{ini} + C_{mto} + C_{stc} \quad [1.90]$$

Dónde:

- CTS → Costo total del sistema.
- Cini → Costo de capital o inversiones iniciales.
- Cmta → Costo de operación y mantenimiento, incluyendo reparaciones menores.
- Cstc → Costo de sustitución de equipos, reparaciones mayores y gastos financieros.

Dependiendo de la ubicación, la orientación, las características y el diseño del GFV y la potencia pico del sistema, el valor y estructura de estos costes varían de una instalación a otra.



### 16.1.2.1 INVERSION INICIAL. PRESUPUESTO DE LA INSTALACION.

Agrupa costes específicos de la tecnología -módulos fotovoltaicos, inversores y estructuras- y costes derivados -obra eléctrica, obra civil, montaje, ingeniería y otros costes asociados a derechos de construcción, licencias, tasas, impuestos, etc.

Los costes iniciales en este tipo de instalaciones son siempre altos, bajos los costes de mantenimiento y significativos los de remplazo puntual de equipos y componentes.

El presupuesto aproximado de la instalación se resume en la siguiente tabla:

Incluye los siguientes apartados:

- 180 módulos fotovoltaicos Atersa de 280 Wp potencia pico total de 50.400 Wp.
- 3 Inversores Siemens Sinvert de 16,5 kW.
- Transformador aislamiento galvánico BT/BT de 50 kVA.
- Estructuras de soporte de los módulos sobre la cubierta del edificio.
- Cuadros y protecciones eléctricas DC.
- Cuadros y protecciones eléctricas AC.
- Acometida al cuadro eléctrico del edificio.
- Cuadro de contadores
- Cableado
- Electrónica para seguimiento y monitorización de la instalación
- Mano de obra.
- Ingeniería (Diseño y dirección de obra).

Presupuesto aproximado					
Concepto	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)	€/Wp	% Sobre Presupuesto
Módulo fotovoltaico Atersa A280P 280Wp	180	160	28800	0.57	40.37%
Estructura de soporte aluminio para un módulo	180	70	12600	0.25	17.66%
Inversor de red Siemens Sinvert PVM17	3	2500	7500	0.15	10.51%
Transformador aislamiento Gálvanico 50 KVA	1	1645	1645	0.03	2.31%
Cableado, protecciones eléctricas	1	10300	10300	0.20	14.44%
Montaje y puesta en marcha.	1	6500	6500	0.13	9.11%
Ingeniería y estudio previos	1	2000	2000	0.04	2.80%
Dirección de obra	1	2000	2000	0.04	2.80%
<b>TOTAL COSTE INICIAL</b>			<b>71345</b>	<b>1.42</b>	<b>100.00%</b>
<b>IVA 21 %</b>			<b>14982.45</b>	<b>0.30</b>	
<b>TOTAL COSTE CON IMPUESTOS</b>			<b>86327.45</b>	<b>1.71</b>	

Tabla 93. Presupuesto aproximado de la instalación de potencia nominal pico de 50,4 kW.

### **16.1.3 COSTES DE EXPLOTACION DE LA INSTALACIÓN.**

Los costes de explotación se dividen en costes fijos (independientes de la cantidad de energía generada) y en costes que varían en proporción de la electricidad producida. Incluyen los costes de operación y mantenimiento, alquileres, seguros e impuestos, gestión y administración, y otros costes asociados -vigilancia, medio ambiente, etc.

Un aspecto importante a tener en cuenta para que la instalación obtenga el rendimiento económico esperado durante su vida útil son el seguro y mantenimiento relacionado con ésta.

- Seguro: ante el auge que sufren las instalaciones fotovoltaicas, las aseguradoras se apresuran a disponer de productos específicos con coberturas de incendio, robo, vandalismo, riesgos meteorológicos, etc., llegando a cubrir, en algunas pólizas, la posible pérdida por siniestro o la indemnización por falta de producción en caso de paro en la misma. El pago de la prima de seguros se cuantifica en 640 € anuales.
- Mantenimiento-limpieza: respecto al mantenimiento, éste es muy simple, bastará con mantener limpios los paneles fotovoltaicos. Los paneles fotovoltaicos requieren muy escaso mantenimiento, por su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior muy protegido del ambiente exterior por capas de material protector. Al mismo tiempo, el control de calidad de los fabricantes garantiza la ausencia de problemas por esta razón.

El mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- Limpieza periódica del panel.
- Inspección visual de posibles degradaciones internas y de la estanqueidad del panel.
- Control del estado de las conexiones eléctricas y el cableado.
- Control de las características eléctricas del panel.
- Control de las conexiones eléctricas del inversor.
- Control de las características eléctricas del inversor.

Por lo tanto, las operaciones de mantenimiento son mínimas, reduciéndose a la limpieza de los paneles y a inspecciones visuales.

La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo. La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la limpieza de los paneles. La operación de limpieza consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo. Únicamente se va a considerar, a efectos de costes, la limpieza de los paneles dos veces al año. Se cuantifica en 600 € anuales.

- Coste de reposición: también hay que tener en cuenta, en el apartado de mantenimiento, la reposición de cables, piezas, módulos por rotura o desgaste a lo largo de la vida de la instalación. Para el proyecto estimamos estos costes en general de 150 € a partir del primer año y puntualmente 8.000 euros para la sustitución de inversores el año 25.

