



**Universidad de Burgos
Escuela Politécnica Superior**



TESIS DOCTORAL

**PREDICCIÓN Y ANÁLISIS COMPARATIVO DE
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA MEDIANTE CUATRO
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: FIJOS, CON
SEGUIDORES DE 1 EJE, DE 2 EJES, Y DE
*CONCENTRACIÓN.***

**PREDICTION AND COMPARATIVE ANALYSIS OF
ENERGY PRODUCTION BY FOUR PHOTOVOLTAIC
SYSTEMS: FIXED, 1-AXIS AND 2-AXIS TRACKING, AND
*CONCENTRATING.***

Presentada por Francisco Javier Gómez Gil para optar al grado de
Doctor por la Universidad de Burgos

Dirigida por:

Dr. D. Justo Ruiz Calvo

Dr. D. Jaime Gómez Gil

A mis padres y hermanos.

AGRADECIMIENTOS

Quiero mostrar mi reconocimiento a todas las personas que han colaborado para que esta tesis llegue a buen puerto, desde los que han aportado sus conocimientos científicos y experiencia, hasta los que han intervenido en los más pequeños detalles con sus sugerencias, unas veces inadvertidamente, y otras asistiéndome de forma expresa.

Deseo agradecer a mis tutores *Justo Ruiz* y *Jaime Gómez*, su gran ayuda, sus recomendaciones y su experiencia aportada en la dirección de este trabajo. Desde mis comienzos en la *Universidad de Burgos* han estado a mi lado apoyándome y dando consejo. Espero que vean en esta tesis reflejada su colaboración y cooperación.

Debo también expresar mi agradecimiento a *Allen M. Barnett* de la *Universidad de Delaware, Estados Unidos*, por las estancias de investigación en el *High Performance Solar Power Group*, y todas las atenciones y ayuda que me ha proporcionado. He quedado impresionado de su capacidad de trabajo y su cercanía, y deseo que le vaya muy bien en su nueva etapa en la *Universidad de Nueva Gales del Sur, Australia*.

Agradecer a mis compañeros del *Área de Ingeniería Mecánica*, *Justo Ruiz*, *Jesús Peláez*, *Alberto Martínez*, y *Carlos García*, su amistad y continuado apoyo desde que comencé a trabajar en la *Universidad de Burgos*. Aprecio mucho los momentos que compartimos juntos, esos cafés por las mañanas que hacen el día más agradable.

A *Xiaoting Wang* quiero expresarle un especial reconocimiento por el trabajo y tiempo que hemos compartido. Trabajadora y soñadora a la vez, me dedica palabras muy agradables:

Talking with Francisco always makes me happy. I wish I could have an open mind as an adult and a simple heart as a child at the same time, just like him. Neither of us speaks English as the native language, but this fact does not make any obstacle in the way of our communication. A lot of times, I can predict successfully what he is going to say when he is still trying to do the translation in his brain from Spanish to English. Pure and simple friendship is such a treasure to me!!!

Muchas gracias *Xiaoting*. Seguro que en breve encontrarás un buen trabajo. ¡Ánimo!

Me gustaría agradecer también a *Montserrat Díez* su ayuda y consejos amables en mis inicios en el conocimiento de la fotovoltaica. También quiero agradecer a *Miguel de Simón* por el trabajo y la colaboración en estudios de seguidores solares.

AGRADECIMIENTOS

Quiero mostrar mi agradecimiento a mis compañeros de la *Universidad de Delaware*, con quienes tanto tiempo he compartido (¡140 días!). A *Paola Murcia*, excelente *gourmet*, y a su *good boy*. A *Lu Wang* por el trato tan cercano y sincero; ¡qué buenos que estaban tus *noodles*!. A *Xuesong Lu*, la persona que mejor conoce el fútbol español, y a *Ruiying Hao* y la pequeña *Emily*. A *Nicole Kotulak* por su gran carisma y sus *Christmas Tree Trimming Parties*. A *Martín Díaz* y su flamante *Ford Mustang*. A *Christopher Kerestes*, que tenga una feliz *post doc* en la *Universidad de Rochester*. Y a *Yi Wang*, *Ken Schmieder*, *James Mutitu*, y otros muchos, por todos los momentos que hemos compartido *in the office*, y por las calles de *Newark*.

Agradecer a todos los compañeros y amigos de la *Universidad de Burgos*, *Juan Vicente Martín*, *Mario Fernández*, *Pedro Sánchez*, *Belén Vaquerizo*, *Basilio Ramos*, *Salvador González*, *David Martín*, *Juan José Rodríguez*, *Carlos Pardo*, *Fernando Aguilar*, y tantos otros. Gracias por los buenos ratos que me hacéis pasar.

A mis amigos, los *Kven2*, que han tenido la paciencia suficiente para seguir siéndolo a lo largo de muchos años: *Abel Medina*, *Angel Diego Losúa*, *Diego Camino*, *Enrique Villanueva*, *Gustavo Riveiro*, *José Luis Varona*, *Laura Arroyo*, *Natalia*, *Patricia del Val*, *Rodrigo Sagredo*, *Ruth Plaza*, *Salomé Palma*, *Sergio Pacheco*, *Verónica Gómez*, *Yolanda Palma*... Prometo que en las próximas fiestas yo haré la paella.

A mis amigos de *Aguilar*, *Roberto* y *Emiliano Manzanedo*, *Raúl Varga*, *Miguel Martínez*, *Iñaki* y *Vicente González*, *José*, *Marcos Alonso*, *Javier Manzanedo*... que sigan llenando por muchos años la hormigonera de *calimocho* en fiestas.

Al mis chicas de baile, *Rebeca Saeta* que desertó a *Alicante*, a *Marta Saeta* que tan bien baila, y a *Delia Sancho* la fotógrafa oficial. Muchas gracias por tantos buenos ratos.

A mi gente de *Barcelona*, *Nuria Viadel* y *Pilar Gómez*, por las noches de *Bikini*.

Quiero agradecer a *Rosa María Ortega* todo el apoyo y todos los momentos compartidos durante la realización de esta tesis. Espero que siempre estés ahí.

Y sobre todo a mi familia, a quien he de agradecer tantas cosas, y por quienes tan agradecido he de estar.

A todos ellos,

– Gracias –

RESUMEN

Introducción: La energía fotovoltaica alcanzó en 2009 en Europa el tercer lugar en capacidad instalada, después de la energía eólica y del gas. A finales del 2010 había más de 30 GW de instalaciones fotovoltaicas. La producción de electricidad a partir de la energía fotovoltaica está convirtiéndose en una de las fuentes de energía más importantes. No obstante, no existen datos comparativos de producciones reales con diferentes tipos de instalaciones ni métodos de predicción precisos.

Objetivos: Este estudio pretende (i) evaluar y comparar las *Producción de Energía* (PE) mediante cuatro tipos de instalaciones solares: fijas, con seguimiento de un eje, con seguimiento a dos ejes, y de *Concentración Fotovoltaica* (CPV), y (ii) proponer un método de predicción de la *Producción de Energía* para instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* basado en datos radiación de estaciones meteorológicas y del *Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica* (PVGIS).

Método: Para el primer objetivo se evaluó la *Producción de Energía* obtenida en 2009 en 12 instalaciones solares de *Andalucía* y en 6 instalaciones solares de *Navarra*, todas con placas solares de *silicio* cristalino. Los datos de *Producción de Energía* real en 2009 fueron obtenidos a través de la base de datos *Sonnenenertrag* o directamente de los propietarios. Los datos de irradiación en las ubicaciones de las instalaciones fueron estimados a partir de los datos de irradiación real de las estaciones meteorológicas más próximas y de PVGIS. Se realizaron comparaciones entre las *Producciones de Energía* en función de las siguientes categorías: a) Tipo de instalación solar: fija; con seguidor de un eje, con seguidor de dos ejes, y de *Concentración Fotovoltaica*; b) Localización de la instalación: Norte de *España* (*Navarra*), Sur de *España* (*Andalucía*). En el segundo estudio se evaluó la *Producción de Energía* en 2009 de cuatro instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* en *España*, dos de las cuales utilizan células solares de *silicio* (*Amonix-Guascor Fotón*), y las otras dos células multiunión III-V (*Concentrix*). Los datos de *Producción de Energía* reales fueron obtenidos de los propietarios, online, y través de publicaciones. Los datos de irradiación fueron estimados a partir de los datos de irradiación real de estaciones meteorológicas próximas, y de PVGIS. Se realizaron varias estimaciones de producciones a partir de los datos de radiación disponibles, y se implementó un modelo lineal de predicción de *Producción de Energía* a partir de los resultados.

Resultados: El primer estudio encuentra que el incremento de *Producción de Energía* en *Andalucía* mediante instalaciones con seguidores de dos ejes respecto de instalaciones fijas fue de un 65,1% del teórico esperado, y mediante instalaciones con seguidores de un eje de un 69,5%. El incremento comparando sistemas de dos ejes frente a los de *Concentración* fue en *Sevilla* 1/3 mayor que el teórico esperado, y del doble en *Navarra*. La *Producción de Energía* en *Sevilla* y *Navarra* mediante instalaciones de *Concentración* ha sido un 87,4% y 82,0% respectivamente de la teórica esperada suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) del 75%. El *Índice de Relación de Comportamiento* anual estimado en *Andalucía* fue de 79,3% para las instalaciones fijas, de 72,4% para las de seguidores de un eje, de 71,4% para las de dos ejes, y de 65,6% para la de *Concentración*. En *Navarra*, el *Índice de Relación de Comportamiento* anual estimado para las instalaciones de placas planas con seguidores de dos ejes fue de 77,5%, y para las instalaciones de *Concentración* de 61,1%. El segundo estudio encuentra un *Coefficiente de Correlación Lineal de Pearson* (R^2) entre la *Producción de Energía* real mensual y la *Irradiancia Directa Normal* (DNI) estimada para las cuatro instalaciones analizadas de 0,98, 0,93, 0,95 y 0,81. Las dos instalaciones de *Concentración* con células de *silicio* comparten un mismo modelo lineal con un *Coefficiente de Correlación Lineal de Pearson* de 0,97, y las dos de células multiunión de 0,87. Los modelos de predicción propuestos basados en datos de *Irradiancia Global Horizontal* (GHI) y del sistema PVGIS presentan desviaciones anuales respecto de los valores reales de 0,01%, 0,65%, 1,65% y 1,73%, y desviaciones mensuales de 5,6%, 8,3%, 8,8% y 16,1%.