Año	Seguro (€)	Gastos mantenimiento (€)	Otros Gastos (€)	Total gastos anual (€)	Total gastos acumulado (€)	Reemplazo de equipos (€)
1. Año	400.00	450.00	150.00	1000.00	1000.00	0
2. Año	408.00	459.00	153.00	1020.00	2020.00	0
3. Año	416.16	468.18	156.06	1040.40	3060.40	0
4. Año	424.48	477.54	159.18	1061.21	4121.61	0
5. Año	432.97	487.09	162.36	1082.43	5204.04	0
6. Año	441.63	496.84	165.61	1104.08	6308.12	0
7. Año	450.46	506.77	168.92	1126.16	7434.28	0
8. Año	459.47	516.91	172.30	1148.69	8582.97	0
9. Año	468.66	527.25	175.75	1171.66	9754.63	0
10. Año	478.04	537.79	179.26	1195.09	10949.72	0
11. Año	487.60	548.55	182.85	1218.99	12168.72	0
12. Año	497.35	559.52	186.51	1243.37	13412.09	0
13. Año	507.30	570.71	190.24	1268.24	14680.33	0
14. Año	517.44	582.12	194.04	1293.61	15973.94	0
15. Año	527.79	593.77	197.92	1319.48	17293.42	0
16. Año	538.35	605.64	201.88	1345.87	18639.29	0
17. Año	549.11	617.75	205.92	1372.79	20012.07	0
18. Año	560.10	630.11	210.04	1400.24	21412.31	0
19. Año	571.30	642.71	214.24	1428.25	22840.56	0
20. Año	582.72	655.57	218.52	1456.81	24297.37	0
21. Año	594.38	668.68	222.89	1485.95	25783.32	0
22. Año	606.27	682.05	227.35	1515.67	27298.98	0
23. Año	618.39	695.69	231.90	1545.98	28844.96	0
24. Año	630.76	709.60	236.53	1576.90	30421.86	0
25. Año	643.37	723.80	241.27	1608.44	32030.30	8000
<b>Total25</b>	<b>12812.12</b>	<b>14413.63</b>	<b>4804.54</b>	<b>32030.30</b>		<b>8000</b>
26. Año	656.24	738.27	246.09	1640.61	33670.91	0
27. Año	669.37	753.04	251.01	1673.42	35344.32	0
28. Año	682.75	768.10	256.03	1706.89	37051.21	0
29. Año	696.41	783.46	261.15	1741.02	38792.23	0
30. Año	710.34	799.13	266.38	1775.84	40568.08	0
31. Año	724.54	815.11	271.70	1811.36	42379.44	0
32. Año	739.04	831.41	277.14	1847.59	44227.03	0
33. Año	753.82	848.04	282.68	1884.54	46111.57	0
34. Año	768.89	865.00	288.33	1922.23	48033.80	0
35. Año	784.27	882.30	294.10	1960.68	49994.48	0
36. Año	799.96	899.95	299.98	1999.89	51994.37	0
37. Año	815.95	917.95	305.98	2039.89	54034.25	0
38. Año	832.27	936.31	312.10	2080.69	56114.94	0
39. Año	848.92	955.03	318.34	2122.30	58237.24	0
40. Año	865.90	974.14	324.71	2164.74	60401.98	0
<b>Total40</b>	<b>24160.79</b>	<b>27180.89</b>		<b>60401.98</b>		<b>8000.00</b>

Tabla 94. Gastos de mantenimiento y seguro estimados para la instalación.

A todos los gastos arriba mencionados (a excepción de los costes de reposición) se les aplica una tasa de inflación correspondiente que se estima en el 2%.

Los gastos relacionados de forma directa con la instalación, a lo largo de 25 años se estiman en 40.030,3 € y a los 40 años en 68.401,98.

#### **16.1.4 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN O PAYBACK.**

A continuación se realiza el análisis del Payback para tener una idea aproximada del tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial del proyecto. El Payback es una herramienta útil para la decisión de aceptar proyectos o inversiones en función del plazo de recuperación de la inversión inicial.

El Payback es el tiempo estimado (generalmente años) que se tarda en amortizar la inversión realizada, en función de los beneficios generados. A partir de este momento y hasta el final de la vida útil del sistema, el propietario recibirá el total de los Ingresos Netos Anuales. En el caso del autoconsumo fotovoltaico el ingreso neto anual se sustituye por el ahorro económico anual en la factura eléctrica.

$$Payback(\text{años}) = \frac{\text{Desembolso inicial}}{\text{Ahorro neto anual}} \quad [1.91]$$

El resultado obtenido debe coincidir con momento temporal en que la función del VAN se hace cero.

En general periodos de recuperación de la inversión en una instalación fotovoltaica superiores a diez años, son periodos disuasorios, incluso para las personas u organismos con alta conciencia medioambiental.

Como se expone en el siguiente gráfico, la inversión se comienza a recuperar a partir del séptimo año. Es un dato positivo ya que la vida útil de la instalación es mínimo de 25 años, aunque puede ser superior si se tiene un riguroso mantenimiento de las instalaciones, hasta aproximadamente 40 años.