Conclusiones: El primer estudio sugiere que el incremento de *Producción de Energía* en instalaciones fotovoltaicas con seguidores de dos ejes respecto de instalaciones fijas es notablemente inferior al teórico esperado, y respecto a instalaciones de *Concentración* superior al teórico esperado. También es inferior al esperado el incremento para las instalaciones con seguidores de un eje respecto a las instalaciones fijas. La *Producción de Energía* mediante instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* es inferior a la esperada. Las pérdidas de las instalaciones fotovoltaicas siguen un orden creciente para instalaciones fijas, con seguidores de un eje, de dos ejes, y de *Concentración*, y son menores para los sistemas de *Concentración* en zonas de alta radiación que en zonas de baja radiación, y a la inversa para las instalaciones de placas planas. Del segundo estudio se concluye que existe una marcada linealidad entre la

Producción de Energía real mensual y la *Irradiancia Directa Normal* estimada, que esta linealidad se observa tanto para instalaciones con células de *silicio* como para las de multiunión, y es coincidente en zonas de alta como de baja radiación para cada sistema *Concentración*. Por otra parte, es posible estimar la *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración* utilizando solamente datos ampliamente disponibles de *Irradiancia Global Horizontal*, conjuntamente con estimaciones del sistema PVGIS, y este modelo predice bien la *Producción de Energía* con sistemas de *Concentración*. Este método evita la necesidad de mediciones de *Irradiancia Directa Normal* durante largos períodos de tiempo.

ABSTRACT

Introduction: In 2009, photovoltaic *Energy Production* reached the third position in installed power in *Europe*, behind the wind power and gas. By the end of 2010, there have been more of 30 GW of photovoltaic installations. *Energy Production* from solar energy is coming to be one of the most important energy sources. Nevertheless, there is a lack of comparative studies about real *Energy Production* across different types of installations, and accurate prediction methods.

Objectives: The goals of this study include (i) to evaluate and to compare the *Energy Production* for four types of photovoltaic installations: fixed, with 1-axis tracking, with 2-axis tracking, and *Concentrating Photovoltaics* (CPV); (ii) to propose a method to predict the *Energy Production* for CPV installations based on irradiation data from weather stations and the database *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS).

Method: For the first objective, the *Energy Production* in 2009 was evaluated for 12 photovoltaic installations in *Andalusia*, and 6 installations in *Navarre*, all of which adopt crystalline silicon solar cells. The real *Energy Production* data in 2009 were obtained either from the *Sonnenertrag* database or directly from the owners. Irradiation data at installation locations was estimated from real irradiation data from nearby weather stations and from PVGIS. Comparisons between energy productions were made for the different categories: a) configuration type: fixed, with 1-axis tracking, with 2-axis tracking, and CPV; b) location of the installation: Northern *Spain* (*Navarre*), and Southern *Spain* (*Andalusia*). For the second objective, the *Energy Production* in 2009 was evaluated for four CPV installations in *Spain*, two of which are silicon cell based (*Amonix-Guascor Foton*), and the other two are based on III-V multijunction solar cells (*Concentrix*). The real *Energy Production* data was obtained from the owners, online database, and conference publications. On-plane irradiation data at the installations site were estimated based on real horizontal irradiation data from nearby weather stations and PVGIS database.

Results: In the first study, it is found that for *Andalusia* the energy production increment on the installations with 2-axis tracking over the fixed installations was 65.1% of the expected theoretical increment, and the increment on the 1-axis tracking installations over the fixed type was 69.5% of the theoretical value. It is also found that for *Seville* the energy production increment of 2-axis tracking flat plate systems over CPV was 1/3

higher than theoretical expectation, and for *Navarre* the real increment was twice of the theoretical value. The *Energy Production* of *Seville* and *Navarre* CPV installations were 87.4% and 82.0% respectively of the theoretical expectation assuming a *Performance Ratio* (PR) of 75%. The estimated annual *Performance Ratio* in *Andalusia* was 79.3% for fixed installations, 72.4% for 1-axis tracking installations, 71.4% for 2-axis tracking installations, and 65.6% for *Concentrating* installations. In *Navarra* the estimated annual *Performance Ratio* for 2-axis tracking flat plate installations was 77.5%, and 61.1% for *Concentrating*. In the second study, it is found that the *Pearson Correlation Coefficients* (R^2) between the real monthly *Energy Production* and the estimated *Direct Normal Irradiance* (DNI) are 0.98, 0.93, 0.95 and 0.81 for the four analyzed installations. The two *Concentrating* installations with silicon solar cells share the same lineal model with a R^2 of 0.97, and the two with multijunction solar cells share a lineal model with a R^2 of 0.87. The predictions based on *Global Horizontal Irradiance* (GHI) data and the PVGIS database have annual deviation from real values of 0.01%, 0.65%, 1.65% and 1.73%, and monthly deviation of 5.6%, 8.3%, 8.8% and 16.1% for the four studied installations.

Conclusions: The first study suggests that the *Energy Production* increment of photovoltaic installations with 2-axis tracking over fixed installations is notably lower than the theoretical expectation, and the increment of 2-axis tracking installations over *Concentrating* installations is higher than theoretical expectation. The increment of 1-axis tracking installations over fixed type is also lower than theoretical expectation. The performance ratio of the photovoltaic installations follow a decreasing order from fixed installations, with 1-axis tracking, with 2-axis tracking, and concentrating. The losses are lower for *Concentrating Photovoltaics* installations in high irradiation locations than in low irradiation locations, and the opposite for flat plate installations. From the second study it can be concluded that a high linearity exists between the real monthly *Energy Production* and the estimated *Direct Normal Irradiance*, and that this linearity is observed for both silicon solar cells based and multijunction solar cells based *Concentrating* installations. This linearity is consistent for both high and low irradiation locations for any *Concentrating* system. Therefore, it is possible to estimate the energy production for concentrating photovoltaics systems only using widely available data of *Global Horizontal Irradiance*, jointly with estimations from PVGIS. This method avoids the necessity of long-term measurements of *Direct Normal Irradiation*.

ÍNDICES

ÍNDICE ABREVIADO

Agradecimientos	5
Resumen.....	9
Abstract.....	15
Índices	19
Justificación de la investigación.....	39
Introducción	43
1. La energía fotovoltaica.....	45
2. Desarrollo de la energía fotovoltaica	47
3. Las células fotovoltaicas y sus tipos	55
4. Tipos de instalaciones fotovoltaicas.....	63
5. Estudios comparativos de <i>Producción de Energía</i> con seguidores solares.....	69
6. <i>Producción de Energía</i> mediante <i>Concentración Fotovoltaica</i>	73
7. Radiación solar.....	81
8. ¿Eficiencia o <i>Producción de Energía</i> ?.....	85
Objetivos	87
Primera parte	89
Segunda parte	91
Método	93
Primera parte	95
Segunda parte	109
Resultados	115
Primera parte	117
Segunda parte	143

ÍNDICE ABREVIADO

Discusión.....	177
Primera parte.....	179
Segunda parte.....	201
Puntos fuertes del estudio.....	205
Limitaciones del estudio.....	207
Perspectivas futuras.....	209
Conclusiones.....	211
Primera parte.....	213
Segunda parte.....	215
Referencias.....	217
Trabajos relacionados.....	231
Relación de trabajos.....	233
Artículo primero.....	239
Artículo segundo.....	249

ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos	5
Resumen.....	9
Abstract.....	15
Índices	19
Justificación de la investigación.....	39
Introducción	43
1. La energía fotovoltaica.....	45
2. Desarrollo de la energía fotovoltaica	47
A. Directivas	47
B. Regulación de la energía fotovoltaica en España.....	48
C. Características de las instalaciones fotovoltaicas en España.....	52
3. Las células fotovoltaicas y sus tipos	55
A. Células de <i>silicio</i> cristalino	55
a) Células de silicio monocristalino (mc-Si).....	56
b) Células de silicio policristalino o multicristalino (pc-Si).....	57
c) silicio de cinta (ribbon-sheet c-Si)	57
B. Células de <i>capa fina</i>	57
a) Silicio amorfo (a-Si).....	58
b) Silicio multiunión (a-Si/ μ c-Si).....	58
c) Teluro de Cadmio (CdTe) y Sulfuro de Cadmio (CdS).....	59
d) Cobre, Indio, Galio, (di)Seleniuro/(di)Sulfuro (CIGS) y de Cobre, Indio, (di)Seleniuro/(di) Sulfuro (CIS).....	59
C. Células totalmente <i>orgánicas</i> (OPV)	59
D. Células de <i>Óxido de Titanio Sensitivizado</i> (DSSC)	60
E. Células <i>multiunión</i>	60

4. Tipos de instalaciones fotovoltaicas.....	63
A. Instalaciones fijas.....	63
B. Instalaciones con seguidores solares.....	63
C. Sistemas de <i>Concentración Fotovoltaica</i>	65
5. Estudios comparativos de <i>Producción de Energía</i> con seguidores solares.....	69
6. <i>Producción de Energía</i> mediante <i>Concentración Fotovoltaica</i>	73
A. Sistema de <i>Concentración Amonix-Guascor Fotón</i>	75
B. Sistema de <i>Concentración Concentrix</i>	78
7. Radiación solar.....	81
8. ¿Eficiencia o <i>Producción de Energía</i> ?.....	85
Objetivos.....	87
Primera parte.....	89
Segunda parte.....	91
Método.....	93
Primera parte.....	95
1. Instalaciones estudiadas.....	95
2. Obtención de datos.....	98
A. Datos de Producciones de Energía.....	98
<i>Sonnenertrag</i>	98
Producciones compartidas <i>oline</i>	98
Directamente de propietarios.....	98
B. Datos de radiación real de estaciones meteorológicas.....	98
<i>Agencia Andaluza de la Energía</i>	98
<i>Gobierno de Navarra</i>	99
C. Datos de radiación estimados.....	100
Base de datos PVGIS.....	100
Base de datos NASA.....	102
3. Análisis de datos.....	102
Tipo de instalación solar.....	102
Localización de la instalación.....	103
A. Cálculo de estimaciones de <i>Producción de Energía</i>	103
Estimación para un año medio.....	103
Estimación para el año 2009.....	104
B. Comparación de <i>Producción de Energía</i>	105
C. Cálculo del Índice de Relación de Comportamiento R_p estimado.....	107
Segunda parte.....	109

1.	Instalaciones estudiadas	109
2.	Obtención de datos	110
A.	Datos de Producciones de Energía	110
	Producciones compartidas <i>online</i>	110
	Directamente de propietarios	110
	Publicaciones previas	110
B.	Datos de radiación real de estaciones meteorológicas	110
	<i>Agencia Andaluza de la Energía</i>	110
	<i>Gobierno de Navarra</i>	111
	Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino	111
C.	Datos de radiación estimados	111
	Base de datos PVGIS	111
	Base de datos de NASA	112
3.	Análisis de datos	112
A.	Estimación para un año medio	112
B.	Estimación para el año 2009	113
C.	Cálculo del Índice de Relación de Comportamiento R_p estimado	113
D.	Generación del modelo	114
E.	Aplicación del modelo a datos 2009	114
	Resultados	115
	Primera parte	117
	A. <i>Producción de Energía</i> en zonas de alta irradiación: <i>Andalucía</i>	117
	1. Ratio de irradiación entre las instalaciones y las estaciones meteorológicas	118
	2. Estimación de Producción de Energía	120
	3. Producción de Energía real en 2009	122
	a) <i>Producción de Energía</i> en 2009 en instalaciones fijas, y con seguidores de uno y dos ejes	123
	b) <i>Producción de Energía</i> de enero a julio de 2009 en instalaciones fijas, con seguidores de uno y dos ejes, y de <i>Concentración</i>	127
	4. Índice de Relación de Comportamiento R_p	129
	B. <i>Producción de Energía</i> en regiones de baja irradiación: <i>Navarra</i>	132
	1. Localización de las instalaciones	132
	2. Estimación de Producción de Energía	133
	3. Producción de Energía real en 2009	137
	4. Índice de Relación de Comportamiento R_p	140
	Segunda parte	143
	A. Instalaciones de <i>Concentración Amonix-Guascor Fotón</i>	143

1.	Instalación de 7,8 MW de Villafranca (Navarra)	143
a)	<i>Producción de Energía</i> real en 2009	143
b)	Estimación de <i>Producción de Energía</i> de PVGIS	144
c)	Predicción de <i>Producción de Energía</i> en 2009	146
2.	Instalación de 1,8 MW de Écija (Sevilla).....	148
a)	<i>Producción de Energía</i> real en 2009	149
b)	Estimación de <i>Producción de Energía</i> de PVGIS	149
c)	Predicción de <i>Producción de Energía</i> en 2009	150
3.	Modelo de Producción de Energía para instalaciones Amonix-Guascor Fotón	153
B.	Instalaciones de <i>Concentración Concentrix</i>	159
1.	Instalación de Puertollano (Ciudad Real).....	159
a)	<i>Producción de Energía</i> real en 2009	159
b)	Estimación de <i>Producción de Energía</i> de PVGIS	160
c)	Predicción de <i>Producción de Energía</i> en 2009	161
2.	Instalación de Sanlúcar la Mayor (Sevilla).....	163
a)	<i>Producción de Energía</i> real en 2008-2009	164
b)	Estimación de <i>Producción de Energía</i> de PVGIS	165
c)	Predicción de <i>Producción de Energía</i> en 2009	166
3.	Modelo de Producción de Energía para instalaciones Concentrix	168
C.	Comparación de los métodos de predicción de <i>Producción de Energía</i>	175
	Discusión.....	177
	Primera parte	179
	Resumen de resultados	179
	Primer resultado	180
	Implicaciones de la baja dispersión de los datos	180
	Posibles causas implicadas en los resultados	182
	Comparación con trabajos previos	184
	Segundo resultado	185
	Tercer resultado	187
	Cuarto resultado	188
	Análisis de pérdidas en artículo de Amonix.....	190
	Quinto resultado	192
	Sexto resultado	193
	Índice de Relación de Comportamiento R_p mensual.....	194
	Índice de Relación de Comportamiento R_p a potencia máxima	196
	Consideración adicional primera.....	198

Consideración adicional segunda.....	198
Segunda parte.....	201
Resumen de resultados.....	201
Primer resultado.....	202
Segundo resultado.....	203
Tercer resultado.....	204
Puntos fuertes del estudio.....	205
Limitaciones del estudio.....	207
Perspectivas futuras.....	209
Conclusiones.....	211
Primera parte.....	213
Segunda parte.....	215
Referencias.....	217
Trabajos relacionados.....	231
Relación de trabajos.....	233
Artículos.....	233
Congresos.....	234
Patentes.....	235
Conferencias impartidas.....	236
Estancias de investigación.....	236
Participación en proyectos de investigación.....	237
Artículo primero.....	239
Artículo segundo.....	249

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Instalación solar fotovoltaica en el sur de <i>España</i>	46
Figura 2: Evolución en <i>España</i> de la capacidad instalada acumulada, y previsiones futuras 2006-2015, de [16].	50
Figura 3: Evolución de la capacidad mundial acumulada de las instalaciones fotovoltaicas de 2000 a 2010 [16].	51
Figura 4: Mapa de potencia fotovoltaica instalada en <i>Europa</i> hasta 2010, de [16].	52
Figura 5: Características de 2,5 GW de instalaciones fotovoltaicas instaladas en España en 2008 [23].	53
Figura 6: Lingote de <i>silicio</i> formado por un solo cristal [27].	56
Figura 7: Principales instalaciones de CPV en España, de [45].	74
Figura 8: Resumen de las 20 empresas de <i>Concentración Fotovoltaica</i> con más potencia instalada, de [45].	75
Figura 9: Vista de un seguidor solar de <i>Concentración</i> de la instalación de <i>Villafranca, Navarra</i> , de [83].	78
Figura 10: Vista de la instalación de <i>Concentración</i> de <i>Concentrix</i> de ISFOC, Puertollano, Ciudad Real, de [84].	80
Figura 11: Ubicaciones de las instalaciones estudiadas en <i>Andalucía</i>	95
Figura 12: Ubicaciones de las instalaciones estudiadas en <i>Navarra</i>	97
Figura 13: Procedimiento de la estimación de la <i>Producción de Energía</i> para 2009... ..	105

Figura 14: Ubicación de las instalaciones de <i>Concentración</i> analizadas en este estudio.	109
Figura 15: Estimación de <i>Producción de Energía</i> mediante sistemas fijos, de un eje, de dos ejes, y sistemas de <i>Concentración</i> en <i>Écija, Sevilla</i>	121
Figura 16: <i>Producción de Energía</i> real mensual en 2009 de las instalaciones sistemas fijos, de un eje, de dos ejes y de <i>Concentración</i>	123
Figura 17: <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> medio mensual para instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de <i>Concentración</i> en el año 2009.	130
Figura 18: Análisis de regresión entre el <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> y la <i>Producción de Energía</i> mensual para instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de <i>Concentración</i> en 2009.	131
Figura 19: <i>Producción de Energía</i> estimada para un año medio en instalaciones de paneles planos fijas, de un eje, y de dos ejes, y para instalaciones de <i>Concentración</i> en <i>Villafranca (Navarra)</i>	134
Figura 20: Media diaria de GHI por años para <i>Villafranca</i> según datos de la NASA. .	136
Figura 21: <i>Producción de Energía</i> estimada de PVGIS y real mensual en 2009 para instalaciones de dos ejes y de <i>Concentración</i> en <i>Navarra</i>	137
Figura 22: <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p mensual estimado para instalaciones de dos ejes y de <i>Concentración</i> en <i>Navarra</i>	141
Figura 23: Análisis de regresión entre el <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p y la <i>Producción de Energía</i> mensual para instalaciones de dos ejes y de <i>Concentración</i> en <i>Navarra</i>	142
Figura 24: <i>Producción de Energía</i> estimada mensual mediante base de datos PVGIS y NASA, y real en 2009 de la instalación de <i>Concentración</i> de <i>Villafranca</i>	145
Figura 25: Valores de GHI medios mensuales dados por PVGIS, GHI mensual en 2009, y ratio entre ambos valores.	147
Figura 26: <i>Producción de Energía</i> real y predicha para 2009, e <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> estimado para la instalación de <i>Concentración</i> de <i>Villafranca</i>	148

Figura 27: <i>Producción de Energía</i> estimada mediante PVGIS, y real en 2009 para la instalación de <i>Concentración de Écija</i> .	150
Figura 28: GHI dada por PVGIS, real en 2009, y proporción entre ambas para <i>Écija</i> .	151
Figura 29: <i>Producción de Energía</i> real y predicción para 2009, e <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> estimado para la instalación de <i>Écija</i> .	152
Figura 30: Correlación del <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p mensual estimado en función de la DNI para las instalaciones de <i>Villafranca</i> y <i>Écija</i> .	154
Figura 31: Correlación del <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p mensual estimado en función de la <i>Producción de Energía</i> real para las instalaciones de <i>Villafranca</i> y <i>Écija</i> .	155
Figura 32: Correlación mensual de la <i>Producción de Energía</i> en 2009 respecto de la DNI estimada para las instalaciones de <i>Villafranca</i> y <i>Écija</i> .	156
Figura 33: Correlación única mensual de la <i>Producción de Energía</i> en 2009 con respecto a la DNI estimada para las instalaciones de <i>Villafranca</i> y <i>Écija</i> .	157
Figura 34: Predicciones mediante el modelo lineal de la <i>Producción de Energía</i> en 2009, y <i>Producción de Energía</i> real para las instalaciones de <i>Villafranca</i> y <i>Écija</i> .	158
Figura 35: <i>Producción de Energía</i> real en 2009 y estimada mediante PVGIS para la instalación de <i>Concentración de Puertollano</i> .	161
Figura 36: GHI mensual real y dada por PVGIS, y proporción entre ambas en 2009 para <i>Puertollano</i> .	162
Figura 37: <i>Producción de Energía</i> real y predicción para 2009, e <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> para la instalación de <i>Puertollano</i> .	163
Figura 38: <i>Producción de Energía</i> real y estimada mediante PVGIS para la instalación de <i>Concentración de Sanlúcar</i> .	166
Figura 39: GHI real y dada por PVGIS, y proporción entre ambas, de mayo de 2008 a abril de 2009 para <i>Sanlúcar</i> .	167
Figura 40: <i>Producción de Energía</i> real y predicción, e <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> para la instalación de <i>Sanlúcar</i> .	168

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 41: Correlaciones del <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_P mensual estimado en función de la DNI para las instalaciones de <i>Puertollano</i> y <i>Sanlúcar</i>	169
Figura 42: Correlación del <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_P mensual estimado en función de la <i>Producción de Energía</i> real para las instalaciones de <i>Puertollano</i> y <i>Sanlúcar</i>	170
Figura 43: Correlación mensual de la <i>Producción de Energía</i> en 2009 respecto de la DNI estimada para las instalaciones de <i>Puertollano</i> y <i>Sanlúcar</i>	171
Figura 44: Correlación única mensual de la <i>Producción de Energía</i> con respecto a la DNI estimada para las instalaciones de <i>Puertollano</i> y <i>Sanlúcar</i>	172
Figura 45: Predicción mediante el modelo lineal de la <i>Producción de Energía</i> en 2009, y <i>Producción de Energía</i> real para la instalación de <i>Puertollano</i>	173
Figura 46: Predicción mediante el modelo lineal de la <i>Producción de Energía</i> en 2009, y <i>Producción de Energía</i> real para la instalación de <i>Puertollano</i>	174
Figura 47: <i>Monthly Performance Energy Factor</i> considerando solamente la irradiación que produce energía. Figura presentada en el trabajo de Amonix [102].	191
Figura 48: Figura presentada en los trabajos de <i>Amonix</i> [49, 102].	194
Figura 49: Puntos de potencia máxima diarios de funcionamiento de una instalación de <i>Amonix</i> . Figura tomada de [102].	197