**Payback sin impuestos = 7, 6 Años.**

**Payback sin impuestos = 8, 2 Años.**

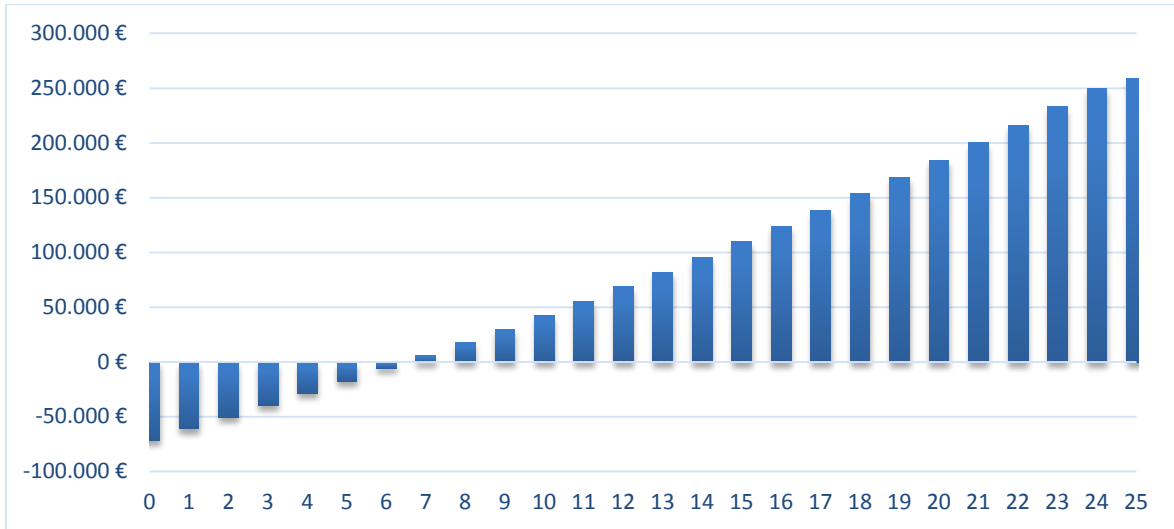


Fig. 157. Tiempo de recuperación de la inversión de la instalación FV.

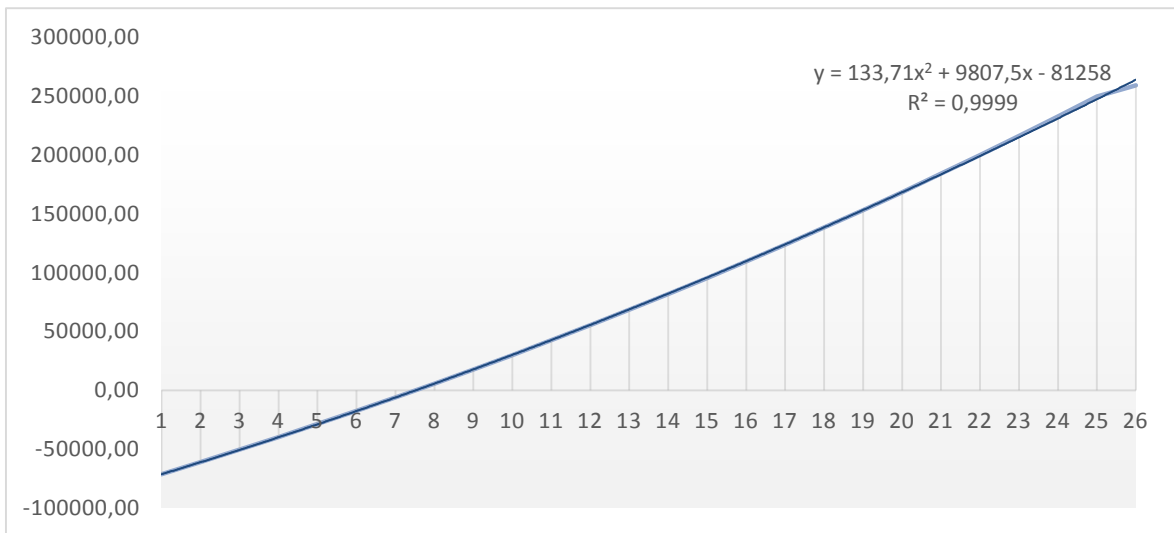


Fig. 158. Tiempo de recuperación de la inversión de la instalación FV.

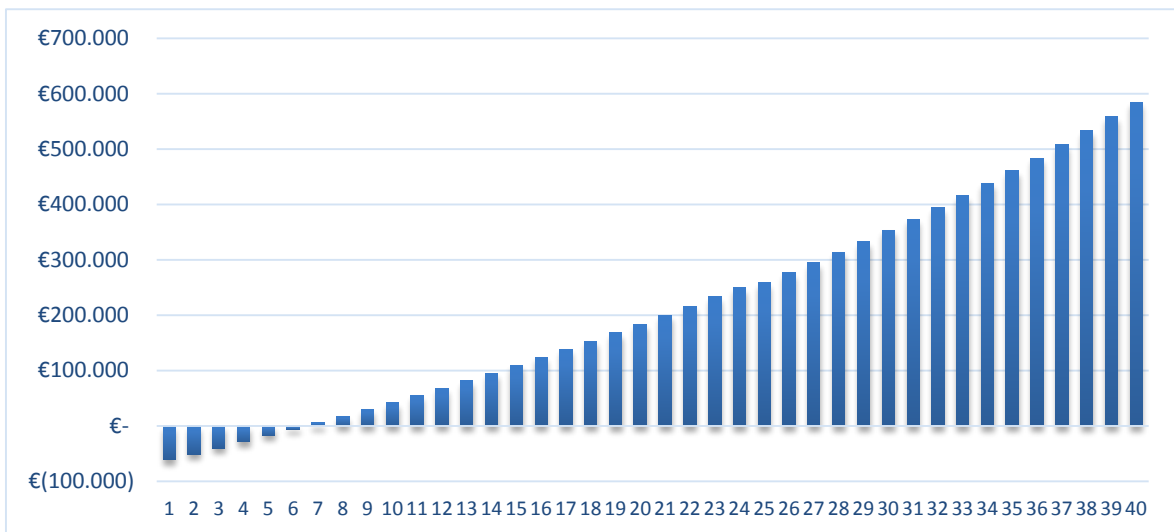


Fig. 159. Tiempo de recuperación de la inversión de la instalación FV.