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tabla comparativa de eficiencias de las diferentes células fotovoltaicas actuales, de [19].	61
Tabla 2: Localidades y potencia de las instalaciones estudiadas en <i>Andalucía</i>	96
Tabla 3: Localidades y potencia de las instalaciones estudiadas en <i>Navarra</i>	97
Tabla 4: Instalaciones fotovoltaicas, estaciones meteorológicas más cercanas y ratio de la <i>Irradiancia Global Horizontal</i> anual en ambas localidades dadas por PVGIS.	99
Tabla 5: Localidades y potencia pico de las instalaciones estudiadas en <i>Navarra</i> , estaciones meteorológicas utilizadas y distancia aproximada entre ambas.	100
Tabla 6: Tipo y ubicación de las instalaciones estudiadas en <i>Andalucía</i>	118
Tabla 7: Localización de las instalaciones fotovoltaicas evaluadas y de las estaciones meteorológicas más próximas, y el porcentaje de irradiancia GHI entre ambas.	120
Tabla 8: Comparación de las estimaciones de <i>Producción de Energía</i> anual de cuatro configuraciones diferentes para la ubicación de <i>Écija</i>	122
Tabla 9: <i>Producción de Energía</i> media en 2009 y <i>Desviación Estándar Muestral</i> para las instalaciones de paneles planos.	124
Tabla 10: Media anual y <i>Desviación Estándar Muestral</i> de la GHI obtenida en las instalaciones planas a partir del PVGIS y de las estaciones meteorológicas.	125
Tabla 11: Porcentajes de las <i>Producciones de Energía</i> estimadas, reales, reales corregidas a partir del PVGIS, y reales corregidas a partir las estaciones meteorológicas, en los tres sistemas de placas planas.	126

Tabla 12: <i>Producción de Energía</i> media mensual y <i>Desviación Estándar Muestral</i> de enero a julio del 2009 en la instalación de <i>Concentración</i> de <i>Écija</i>	127
Tabla 13: <i>Irradiancia Global Horizontal</i> (GHI) real y estimada del PVGIS para instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de <i>Concentración</i> , durante los meses de enero a julio del 2009.	128
Tabla 14: <i>Producción de Energía</i> estimada y real, y corregida mediante PVGIS y mediante estaciones meteorológicas, para las instalaciones fijas, de uno y dos ejes, y de <i>Concentración</i> , de enero a julio del 2009.	129
Tabla 15: Media del <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p anual de las instalaciones de placas planas en el año 2009.	130
Tabla 16: Media anual del <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> de las instalaciones de placas planas y de <i>Concentración</i> de enero a julio del 2009.	131
Tabla 17: Ubicación de las instalaciones de dos ejes en <i>Navarra</i> , potencia instalada, ubicaciones de las estaciones meteorológicas cercanas, y distancia entre ellas.	133
Tabla 18: Comparación de las estimaciones de <i>Producción de Energía</i> para diferentes tipos de instalaciones en <i>Villafranca</i>	134
Tabla 19: <i>Producciones de Energía</i> anual estimadas y real para la instalación de <i>Concentración</i> de <i>Villafranca</i> en 2009.	136
Tabla 20: <i>Producción de Energía</i> estimada y real en 2009 para seis instalaciones de dos ejes en <i>Navarra</i>	138
Tabla 21: <i>Producción de Energía</i> mensual en la instalación de <i>Concentración</i> de <i>Villafranca</i> en 2009.	139
Tabla 22: Comparación de la <i>Producción de Energía</i> estimada y real en 2009, y porcentaje de ganancia real y estimada entre instalaciones de dos ejes y de <i>Concentración</i> en <i>Navarra</i>	140
Tabla 23: <i>Producción de Energía</i> mensual en la instalación de <i>Concentración</i> de <i>Villafranca</i> en 2009.	144

Tabla 24: Estimación de la <i>Producción de Energía</i> anual utilizando PVGIS y NASA, predicción para 2009 utilizando GHI, y real para la instalación de <i>Concentración de Villafranca</i> .	145
Tabla 25: <i>Producción de Energía</i> mensual de enero a julio de 2009 de la instalación de <i>Concentración de Écija</i> .	149
Tabla 26: Datos de <i>Irradiancia Global Horizontal</i> de enero a julio de 2009 reales y dados por PVGIS para la ubicación de <i>Écija</i> .	151
Tabla 27: <i>Producción de Energía</i> estimada, predicha de enero a julio de 2009, y real para la instalación de <i>Concentración de Écija</i> .	152
Tabla 28: <i>Producción de Energía</i> mensual en 2009, DNI estimada e <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p estimado para la instalación de <i>Concentración de Puertollano</i> .	160
Tabla 29: Estimación de <i>Producción de Energía</i> anual utilizando PVGIS, predicción utilizando GHI, y real para la instalación de <i>Concentración de Puertollano</i> en 2009.	161
Tabla 30: Datos de <i>Irradiancia Global Horizontal</i> de 2009 reales y dados por PVGIS para la ubicación de <i>Puertollano</i> .	162
Tabla 31: <i>Producción de Energía</i> mensual en 2009, DNI estimado e <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p estimado para la instalación de <i>Concentración de Sanlúcar</i> .	165
Tabla 32: <i>Producción de Energía</i> estimada, predicción de estaciones meteorológicas de mayo 2008 a abril 2009, y real para la instalación de <i>Concentración de Sanlúcar</i> .	166
Tabla 33: Estimación de GHI de PVGIS, y GHI real de mayo 2008 a abril 2009 para <i>Sanlúcar</i> .	167
Tabla 34: Diferencia anual entre la predicción de <i>Producción de Energía</i> y la real mediante diferentes métodos para las instalaciones de <i>Amonix-Guascor Fotón (AGF)</i> .	175
Tabla 35: Media de las diferencias mensuales entre la predicción de <i>Producción de Energía</i> y la real mediante diferentes métodos para las instalaciones de <i>Amonix-Guascor Fotón (AGF)</i> .	175

Tabla 36: Diferencia anual entre la predicción de <i>Producción de Energía</i> y la real mediante diferentes métodos para las instalaciones de <i>Concentrix</i>	176
Tabla 37: Media de las diferencias mensuales entre la predicción de <i>Producción de Energía</i> y la real mediante diferentes métodos para las instalaciones de <i>Concentrix</i> ...	176
Tabla 38: <i>Monthly Performance Energy Factor</i> (MPEF) considerando el total de la irradiación, o solamente la aprovechada, y proporciones de la radiación que produce energía y de la que no produce.....	192
Tabla 39: Correspondencia de valores entre el <i>Monthly Performance Energy Factor</i> (MPEF) y el <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p	196
Tabla 40: Correspondencia entre la potencia pico generada normalizada de la Figura 49 con el <i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p	197

ABREVIATURAS

a-Si	Amorphous Silicon
AGF	Amonix-Guascor Fotón
AM0	Air Mass Zero
BIPV	Building Integrated Photovoltaics
c-Si	Crystalline Silicon
CdS	Cadmium Sulphide
CdTe	Cadmium Telluride
CIGS	Copper, Indium, Gallium, (di)Selenide/(di)Sulphide
CIS	Copper, Indium, (di)Selenide/(di)Sulphide
CPV	Concentrating Photovoltaics
DNI	Direct Norma Irradiance
DSSC	Hybrid Dye-Sensitised Solar Cells
EP	Energy Production
FiT	Feed-in Tariff
FPPV	Flat Plate Photovoltaics
GaA	Gallium Arsenide
GCR	Ground Cover Ratio
GHI	Global Horizontal Irradiance

ABREVIATURAS

GNI	Global Normal Irradiance
HCPV	High Concentrating Photovoltaics
ISFOC	Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de <i>Concentración</i>
kW	Kilowatio
kWh	Kilowatio Hora
kWp	Kilowatio Pico
LCE	Levelized Cost of Electricity
MW	Megawatio
mc-Si	Mono-Crystalline Silicon
μ c-Si	Micro-Crystalline Silicon
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PER	Plan de Energías Renovables
PR	Performance Ratio
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
R_p	Índice de Relación de Comportamiento
STC	Standard Test Conditions
TMR	Tarifa Media o de Referencia
OPV	Organic Photovoltaic

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

A la hora de diseñar una instalación fotovoltaica y de tomar una decisión, se ha de plantear qué tipo de instalación se va realizar, si los paneles se colocarán fijos o si se utilizarán sistemas de seguimiento de uno o de dos ejes; o bien si se utilizarán paneles planos o de *Concentración*.

No obstante, existe una falta de estudios comparativos de *Producciones de Energía* reales de instalaciones fotovoltaicas comerciales, y se utilizan para ello principalmente estimaciones teóricas. Por este motivo, la toma de decisiones puede ser errónea al no ser basada en datos reales. Además, en instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* existe una casi completa ausencia de publicaciones de producciones reales, y de herramientas que permitan estimar la *Producción de Energía* para una determinada localización.

Por este motivo, el doctorando e investigadores de este estudio consideran que es preciso realizar estudios comparativos sobre *Producción de Energía* (PE) mediante los diferentes tipos instalaciones fotovoltaicas, y sobre métodos para estimar de una forma fácil y con datos disponibles la *Producción de Energía* para una determinada localización.

Por ello, esta tesis tiene como objetivo por una parte (i) evaluar y comparar la *Producción de Energía* mediante cuatro tipos de instalaciones solares: fijas, con seguimiento de un eje, con seguimiento a dos ejes, y de *Concentración Fotovoltaica*, y (ii) proponer un método de predicción de la *Producción de Energía* para instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* basado en datos radiación de estaciones meteorológicas y del *Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica* (PVGIS).

INTRODUCCIÓN

1. La energía fotovoltaica

La *Producción de Energía* fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado *célula solar*. La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico. Presenta características peculiares entre las que se destacan:

- Elevada calidad energética. Pequeño o nulo impacto medioambiental.
- Inagotable a escala humana.

La radiación solar llega a los módulos, que producen energía eléctrica por el efecto fotovoltaico en forma de *corriente continua* (CC). Esta CC se puede almacenar o inyectar en la red eléctrica, aprovechándose directamente como CC o bien transformándose en *corriente alterna* (CA).