Año	Ahorro neto anual (€)	Ahorro neto acumulado (€)	VAN acumulado (€)	VAN con impuestos (€)
<b>0. Año</b>			<b>-71345.00</b>	<b>-86327.45</b>
<b>1. Año</b>	10313.67	10313.67	-61031.33	-76013.78
<b>2. Año</b>	10539.86	20853.53	-50491.47	-65473.92
<b>3. Año</b>	10771.00	31624.53	-39720.47	-54702.92
<b>4. Año</b>	11007.21	42631.74	-28713.26	-43695.71
<b>5. Año</b>	11248.59	53880.33	-17464.67	-32447.12
<b>6. Año</b>	11495.27	65375.60	-5969.40	-20951.85
<b>7. Año</b>	<b>11747.35</b>	<b>77122.95</b>	<b>5777.95</b>	<b>-9204.50</b>
<b>8. Año</b>	<b>12004.95</b>	<b>89127.90</b>	<b>17782.90</b>	<b>2800.45</b>
<b>9. Año</b>	12268.20	101396.10	30051.10	15068.65
<b>10. Año</b>	12537.22	113933.32	42588.32	27605.87
<b>11. Año</b>	12812.13	126745.45	55400.45	40418.00
<b>12. Año</b>	13093.07	139838.52	68493.52	53511.07
<b>13. Año</b>	13380.16	153218.69	81873.69	66891.24
<b>14. Año</b>	13673.55	166892.23	95547.23	80564.78
<b>15. Año</b>	13973.36	180865.59	109520.59	94538.14
<b>16. Año</b>	14279.74	195145.34	123800.34	108817.89
<b>17. Año</b>	14592.84	209738.18	138393.18	123410.73
<b>18. Año</b>	14912.80	224650.97	153305.97	138323.52
<b>19. Año</b>	15239.76	239890.74	168545.74	153563.29
<b>20. Año</b>	15573.89	255464.63	184119.63	169137.18
<b>21. Año</b>	15915.35	271379.98	200034.98	185052.53
<b>22. Año</b>	16264.28	287644.26	216299.26	201316.81
<b>23. Año</b>	16620.86	304265.11	232920.11	217937.66
<b>24. Año</b>	16985.25	321250.36	249905.36	234922.91
<b>25. Año</b>	9357.62	330607.99	259262.99	244280.54
<b>26. Año</b>	17738.16	348346.14	277001.14	262018.69
<b>27. Año</b>	18236.81	366582.95	295237.95	280255.50
<b>28. Año</b>	18749.38	385332.32	313987.32	299004.87
<b>29. Año</b>	19276.25	404608.57	333263.57	318281.12
<b>30. Año</b>	19817.83	424426.40	353081.40	338098.95
<b>31. Año</b>	20374.52	444800.92	373455.92	358473.47
<b>32. Año</b>	20946.74	465747.66	394402.66	379420.21
<b>33. Año</b>	21534.92	487282.58	415937.58	400955.13
<b>34. Año</b>	22139.51	509422.09	438077.09	423094.64
<b>35. Año</b>	22760.96	532183.05	460838.05	445855.60
<b>36. Año</b>	23399.74	555582.78	484237.78	469255.33
<b>37. Año</b>	24056.32	579639.10	508294.10	493311.65
<b>38. Año</b>	24731.21	604370.32	533025.32	518042.87
<b>39. Año</b>	25424.92	629795.23	558450.23	543467.78
<b>40. Año</b>	26137.95	655933.19	584588.19	569605.74

Tabla 95. Estudio del periodo de recuperación - Payback.

### 16.1.5 VAN Y TIR

A la hora de analizar la rentabilidad del proyecto no debe omitirse el cálculo del VAN (Valor Actual Neto) y de la TIR (Tasa Interna de Retorno) ya que son herramientas útiles para analizar de un vistazo si el proyecto es viable o no. El proyecto exige un desembolso inicial de una cantidad importante de dinero y se debe calcular previamente la rentabilidad a lo largo de los años.

El valor actual neto de un proyecto de inversión "VAN" de la inversión se define como la suma algebraica de los valores actualizados de todos los flujos de caja asociados a la posesión del activo, menos el desembolso inicial necesario para la realización del mismo, se calculará sumando todos los flujos netos anuales actualizados originados por la inversión. El cálculo del VAN es una operación de descuento, que consiste en determinar la cantidad de dinero actual a que equivale una cantidad disponible con certeza en el futuro.

$$VAN = -Q + \frac{R_1}{(1+K)} + \frac{R_2}{(1+K)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+K)^n} + \frac{VR}{(1+K)^n} \quad [1.92]$$

Dónde:

- Q: desembolso inicial.
- R1, R2...: flujos de caja anuales, es decir, Ahorros Netos Anuales.
- K: tasa de descuento o tipo de interés. En nuestro caso K=0.
- n: vida útil estimada para la inversión, en nuestro caso, n = 25... 40 años.
- VR: Valor Residual de la instalación al final de su vida útil, en nuestro caso, consideraremos un VR = 0.

El VAN es una medida de rentabilidad absoluta, expresado en unidades monetarias. Un VAN positivo indicará que la inversión es rentable y el proyecto devuelve más de lo que invertimos. Un VAN negativo supone una inversión no rentable donde el usuario pierde dinero. Un VAN = 0 indica que la cantidad de dinero aportada por el cliente es justamente la ganada con la instalación.

La representación gráfica Balance Económico ofrece una información clara sobre cómo evolucionará el VAN de la instalación a lo largo de su vida útil. Si es de pendiente positiva significa que el proyecto será rentable y el cliente empezará a percibir la totalidad de los Ingresos Netos Anuales a partir del año indicado, es decir, cuando la recta del VAN pasa por 0.

La tasa de descuento K es un tipo de interés o coste de capital que el cliente debe asumir si recibe dinero financiado por alguna entidad bancaria, y se calcula con la siguiente expresión:

$$K = \frac{\text{coste aproximado instalación} \times \text{Porcentaje financiado} \times \text{Interés de la financiación}}{\text{Coste aproximado de la instalación}} \quad [1.93]$$



La tasa interna de rentabilidad (TIR) representa el tipo de interés compuesto que se percibe, durante la vida de la inversión, por la inmovilización del capital invertido, es decir, el interés a que se remunera el capital inmovilizado. La TIR es el tipo de interés para la cual el VAN es igual a cero. Es la tasa de descuento que equilibra el valor actual neto de los flujos de caja esperados de una determinada inversión y su desembolso inicial, es decir, es el valor de la tasa de descuento que hace cero el VAN. Se usa también para el análisis de la rentabilidad.

De forma general, una inversión es rentable si su TIR es mayor que el coste de capital. Para que un proyecto de una instalación fotovoltaica sea viable, la TIR debe tener un valor superior al 8%.

$$VAN = -Q + \frac{R_1}{(1+TIR)} + \frac{R_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+TIR)^n} + \frac{VR}{(1+TIR)^n} = 0 \quad [1.94]$$

Si  $TIR > K$ , entonces la inversión es rentable.

Si  $TIR < K$ , entonces la inversión no es rentable.

Para el proyecto expuesto, los valores correspondientes al VAN y a la TIR a 25 años sin considerar impuestos son:

**VAN (0%) a 25 años: 259.262,99 Euros.**

**TIR: 16,31 %**

Como se muestra en el estudio, interesa acometer la inversión ya que:

- VAN > 0
- TIR > tipo de interés para préstamos

Es de destacar que el TIR es bastante más elevado que cualquier tipo de inversión financiera sin riesgo.

### 16.1.6 COSTE DEL KWH PRODUCIDO.

Partiendo de lo anteriormente descrito, se determinará el coste del kWh generado durante el período de vida útil (CEG) a partir de la siguiente expresión.

$$C_{kWh}(\text{euro}/kWh) = \frac{C_{TS}}{G_E} \quad [1.95]$$

Dónde:

- CkWh (euro/kWh) → Coste energía en el periodo de vida útil.
- CTS (Euros) → Coste total.
- GE (kWh) → Generación eléctrica del sistema fotovoltaico durante el periodo considerado.

Por tanto el coste del kWh generado del sistema de inyección a red durante el período de vida útil es de:

**CkWh a 25 años sin impuestos: 0,066 Euros (66 céntimos de euro).**

**CkWh a 40 años sin impuestos: 0,054 Euros (54 céntimos de euro).**

### 16.1.7 RESULTADOS ECONÓMICOS

Sin considerar la existencia de impuestos (rentabilidad bruta) tenemos que el resultado a 25 años de los parámetros económicos de cálculo es una Tasa Interna de Rendimiento de un 16,13%, un periodo de retorno de unos 7,6 años y un V.A.N. (Valor Activo Neto) de unos 259.263 Euros. Si realizamos este cálculo considerando la existencia de impuestos la T.I.R. baja hasta un rendimiento neto del 13,53%, el periodo de retorno son 8,2 años y el V.A.N. son 244.280 Euros.

En los casos de tarifas con discriminación horaria, no se puede aplicar el mismo precio de referencia las 24 horas del día, la generación fotovoltaica es la opción más rentable durante las horas punta, pero no implica necesariamente que siga siendo la opción más interesante en las horas de valle.

El coste eléctrico previsto de generación por KWh, de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, está en el rango de 0,055 - 0,06 €/KWh, la TUR (Tarifa de Último Recurso) ahora denominada Precio Voluntario al Pequeño Consumidor de electricidad (PVPC) para usuarios con una potencia contratada menor a 10 kW, define un precio de la electricidad a un precio de la energía para el primer trimestre 2014 indicado en la tabla xxx de 0,11508 €/KWh, sin IVA ni impuestos asociados, y esperándose una subida del orden del 3% ahora en Enero 2015, y

posiblemente algunas más a lo largo del año. Es decir, estamos hablando de un coste de generación que es del orden de 1/3 el coste de precio de venta de la Tarifa de Último Recurso.

Primer Trimestre 2014 Tarifa	Término Potencia €/kW y año €/kW y mes	Término Energía €/kWh		
		Periodo 1 €/kWh	Periodo2 €/kWh	Periodo3 €/kWh
TUR sin discriminación horaria	3,503619	0,124107	-	-
TUR con discriminación horaria 2	3,503619	0,148832	0,057995	-
TUR con discriminación horaria 3	3,503619	0,150812	0,071879	0,044146

Tabla 96. Tarifa Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC)

En la actualidad los costes de pequeñas y medianas instalaciones fotovoltaicas están el rango de 1,1 a 1,5 €/Wp, es decir, para una instalación o edificio que consume de media 3.500 KWh, para un rendimiento de 1.400 KWh/KWp necesitaría del orden de 2,5 KWp instalados para conseguir cubrir el consumo anual, por ello el coste medio de la instalación debería estar en unos 3.250 €.

Como hemos visto en el balance económico de la instalación proyectada, considerando el 2014 como año de puesta en marcha, el precio medio del kWh para el perfil de generación de nuestra instalación en 2014 y considerando los tres periodos de la tarifa 3.1A, incluido el 21% del IVA y los 4,864% de impuesto de la electricidad, el ahorro eléctrico en término de energía, es de 0,15136 €/KWh el primer año y el periodo de amortización es de 7,6 años, hay que tener en cuenta que los costes de los elementos de la instalación fotovoltaica no dejan de bajar y ya hay ofertas en el rango de 1 - 1,2 €/Wp, y por otro lado las tarifas eléctricas no dejan de subir, por lo que la tendencia apunta a que cada vez será más rentable el autoconsumo, aparte del beneficio medioambiental.

El coste del kWh generado a 25 años es de 66 céntimos de Euro, inferior incluso que el precio de la energía convencional en el periodo valle.

Aunque en los últimos años la normativa en materia de energía fotovoltaica ha sufrido numerosos cambios en detrimento de las instalaciones a gran escala (huertos solares), en la actualidad, la tecnología fotovoltaica, sigue siendo rentable en los sistemas de autoconsumo.

La realización de este proyecto, en términos financieros, es totalmente rentable, el VAN es claramente positivo y la TIR supera la referencia mínima para obtener rentabilidad en el sector fotovoltaico, recuperando la inversión principal a partir del séptimo año, pese a que con la normativa actual el beneficio económico obtenido es menor que con las normativas anteriores.