Las instalaciones fotovoltaicas pueden estar:

- Conectadas a la red de distribución de energía eléctrica.
- Aisladas de la red (con o sin acumulación).

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes SOS, bombeos, repetidores de telecomunicaciones, etc.), o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual) o centrales de gran tamaño.

La energía fotovoltaica contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO₂ [1]:

- Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 kg de CO₂, en el caso de compararlo con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4 kg de CO₂ en el caso de compararlo con generación eléctrica con gas natural. Una vivienda unifamiliar con una potencia instalada en su tejado de 5 kW puede evitar anualmente 1,9 toneladas de CO₂ al año, en comparación con la generación eléctrica en una central de ciclo combinado de gas natural.

INTRODUCCIÓN

- Una planta fotovoltaica con seguimiento solar, de 10 MW, puede evitar anualmente 6.500 toneladas de CO₂.



Figura 1: Instalación solar fotovoltaica en el sur de *España*.

2. Desarrollo de la energía fotovoltaica

A. Directivas

El *Protocolo de Kioto* es un acuerdo internacional de la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (United Nations Convention on Climate Change; UNFCCC o FCCC)* cuyo objetivo es luchar contra el calentamiento global del planeta. El UNFCCC es un tratado internacional que reconoce las posibilidades de daño en el cambio climático y cuyo objetivo es alcanzar la estabilización de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera a niveles que prevendrían las interferencias peligrosas con el sistema climático [2]. El protocolo fue aprobado inicialmente en *Kioto, Japón*, el 11 de diciembre de 1997, y entró en funcionamiento el 16 de febrero del 2005.

La dependencia energética externa de la *Unión Europea (UE)* registra un aumento constante. Esa dependencia externa acarrea riesgos económicos, sociales, ecológicos y físicos para la UE. El *Documento Verde sobre la seguridad del suministro de energía (The Green Paper on the security of energy supply [3])*, de Noviembre de 2000, elabora una estrategia de seguridad del abastecimiento energético destinada a reducir los riesgos de esta dependencia externa. Indica las medidas necesarias para el control del consumo de energía en *Europa* y la mayor utilización de la energía procedente de fuentes renovables, junto con el ahorro energético y una mayor eficiencia energética.

Para recoger las recomendaciones de dicho documento se promulga la *Directiva 2001/77/EC del Parlamento Europeo (Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council)* el 27 de Septiembre del 2001 sobre la promoción de la producción de electricidad mediante fuentes de energía renovable en el mercado eléctrico interno [4]

El 30 de diciembre de 1999 aprueba el *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010* que define el objetivo a alcanzar en el mínimo del 12% de aportación de las energías renovables a la demanda energética de España en el horizonte del año 2010 [5].

En España el *Plan de Energías Renovables 2005-2010* (PER) de 21 de julio de 2005 [6] constituye la revisión del *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010*. Con la revisión se pretende mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010, e incorporar otros dos objetivos indicativos: alcanzar el 29,4% de generación eléctrica con renovables y el 5,75% de biocarburantes en el transporte.

La *Unión Europea* en su directiva COM (2008) 0019 de 17 de diciembre de 2008 [7] fija para España como objetivo el 20% del consumo la energía proveniente de fuentes renovables como objetivo vinculante para el año 2020 y establece en su directiva 2009/28/CE de 23 de abril de 2009 [8] las medidas a establecer por los países miembros para fomentar el uso de energía procedente de fuentes renovables.

El *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020* (PANER 2011-2020) [9], prevé un abastecimiento del 22,7% del consumo total y un 42,0% de la demanda eléctrica cubierta por energías renovables en el año 2020. Ello supone un objetivo en 2020 de 8,7 GW de capacidad fotovoltaica instalada, lo cual significa un mercado anual de 300 a 400 MW hasta 2016, con un límite de 500 MW.

B. Regulación de la energía fotovoltaica en España

La regulación efectuada en *España* en los últimos años está jugando un papel fundamental en el desarrollo de esta industria [10, 11]. Las principales normas impulsoras del desarrollo fotovoltaico son:

- *Real Decreto 2818/1998*, de 23 de diciembre, sobre producción de electricidad por instalaciones abastecidas con recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración [12]. En este *Real Decreto* se establece la retribución de la energía vertida. Dicho *Real Decreto* establece que las primas deberán ser actualizadas anualmente, en función de una serie de parámetros, y revisadas cada cuatro años. Para las instalaciones fotovoltaicas, las primas se aplicarán hasta que en *España* haya instalados 50 MW (en 1998 las tarifas eran de 66 ptas/kWh para las instalaciones menores de 5 kW, y de 36 ptas. para las mayores de 5 kW, mientras que en 2004 ya eran de 40 c€/kWh y de 22 c€/kWh, respectivamente).

- *Real Decreto 436/2004*, de 12 de marzo [13], por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de *Producción de Energía* eléctrica en régimen especial. Define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectará a las nuevas instalaciones. Para las instalaciones fotovoltaicas de hasta 100 kW se da una retribución del 575% de la TMR (*Tarifa Media o de Referencia*) durante los primeros años y luego el 80% de esa cantidad durante toda la vida de la instalación. Este *Real Decreto* permite un gran desarrollo de la industria fotovoltaica española [14].
- *Real Decreto 661/2007*, de 25 de mayo, por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de *Producción de Energía* eléctrica en régimen especial [15]. Define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2010 en que se procederá a la primera revisión. Se anula la retribución de las instalaciones con respecto a la TMR, y se indexa su retribución con respecto al *Índice de Precios al Consumo* (IPC) (el IPC-0,25% hasta 2012, y con el IPC-0,50% a partir de entonces). Estas condiciones se mantendrán hasta que se tengan instalados en España 371 MW.

Los objetivos se vieron ampliamente superados debido a que cuando fue aprobado, los objetivos ya habían sido alcanzados, y establecía primas elevadas. La potencia total acumulada al finalizar 2008 fue de 3.398 MW cuando la instalaciones fotovoltaicas mundiales suponían 15.655 MW, de las cuales 10.387 MW correspondían a *Europa* [16]. El mercado fotovoltaico español alcanzó en 2008 un valor superior a los 16.000 millones de euros, con más de 40 empresas identificadas dedicadas a la fabricación de componentes, gran número de empresas instaladoras y más de 15.000 puestos de trabajo fijos directos y otros 25.000 eventuales en el pico de actividad [17].

Con el fin de controlar el gran incremento de la potencia fotovoltaica instalada, el *Gobierno de España* promulgó el nuevo *Real Decreto RD 1578/2008*, de 26 de septiembre [18], de retribución de la actividad de *Producción de Energía* eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del *Real Decreto 661/2007*, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Este decreto establece un sistema de prerregistro y cupos con una capacidad anual total limitada para nuevas instalaciones fotovoltaicas. Se distinguen 2 tipos de

instalaciones: sobre fachada o cubierta, y sobre suelo. Las primeras se dividen en pequeñas instalaciones (de hasta 20 kW) y en grandes instalaciones (más de 20 kW). Las potencias máximas son de 2 MW en tejado y 10 MW en suelo. El cupo total de potencia establecido para 2009 y 2010 es de 500 MW. Pero sólo en 2009 se instalaron y conectaron a la red 17 MW y en 2010 se instalaron cerca de 370 MW. La potencia acumulada hasta 2010 en España es de 3.784 MW. En la Figura 2 se muestra la evolución de la potencia fotovoltaica instalada en *España* en los últimos años, y la previsión hasta 2015.

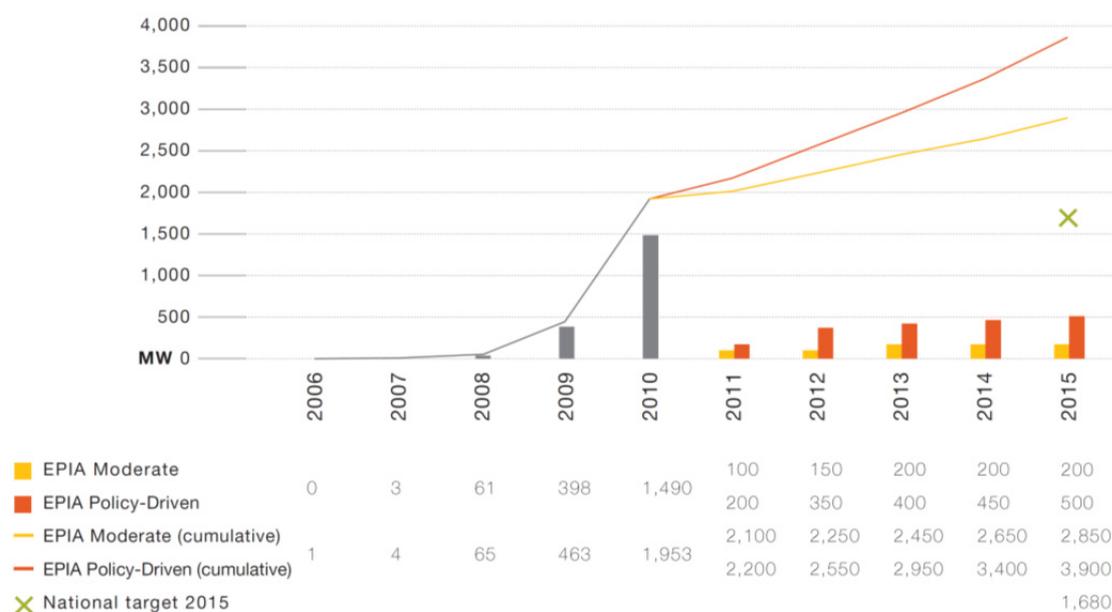


Figura 2: Evolución en *España* de la capacidad instalada acumulada, y previsiones futuras 2006-2015, de [16].

Las capacidad de las instalaciones fotovoltaicas instaladas en la *Unión Europea* en 2009 fue ligeramente superior a 5,6 GW, la capacidad mundial fue de 7,2 GW, siendo la capacidad mundial acumulada de instalaciones fotovoltaicas de 23 GW [16]. En el año 2009 en *Europa* la energía fotovoltaica alcanzó el tercer lugar, precedido por la energía eólica y de gas en cuanto a capacidad instalada [19, 20]. En 2010 la capacidad de las instalaciones fotovoltaicas instaladas en la *Unión Europea* fue más de 13,2 GW, la mundial fue 16,6 GW, y la capacidad total acumulada en el mundo se incrementó hasta cerca de 40 GW, lo cual produce alrededor de 50 terawatios por hora (TWh) de energía eléctrica al año [16]. La Figura 3 muestra la evolución mundial de la potencia fotovoltaica instalada de 2000 a 2010, y la Figura 4 muestra la potencia instalada en *Europa* hasta 2010.