Aunque el estudio económico sobre la viabilidad de la instalación se ha calculado para 25 años se ha de recordar que, con un buen mantenimiento, podría seguir generando electricidad hasta aproximadamente 40 años por lo que el beneficio y la rentabilidad de la inversión serían mayores.

Se puede apreciar en el análisis, que en las condiciones actuales es recomendable y factible técnicamente y económicamente el uso de esta tecnología para el autoconsumo de electricidad.

## 16.2 BALANCE MEDIOAMBIENTAL

La concienciación social en materia del calentamiento global ha hecho posible que la implantación de sistemas respetuosos con el medio ambiente que generan electricidad, ya sea mediante energía fotovoltaica o cualquier otra energía renovable, y que disminuyen la emisión de contaminantes a la atmósfera se hayan incrementado en los últimos años.

La Directiva 2009/29/CE, que modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, tiene como objetivo conseguir una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el año 2020 como mínimo en un 20% respecto a los niveles de 1990, por lo que los derechos de emisión asignados a las instalaciones en el régimen del comercio deben situarse, en su conjunto, por debajo del 21% desde el momento actual hasta el año 2020 respecto a los niveles de 2005.

Para calcular las emisiones asociadas, debe aplicarse un factor de emisión de CO<sub>2</sub> atribuible al suministro eléctrico, también conocido como mix eléctrico (g de CO<sub>2</sub>/kWh), que representa las emisiones asociadas a la generación eléctrica.

La evolución del mix de producción bruta de energía eléctrica en la red peninsular obtenido de los datos que proporciona REE (Red Eléctrica de España) desde 2008 es el siguiente:

Año	Dióxido de carbono (kg/kWh)	Dióxido de azufre (g/kWh)	Óxidos de nitrógeno (g/kWh)
2008	0.279	0.481	0.345
2009	0.232	0.381	0.312
2010	0.166	0.254	0.217
2011	0.222	0.428	0.320
2012	0.241	0.514	0.363
2013	0.174	0.380	0.266
2014	0,166	0,425	0,258

Tabla 97.1. Evolución de las emisiones asociadas a la generación eléctrica

La cantidad de emisiones medias para el año 2014 evitadas se indican en la siguiente tabla:

Emisiones evitadas (Generado con fotov.)	
SO <sub>2</sub>	0,425 g/kWh
NO <sub>x</sub>	0,258 g/kWh
Partículas	0,1 g/kWh
CO <sub>2</sub>	0,166 Kg/kWh

Tabla 97.2 Cantidad de emisiones evitadas por kWh renovable consumido.

En la siguiente tabla se cuantifican las emisiones evitadas debido a la energía AC generada mensualmente durante el primer año de funcionamiento.

Mes	Energía AC ( kWh )	SO <sub>2</sub> ( g )	NO <sub>x</sub> ( g )	Partículas ( g )	CO <sub>2</sub> ( Tn )
Enero	4442	1888	1146	444	0,737
Febrero	5118	2175	1320	512	0,850
Marzo	6803	2891	1755	680	1,129
Abril	7301	3103	1884	730	1,212
Mayo	7545	3207	1947	755	1,252
Junio	7729	3285	1994	773	1,283
Julio	8091	3439	2087	809	1,343
Agosto	7447	3165	1921	745	1,236
Septiembre	6243	2653	1611	624	1,036
Octubre	5726	2434	1477	573	0,951
Noviembre	4346	1847	1121	435	0,721
Diciembre	3955	1681	1020	396	0,657
<b>Anual</b>	<b>74747</b>	<b>31767</b>	<b>19285</b>	<b>7475</b>	<b>12,408</b>

Tabla 98. Emisión de contaminantes evitados con la producción de energía fotovoltaica 1º año.

La producción eléctrica anual es de 74.747 kWh, los Gases de Efecto Invernadero que han dejado de emitirse en el primer año (2014) obtenemos un resultado neto de unos 12.408 kg de CO<sub>2</sub>, 19,3 kg de NO<sub>x</sub> y 31,8 kg de SO<sub>2</sub> durante el primer año; el año 25 el ahorro de emisiones será aproximadamente un 80% de esta cantidad (3.060 kg de CO<sub>2</sub>, 5,4 kg de NO<sub>x</sub> y 8,1 kg de SO<sub>2</sub>). A lo largo de los veinticinco primeros años de vida de la instalación el ahorro total de emisiones esperado de CO<sub>2</sub> es de unas 282 Tn, 439 kg de NO<sub>x</sub> y 722 kg de SO<sub>2</sub>.

## 17 CONCLUSIONES.

En este trabajo se ha demostrado la viabilidad, tecnológica, económica y medioambiental, de una instalación fotovoltaica perfectamente integrada en el edificio, dimensionada para el autoconsumo instantáneo y con la posibilidad, si la normativa lo permitiese, de duplicar su potencia nominal y por tanto su producción, sin generar grandes excedentes que se podrían inyectar a la red para que la consuman otros usuarios. Además, este sistema contribuye a proteger el medio ambiente, puesto que la generación de energía eléctrica a través de la tecnología fotovoltaica no supone ningún tipo de emisiones.

El autoconsumo, es decir, la energía generada y consumida en un mismo lugar, es muy interesante para aquellos consumidores cuyas necesidades energéticas se concentran principalmente en las horas diurnas y con un buen acoplamiento entre la producción eléctrica solar y su perfil de consumo. Su aplicación supone reducir una parte del coste energético; una mejora de la competitividad; ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub>; y mejora de la imagen de la empresa ya que se asocia a innovación y sostenibilidad.

El punto en el que la inversión en energía solar comienza a ser rentable depende del precio del tramo de electricidad y del diseño del sistema FV para hacer coincidir al máximo la producción con el consumo. Hemos visto que con las actuales tarifas eléctricas, una instalación de este tipo puede amortizarse entre 7 y 8 años dependiendo de sus características técnicas y de diseño.

La disminución del coste de los sistemas fotovoltaicos, aunque es de esperar que lleguen a un valor mínimo límite, favorece la opción de la tecnología fotovoltaica y el balance neto con autoconsumo en edificios nuevos y existentes y permitirá evolucionar hacia los edificios de consumo casi nulo y cero emisiones, que serán a su vez unidades de consumo y de generación de energía. Sin embargo, el contexto normativo y la actual situación económica de crisis generalizada suponen un impedimento para lograr una mayor implantación, al estar condicionada a una inversión inicial elevada y a la capacidad económica del usuario de realizar esta inversión.

Se ha elegido de entre todos los edificios públicos, un edificio “piloto” idóneo para el autoconsumo instantáneo, con una potencia pico de generador de 50,4 kWp y con una inclinación fija de 30°. Potencia e inclinación más adecuada para aprovechar las horas de sol según las estimaciones realizadas y no generar excedentes de energía, pudiéndose, en un entorno legislativo apropiado aumentar la cobertura solar y, por tanto, el ahorro.

La instalación proyectada de 50,4 kWp aporta aproximadamente el 9,75% de la energía que el complejo polideportivo necesita, produce 74.747 kWh de electricidad de origen renovable destinada 100 % al autoconsumo. El coste de generación es de unos 6 céntimos por Kilovatio (6 cent €/kWh), muy por debajo de los 15 cent €/kWh que paga por la electricidad el Ayuntamiento de

Gandia, se obtendría un ahorro económico anual promedio de aproximadamente 13.200 euros en la factura de electricidad lo que permitiría amortizar la instalación en unos 7,5 años.

El estudio puede generalizarse al aprovechamiento de las cubiertas de la mayor parte de los edificios públicos municipales, que en su mayor parte serían menores a 20 kWp y se generaría energía eléctrica de origen renovable que permitiría en el escenario normativo actual ahorros económicos significativos y una disminución proporcional en la emisión de GEI.

La administración y en particular la local, más próxima al ciudadano, debe de ejercer su papel ejemplarizante y ser la primera en cumplir con los compromisos europeos de desarrollo de las renovables y de eficiencia energética y apostar por un modelo de ciudades energéticamente sostenibles para reducir dependencia energética y minimizar la contribución local al cambio climático.

Considerando que la mayor parte de la población habita en ciudades, las actuaciones que se desarrollen respecto a la integración de las renovables y la eficiencia energética en el entorno urbano, tendrían amplias repercusiones económicas y medioambientales.

La planificación urbana debería contener entre sus objetivos el conseguir un consumo casi nulo en los edificios, para conseguir ciudades energéticamente sostenibles, reducir el consumo energético y las emisiones de gases a la atmósfera, además la incorporación en la edificación de pequeñas y medianas instalaciones fotovoltaicas y otras renovables contribuirá a resolver los problemas de suministro eléctrico de las ciudades.

El desarrollo sostenible y la amenaza del cambio climático requieren diseñar un nuevo sistema energético basado en tecnologías de generación y disminuir la intensidad energética actuando sobre la demanda mediante la eficiencia y el ahorro de energía. La transición a un sistema de generación de energía baja en emisiones de CO<sub>2</sub> requiere realizar un importante esfuerzo implementando y reforzando planes de eficiencia y ahorro energético que permitan conseguir la reducción de las emisiones actuales, mantener los apoyos a la promoción de las energías renovables y un decidido impulso a la innovación en tecnologías energética.

El desarrollo sostenible debe ser impulsado no solo desde la administración pública sino en colaboración de las iniciativas particulares que aprovechando el recurso solar pueden contribuir a una producción de energía menos contaminante y a la implantación de redes sistemas distribuidos de energía bidireccionales en las ciudades y en un futuro las redes inteligentes de distribución.

La consolidación de la energía fotovoltaica como una alternativa de generación en la estructura de suministro energético ofrece la oportunidad para la generalización del uso de electricidad fotovoltaica en pequeños sistemas de decenas o centenas de kW en edificios, con diseños adaptados a la necesidades individuales de cada edificio y conectados a la red, contribuyendo a reducir los



picos de demanda, a la vez que disminuye el coste para los usuarios al compensar el exceso de producción y compartir a través de la red la energía renovable precios competitivos.

La transición a un sistema energético urbano basado en las tecnologías renovables supone el reto de integrar en la red actual la generación intermitente, es decir dependiente de la disponibilidad del recurso, y un diseño basado en la generación distribuida, zonas de generación y consumo más cercanas entre sí que en la actual modelo de generación.

En definitiva, en nuestra situación geográfica, la energía solar para autoconsumo con balance neto es actualmente es un modelo aplicable por los bajos costes de los sistemas FV y los altos niveles de radiación solar y con una regulación de un balance neto atractivo, entendido como el mecanismo mediante el cual se pueden compensar la energía que exceda el nivel de autoconsumo instantáneo para recuperarla más adelante, permitiría el lanzamiento de la implantación de producción de la energía fotovoltaica y demás renovables, impulsándose las microrredes de generación distribuida.

Este trabajo ha pretendido ser un antecedente práctico de una propuesta viable que introduzca la tecnología fotovoltaica a los edificios públicos y una posible generalización en mayor o menor medida a la totalidad de los edificios de un ciudad, aprovechando que las características geográficas nos situación en una posición ventajosa y que la caída de precios que ha experimentado la tecnología fotovoltaica en los últimos años la han convertido en una alternativa real al consumo exclusivo de la red eléctrica.