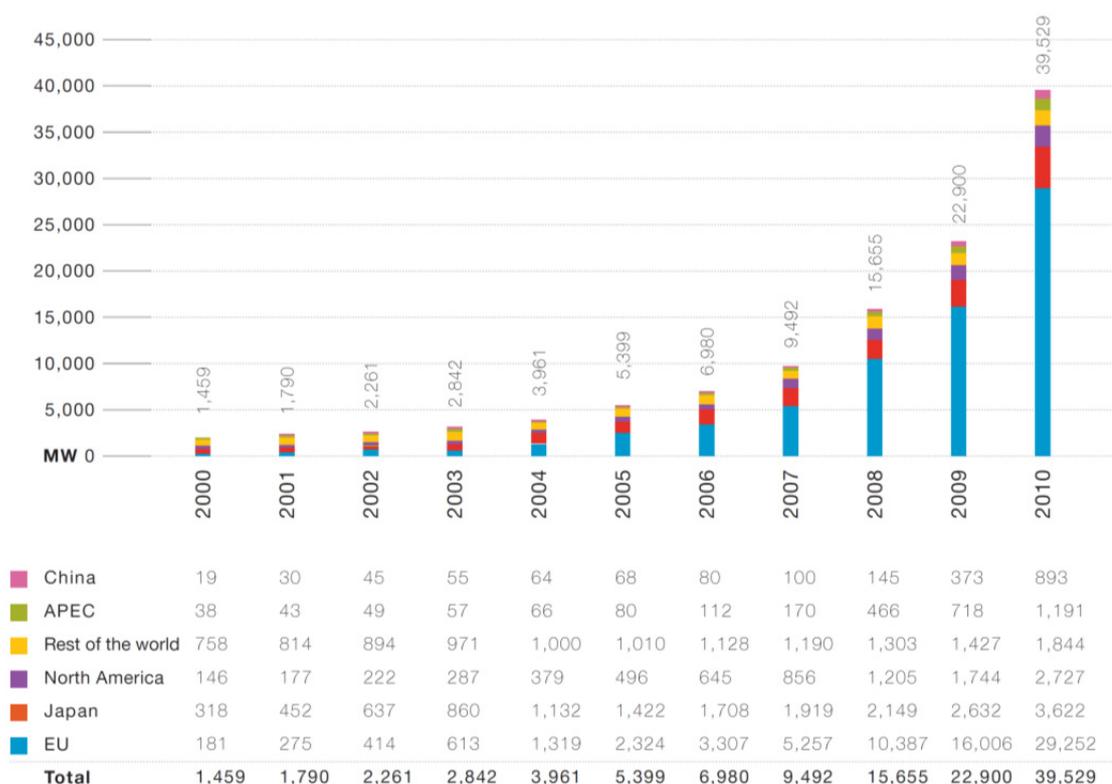


Figura 3: Evolución de la capacidad mundial acumulada de las instalaciones fotovoltaicas de 2000 a 2010 [16]

- El *Real Decreto 1565/2010*, de 19 de noviembre [21], por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de *Producción de Energía* eléctrica en régimen especial establece importantes reducciones de las primas, especialmente para las instalaciones sobre suelo que son el 45%. El nuevo sistema permite básicamente solamente el desarrollo de las instalaciones sobre tejado. Se eliminan los valores de las primas de fotovoltaica a partir del año 26 con carácter retroactivo.
- El *Real Decreto-Ley 14/2010*, de 23 de diciembre [22], por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, introduce un límite para los tres años siguiente en el número de horas por los cuáles el productor recibiría la tarifa total. Este límite afecta retroactivamente a todas las plantas instaladas bajo el real decreto previo. El número de horas depende de si los módulos fotovoltaicos usan un sistema de seguimiento solar o no. Desde 2014 en adelante, este límite se establecerá de acuerdo con la localización geográfica y la potencia nominal instalada (no la potencia pico).

En la actualidad en *España*, la energía fotovoltaica supone un 4% de la demanda de electricidad en verano, y el 1% en invierno, alcanzando hasta un 15% en verano en algunas regiones como *Extremadura* y *Castilla-La Mancha*.

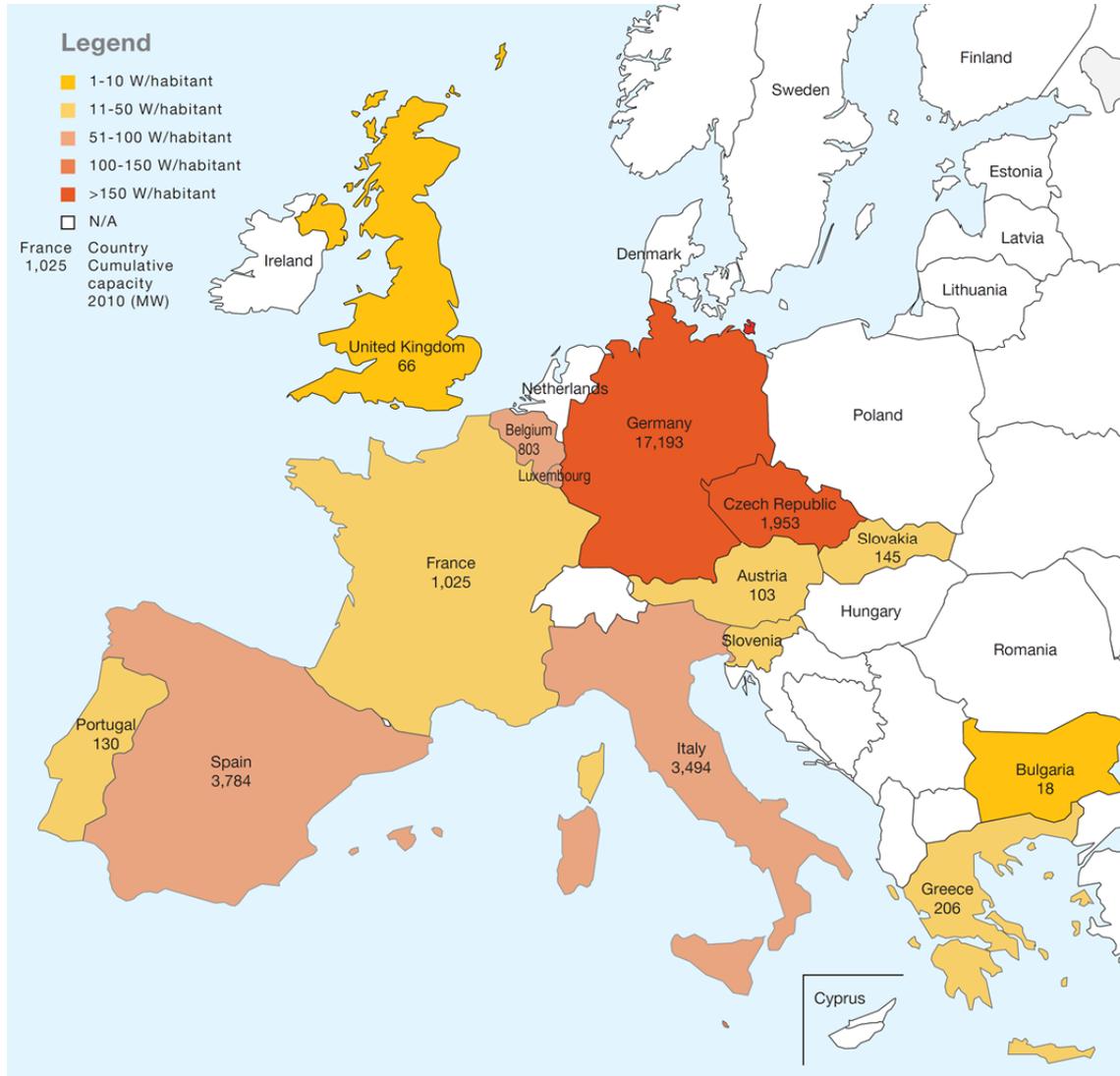


Figura 4: Mapa de potencia fotovoltaica instalada en *Europa* hasta 2010, de [16].

C. Características de las instalaciones fotovoltaicas en España

La *Asociación de la Industria Fotovoltaica* (ASIF, Madrid) [23] publicó la distribución de los tipos de instalaciones fotovoltaicas en *España* en 2008 para 2,5 GW del total de las 3,5 GW de potencia instalada. El gran número de instalaciones y la amplia distribución por tamaño, localización, tecnología y tipos de configuración aportan datos relevantes que permiten realizar comparaciones entre distintos sistemas de configuración. La Figura 5 muestra cuatro clasificaciones diferentes de estas

instalaciones fotovoltaicas. Es interesante destacar de este estudio que más de 1/3 de estas instalaciones tienen sistemas de seguimiento solar: 24% de los 2,5 GW son de dos ejes y el 13% de un eje. El resto son sistemas fijos. El 0,6% del total de las instalaciones son de *Concentración*. Estas instalaciones de *Concentración* incluyen dos de las mayores del mundo [24], la mayor localizada en el Norte de *España*, y la segunda mayor localizada en el Sur. Ambas son instalaciones comerciales en vez de prototipos de investigación.

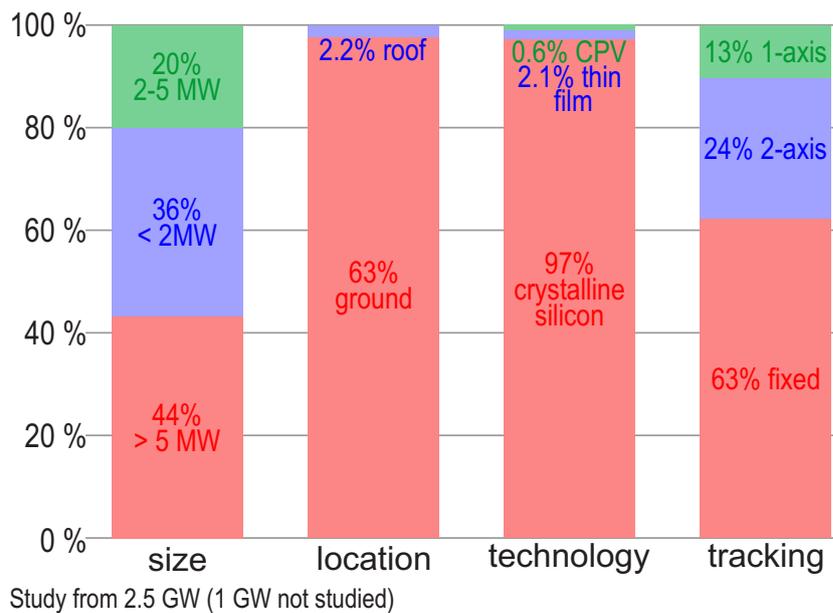


Figura 5: Características de 2,5 GW de instalaciones fotovoltaicas instaladas en España en 2008 [23].