## 18 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Miguel Alonso Abella, “*Sistemas Fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*”. Segunda edición. 2005
- [2] ABB. ”Cuaderno de aplicaciones Técnicas nº10. Plantas Fotovoltaicas” 2011.
- [3] Oscar Perpiñan Lamiguero. *Energía Solar Fotovoltaica*. 2013.
- [4] Junta de Castilla y León. “*Energía solar fotovoltaica. Manual del instalador*”. 2004.
- [5] Junta de Castilla y León. “*Energía solar fotovoltaica. Manual del proyectista*”. 2004.
- [6] E. Lorenzo. “*Electricidad solar fotovoltaica. Volumen II: Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos*”. 2006.
- [7] Heinrich Haberlin “*Photovoltaics system design and practice*”. Wiley 2012.
- [8] CIEMAT “*Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica*”. Madrid, 2002.
- [9] F. Anthony, C. Dürschner, K-H Remmers. *Fotovoltaica para profesionales*. Solarpraxis, Censolar. 2006.
- [10] R. Ángel. “*Sistemas fotovoltaicos*”. Prensas universitarias de Zaragoza.
- [11] Mora L; *Fundamentos, Aplicaciones y Dimensionado de Energía Solar Fotovoltaica*. Editorial Ciemat. Madrid, 1996.
- [12] The German Energy Society. *Planning and Installing Photovoltaic Systems: a guide for installers, architects, and engineers*. Second Edition. 2008.
- [13] Stuart R. Wehnam, Martin A. Green, Muriel E. Watt, Richard Corkish. *Applied Photovoltaics*. Second Edition. USNW Centre for photovoltaic Engineering. 2006.
- [14] IDAE. “*Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*”. Febrero de 2009.
- [15] IDAE. “*Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*”. Julio de 2011.

## 19 REFERENCIAS WEB

- [1] [www.abb.com](http://www.abb.com). Fabricación y comercialización componentes eléctricos y electrónicos.
- [2] [www.aemet.es](http://www.aemet.es). Asociación estatal de meteorología
- [3] [www.asif.org](http://www.asif.org). Asociación de la industria fotovoltaica.
- [4] [www.atersa.com](http://www.atersa.com). Aplicaciones Técnicas de la Energía, S.L.
- [5] [www.aven.es](http://www.aven.es). Agencia Valenciana de la Energía. Institución para la gestión y ejecución de la política energética en el ámbito de la Comunidad Valenciana.
- [6] [www.ciemat.es](http://www.ciemat.es) Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.
- [7] [www.cne.es](http://www.cne.es): Comisión Nacional de Energía. Es el organismo que regula el mercado eléctrico.
- [8] <http://www.epia.org> .EPIA European Photovoltaic Industry Association.
- [9] [www.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather\\_data.cfm](http://www.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm). Web US Department of Energy Datos de irradiación horaria (kWh/m2): Energy Efficiency and Renewable Energy, EnergyPlus Weather File (EPW) from the ASHRAE International Weather for Energy Calculations (IWEC).

- [10] <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen>. Datos de irradiación diaria media mensual (kWh/m<sup>2</sup>) Web de la NASA SSE (*Surface meteorology and Solar Energy Data Set*).
- [11] [www.eurobserv-er.org](http://www.eurobserv-er.org): Observatorio de Energías Renovables. Publicación de informes sobre energías renovables.
- [12] <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc>. Calculadora solar NOAA.
- [13] [www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es). Compañía eléctrica.
- [14] [www.ibc-solar.de](http://www.ibc-solar.de). Fabricante de módulos FV.
- [15] [www.idae.es](http://www.idae.es). IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- [16] <http://www.ine.es/> Instituto Nacional de Estadística (INE).
- [17] [www.minetur.gob.es](http://www.minetur.gob.es). Ministerio de industria energía y turismo.
- [18] <http://meteonorm.com/> Software de cálculo de los valores de radiación solar.
- [19] <http://pvwatts.nrel.gov/>. PVWatts Calculator, del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) del Departamento de Defensa de Estados Unidos.
- [20] [www.photon.com.es](http://www.photon.com.es). Pagina web revista Photon.
- [21] [www.kaco-newenergy.de](http://www.kaco-newenergy.de). Fabricante de inversores.
- [22] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> Base de datos de radiación solar.
- [23] <http://www.ree.es>. REE. Red Eléctrica de España.
- [24] <http://www.esios.ree.es/pvpc/> REE, término de facturación de Energía Activa del PVPC.
- [25] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), Joint Research Centre, dependiente de la Comisión Europea.
- [26] <http://www.sunearthtools.com>. Aplicación SUNEARTHTOOLS, cálculo de la posición del sol para cada lugar de la tierra en cualquier momento del día, gráficos de trayectoria solar.
- [27] <http://solardata.uoregon.edu/SoftwareTools.html>. Universidad de Oregón. Solar Radiation Monitoring Laboratory.
- [28] [www.sma-iberica.com](http://www.sma-iberica.com). Fabricante de inversores.
- [29] [www.suelosolar.es](http://www.suelosolar.es). Pagina Web sobre energía fotovoltaica.
- [30] <http://www.siemens.com/answers/es/es/>. Fabricación y comercialización componentes eléctricos y electrónicos.
- [31] [www.upv.es/ges](http://www.upv.es/ges): Grupo de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Valencia. Se muestran las características de la Central Solar de la UPV.
- [32] <http://www.tritec-energy.com/es/> Proveedor de sistemas fotovoltaicos para todos los componentes de una instalación fotovoltaica.
- [33] <http://www.generalcable.es/>. Fabricante de cables eléctricos.
- [34] <http://energy.sandia.gov/energy/renewable-energy/solar-energy/photovoltaics/>. Laboratorios nacionales de investigación y desarrollo del Departamento de Energía de los Estados Unidos.
- [35] <http://www.censolar.org/> Centro de estudios de la energía Solar.
- [36] <https://sam.nrel.gov/> National Renewable Energy Laboratory.
- [37] <http://homerenergy.com/> Microgrid modeling software.