3. Las células fotovoltaicas y sus tipos

La historia de la energía fotovoltaica se inicia en 1839, cuando el físico *Alexandre-Edmond Becquerel* observó que *la corriente eléctrica se producía cuando cierta luz inducía reacciones químicas*. En 1883 *Charles Fritts* construyó la primera célula fotovoltaica a partir de un semiconductor de *Selenio*, con una eficiencia de alrededor del 1%. *Albert Einstein* explicó en 1905 el efecto fotoeléctrico, por lo que recibió el premio *Nobel* en física en 1921 [25]. Pero no fue hasta la década de 1940 cuando el desarrollo del primer dispositivo en estado sólido allanó el camino en la industria para el desarrollo de la primera célula solar de *silicio* con una eficiencia del 6% [26].

En la actualidad, los tipos más frecuentes de células fotovoltaicas son de *silicio* cristalino, de *capa fina* y multiunión [10, 19]. El objetivo del desarrollo continuo de tecnología fotovoltaica es no solo mejorar la eficiencia de las células, sino también reducir el coste de producción de los módulos, así como hacerla más viable para diferentes aplicaciones.

Los principales tipos de células fotovoltaicas son los siguientes:

A. Células de *silicio* cristalino

El *silicio* cristalino ofrece una mejor eficiencia si se compara con el *silicio* amorfo utilizando aún una pequeña cantidad de material.

Las células de *silicio* cristalino están hechas de finas laminas u obleas (*wafers*) cortados de un cristal único o un bloque de *silicio*. Los tipos de células de *silicio* producidas dependen de cómo se fabrican las obleas. Las células solares individuales miden entre 1 a 15 cm de lado (0,4 a 6 pulgadas). No obstante, las células más comunes son de 12,7 x 12,7 cm (5 x 5 pulgadas) o 15 x 15 cm (6 x 6 pulgadas) y producen de 3 a 4,5 W, una potencia muy pequeña.

Un módulo estándar de *silicio* cristalino está compuesto por entre 60 a 72 células solares, y tiene una potencia que va entre 120 a 300 Wp dependiendo del tamaño y de la eficiencia [19]. Las dimensiones habituales de los paneles solares fotovoltaicos van de 1,4 a 1,7 m² a pesar de que también se han fabricado paneles mayores (hasta 2,5 m²).

Los más grandes son utilizados habitualmente para aplicaciones de integración en edificios (BIPV *Building Integrated Photovoltaics*).

Las células de *silicio* cristalino son el tipo de células usado más habitualmente, y constituye el 80% del mercado y continuará siendo líder hasta que se desarrolle una tecnología fotovoltaica más eficiente y de menor coste [10]. Los principales tipos de células cristalinas de *silicio* son monocristalinas o policristalinas.

a) Células de *silicio* monocristalino (mc-Si)

Las células de *silicio* monocristalino proporcionan una elevada eficiencia y por lo tanto generan una gran potencia. Se fabrican usualmente mediante el llamado proceso de *Czochralski*, el cual proporciona un lingote cilíndrico compuesto por un solo cristal de *silicio*. La Figura 6 muestra un lingote de *silicio* formado por un único cristal a partir del cual se obtendrán las células. Al ser cilíndrico, las células obtenidas no son cuadradas para no desaprovechar una gran cantidad de *silicio*. Por ello la mayoría de los paneles hechos con células de *silicio* monocristalino tienen huecos no cubiertos correspondientes a las esquinas de las células. Las células transforman entre el 14% y el 22% de la luz solar que reciben en electricidad. Para los módulos de *silicio* monocristalino, la eficiencia ronda entre el 12 y 19% [19].

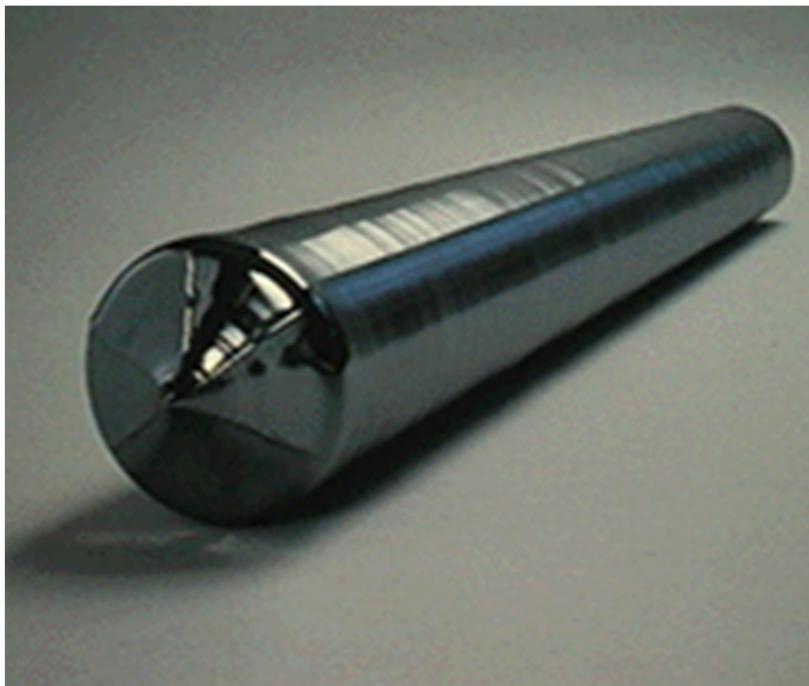


Figura 6: Lingote de *silicio* formado por un solo cristal [27].

b) Células de silicio policristalino o multicristalino (pc-Si)

Los esfuerzos de la industria fotovoltaica para reducir los costes e incrementar la producción han permitido el desarrollo de nuevas células de *silicio*. La manufactura de células de *silicio* policristalinas se realiza mediante la fundición de *silicio* y su lenta solidificación por enfriamiento para orientar los cristales en una dirección fija. De esta forma se producen lingotes rectangulares de multicristales de *silicio* para ser cortados en bloques, y finalmente en finas láminas u obleas [10].

Las células de *silicio* policristalino son más baratas de producir que las monocristalinas, pero son algo menos eficientes. Las células solares de *silicio* mono y multicristalinas se fabrican en igual proporción. No obstante, las células multicristalinas están ganando cuota de mercado. Las células solares comercializadas de *silicio* policristalino tienen una eficiencia de alrededor del 14 al 19% [28].

c) silicio de cinta (ribbon-sheet c-Si)

Es un tipo de *silicio* multicristalino. Se forma obteniendo finas películas a altas temperaturas, sumergiendo dos hilos en el *silicio* fundido. Este tipo de células tienen menores eficiencias que las de *silicio* policristalino, pero menor coste de fabricación al reducir los desperdicios de *silicio*. Además no requiere serrar las células de los lingotes. Este tipo de células representan menos del 5% del mercado.

B. Células de capa fina

En comparación con las células cristalinas de *silicio*, la tecnología de células solares de *capa fina* permite reducir el coste del panel fotovoltaico mediante la disminución del coste del material. Los paneles con células solares de *capa fina* se fabrican mediante el depósito de capas extremadamente finas de material fotosensible en un soporte de bajo coste, tal como cristal, acero inoxidable o plástico. Las ventajas de esta técnica radica en el hecho del fino grosor de las capas depositadas, que rondan unas pocas micras (menos de 10 μ) de grosor, comparado con las obleas cristalinas que tienden a ser de varios cientos de micras de grosor. Si el material fotosensible se deposita en una fina lámina de plástico el panel será flexible [19].

No existe acuerdo en la industria sobre el tamaño óptimo de las placas para las tecnologías de *capa fina*. Por ello varían entre 0,6 a 1,0 m² para las de *Cobre, Indio, Galio, Seleniuro* (CIGS) y *Telururo de Cadmio* (CdTe), y entre 1,4 a 5,7 m² para las basadas en finas capas de *silicio amorfo* (a-Si). Los paneles de *capa fina* habitualmente están encerrados entre dos capas de cristal y no tienen marco. Ello da la oportunidad de integrar la generación de energía fotovoltaica en edificios.

En la actualidad existen diversos tipos de paneles de *capa fina* comercializados con diversos tipos de células [19]:

a) Silicio amorfo (a-Si)

El *silicio amorfo* (no cristalino) es la tecnología de *capa fina* más popular. La capa semiconductor es sólo de alrededor de 1 µm de grosor. El *silicio amorfo* puede absorber más luz solar que las estructuras de *silicio cristalino*. No obstante, se genera un menor flujo de electrones, lo cual obtiene menores eficiencias que están habitualmente en el rango entre el 4 y el 10% [28].

Con esta tecnología el material de absorción se puede depositar en un sustrato muy grande (hasta 5,7 m² en cristal), lo cual reduce el coste de fabricación. Un número creciente de compañías están desarrollando paneles flexibles y ligeros de *silicio amorfo* perfectamente útiles para pisos y tejados curvos industriales [19].

Existen dos principales tipos de células de *silicio amorfo de capa fina*:

b) Silicio multiunión (a-Si/µc-Si)

Consiste en una capa de *silicio amorfo* con capas adicionales de *silicio amorfo* y *silicio microcristalino* (µc-Si) que se aplican sobre el sustrato. Las capas de *silicio microcristalino* absorbe más luz roja e infrarrojo cercano del espectro de luz. Ello incrementa la eficiencia hasta el 10%. El grosor de la capa de *silicio microcristalino* está sobre los 3 µm, lo que hace la célula más gruesa pero también más estable [19].

c) Teluro de Cadmio (CdTe) y Sulfuro de Cadmio (CdS)

Las capas finas de *Teluro de Cadmio* (CdTe) cuestan menos para fabricar y alcanzan una eficiencia de hasta el 11%. Ello las hace las capas del mercado actualmente más económicas [19]. Los dos materiales principales son el *Cadmio* y el *Teluro* (elementos semiconductores de los grupos II y VI de la tabla periódica). El *Cadmio* es un derivado del procesamiento del *Zinc*. El *Teluro* es un derivado del procesamiento del *Cobre*. La toxicidad del *Cadmio* y las consecuencias ambientales son los principales problemas para el desarrollo de esta tecnología [10].

Mientras que el *silicio* amorfo ha sido la tecnología de *capa fina* preferida en las tres décadas pasadas, su mercado ha disminuido notablemente comparado con tecnologías más avanzadas y competitivas. Por ejemplo, el *Teluro de Cadmio* ha crecido del 2% de cuota de mercado en 2005 al 13% en 2010.

d) Cobre, Indio, Galio, (di)Seleniuro/(di)Sulfuro (CIGS) y de Cobre, Indio, (di) Seleniuro/(di) Sulfuro (CIS)

La combinación de *Cobre, Indio, Galio, (di)Seleniuro/(di)Sulfuro* (CIGS) y de *Cobre, Indio, (di)Seleniuro/(di)Sulfuro* (CIS) ofrece las mayores eficiencias de todas las tecnologías de *capa fina*. Contienen elementos semiconductores de los grupos I, III y VI de la tabla periódica. Se han alcanzado eficiencias del 20% en el laboratorio, cercanas a los niveles alcanzados con las células de *silicio* cristalino. El proceso de fabricación es más complejo y menos estandarizado que para otros tipos de células. Ello tiende a incrementar el coste del proceso. La eficiencia habitual de los paneles está en el rango de entre el 7% y el 12%.

C. Células totalmente orgánicas (OPV)

Las células fotovoltaicas *orgánicas* y las células *poliméricas* están construidas de finas capas (habitualmente 100 nm) de semiconductores orgánicos tales como polímeros y componentes moleculares pequeños. La eficiencia habitual se encuentra sobre el 6% para áreas pequeñas y sobre el 4% para áreas amplias. El interés de este material se encuentra en su flexibilidad mecánica y desechabilidad [10].

Los proveedores de paneles de estas células produjeron 5 MW en 2009. Están dirigiéndose hacia la total comercialización y han anunciado planes de incrementar la producción a más de 1 GW en el año 2012 [19].

D. Células de Óxido de Titanio Sensitivizado (DSSC)

Estas células solares están basadas en una nanoestructura de óxido metálico en forma de capa depositada en un electrodo conductor transparente. Está sensibilizada con un colorante molecular en la superficie. Están hechas de materiales de bajo coste. La eficiencia es baja y ronda del 2% al 4%.

En 2009 se fabricaron 30 MW de células solares DSSC. Está previsto que en el año 2012 se produzcan 200 MW. En el 2009, algunas aplicaciones de baja potencia estaban ya comercializadas y disponibles [19]. Las eficiencias alcanzadas en el laboratorio en una pequeña área están en el rango de entre el 8% y el 12%. Las aplicaciones comerciales aún tienen una eficiencia inferior al 4%.

E. Células *multiunión*

Este tipo consiste en una serie de capas cristalinas apiladas con diferentes *saltos de banda* de energía que son concebidas para absorber la máxima radiación solar. Se ha visto que las células *multiunión* son más robustas cuando son expuestas a la radiación del espacio exterior. Cada tipo de semiconductor tiene unas características diferentes de salto de energía, lo cual permite la absorción de luz de forma más eficiente a una cierta longitud de onda. Estos sistemas con heterouniones superponen varias células con diferente tipo de uniones que son optimizadas para todo el espectro.

Debido al coste del sustrato y del proceso de fabricación, el coste de estas células es extremadamente alto comparado con el de las células de *silicio*. Para aplicaciones espaciales los costes han sido aceptables, pero para aplicaciones terrestres comerciales es preciso que se desarrollen métodos que hagan el coste más adecuado. El método con más éxito para reducir el coste ha sido la utilización de la *Concentración*.

Básicamente, las láminas de células solares están compuestas por pequeñas células (en ocasiones tan pequeñas como de 2mm×2mm) y por ello se colocan grandes lentes sobre

las células para concentrar la radiación solar en la pequeña célula. La célula es colocada en la longitud focal de la lente, y la radiación solar que incide en la lente se centra en la célula fotovoltaica. Así, la célula es expuesta varias veces a la radiación *normal* para aumentar la *Concentración*, lo se cuantifica utilizando el término *100 Soles* o *500 Soles*, lo cual concentra la radiación solar 100 y 500 veces respectivamente.

Esta tecnología se denomina *Concentración Fotovoltaica (Concentrating Photovoltaics CPV)*. Con las técnicas de *Concentración* surge la necesidad de seguimiento dado que la lente que concentra la radiación solar precisa seguir el Sol para hacer que la radiación esté bien focalizada en la célula. Los métodos de *Concentración* han utilizado lentes o espejos, o una combinación de ambos. Los espejos son curvados para que las célula fotovoltaica se sitúe en el foco de la curvatura y la radiación solar se concentre en la célula [10].

Tabla 1: Tabla comparativa de eficiencias de las diferentes células fotovoltaicas actuales, de [19].

OVERVIEW OF COMMERCIAL PV TECHNOLOGIES

Commercial Module Efficiency

Technology	Thin Film					Crystalline Silicon		CPV
	(a-Si)	(CdTe)	Cl(G)S	a-Si/ μ c-Si	Dye s. cells	Mono	Multi	III-V Multi-junction
Cell efficiency	4-8%	10-11%	7-12%	7-9%	2-4%	16-22%	14-18%	30-38%
Module efficiency						13-19%	11-15%	~25%
Area needed per KW (for modules)	~15m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²		~7m ²	~8m ²	

source: EPIA 2010. Photon International, March 2010, EPIA analysis. Efficiency based on Standard Test conditions.

4. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

La elección de instalar un tipo u otro de sistemas fotovoltaicos depende tanto del incremento de *Producción de Energía*, y con ello los ingresos, como del incremento del precio y coste del mantenimiento de las diferentes instalaciones.

Los diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas son:

A. Instalaciones fijas

Las instalaciones fijas consisten en una estructura que permite anclar los paneles fotovoltaicos y no tienen ningún movimiento para seguir el Sol. La orientación e inclinación de instalación de los paneles habrá de ser la óptima para maximizar la captación de radiación solar a lo largo de todo el año.

B. Instalaciones con seguidores solares

Los seguidores solares (*sun trackers, sun followers*) son utilizados en grandes plantas fotovoltaicas conectadas a la red para maximizar la colección de radiación solar, en contraste con las estructuras de paneles fotovoltaicos fijos. En sistemas de *Concentración Fotovoltaica* son necesarios para captar la *Irradiancia Directa Normal* (DNI *Direct Normal Irradiance*). Por lo tanto, con el desarrollo de la energía fotovoltaica, ha existido un crecimiento de diferentes modelos de seguidores solares [29-31].

No obstante, la tecnología es considerablemente más complicada, con un montaje que depende de motores eléctricos o hidráulicos, así como de ciertos tipos de control informático para conseguir la alineación correcta de los paneles con respecto al Sol [32, 33]. Ello provoca no sólo un incremento en los costes de la instalación fotovoltaica, sino también en un incremento del coste del mantenimiento de los seguidores solares. Se requieren sistemas de alta fiabilidad y bajo coste [34].

Si las instalaciones con seguidores solares están formadas por hileras de seguidores, por la mañana y por la tarde los paneles se pueden dar sombra entre sí, lo cual reduce la *Producción de Energía*. Por esta razón la distancia entre paneles debe ser mayor que la

distancia entre paneles fijos de un campo solar. El *Factor de Recubrimiento del Suelo* (GCR *Ground Cover Ratio*) se define como el ratio del área total de los paneles fotovoltaicos, con respecto al área total de la instalación. Valores característicos para instalaciones fijas son del orden de $GCR = 50\%$, mientras que para instalaciones con seguidores de dos ejes el GCR variaría entre el 20% y el 10% [35]. Esto indica que la superficie ocupada por una instalación con seguidores de dos ejes ocuparía una superficie unas 4 veces mayor. Por ello, estos seguidores también incrementan el coste al incrementar la necesidad de superficie del terreno donde son colocados, así como la longitud del cableado y comunicaciones. En ocasiones, una mejor estrategia es que los paneles no sigan exactamente el Sol todo el día del amanecer a la noche, sino dejarlos en posición más orientada al Sur en la mañana y en la noche para evitar las sombras [10].

Además no es óptimo que un seguidor solar de dos ejes siempre siga la posición del Sol, sin tener en cuenta que el Sol sea o no visible. En un día soleado, la luz directa representa hasta el 90% del total de la energía solar, siendo el otro 10% energía solar difusa (dispersa). No obstante, en días nublados o encapotados, casi toda la radiación solar es difusa, y es distribuida de forma isotrópica sobre todo el cielo. En estas casos si los paneles son apuntados hacia el cénit (paneles con inclinación horizontal) recibirán la máxima cantidad de radiación distribuida de forma isotrópica [36, 37].

Los seguidores solares se clasifican en dos tipos, de un eje y de dos ejes.

- **Seguidores solares de dos ejes.** En principio, la máxima *Producción de Energía* se alcanza con un sistema que siga el Sol de tal manera que los rayos solares incidan perpendicularmente en los paneles solares. Tales sistemas se denominan seguidores solares con dos ejes dado que el seguimiento requiere el movimiento en dos ejes, con dos grados de libertad, lo que permite apuntar directamente al Sol.
- **Seguidores solares de un eje.** Estos sistemas se mueven sobre un solo eje y permiten con su movimiento aproximarse a la posición del Sol. Dado que los sistemas de un eje son más fáciles de construir y mantener que los de dos ejes, son de menor coste que los de dos ejes. La energía producida también es menor, pero no mucho menor según el tipo de seguidor solar de un eje. Existen varios tipos de seguidores solares de un eje:

- **Seguidores solares de un eje vertical.** Este tipo de seguidor solar tiene un eje vertical y los paneles instalados con una cierta inclinación sobre la horizontal [38-40]. El movimiento de los paneles es de este a oeste durante el día.
- **Seguidores solares de un eje con inclinación Norte-Sur.** Este tipo de seguidor solar tiene un eje inclinado en la dirección de Norte a Sur, y los paneles instalados en un plano que pasa por dicho eje. Permite el movimiento de los paneles de Este a Oeste durante el día [41]. Las diferencias teóricas de *Producción de Energía* anual entre los seguidores de un eje vertical y los de eje inclinado Norte-Sur son despreciables para el compendio de energía anual, aunque la producción de un mes en particular pueda diferir en mayor grado.
- **Seguidores solares de un eje con un eje horizontal.** Este tipo de seguidores solares tienen un eje horizontal con orientación Este-Oeste. Es menos común que los sistemas previos porque tiene menor ganancia en la *Producción de Energía* con respecto a las otras configuraciones de un eje.

Otras variantes de las instalaciones fijas son las que ajustan su inclinación manualmente, no de forma continua durante el día, sino en escalones varias veces al año. Si se optimizan dos ángulos según la estación, se modifica la inclinación hacia los equinoccios de primavera y otoño. Otros sistemas tienen seis posiciones para cambiar cada mes la inclinación de los paneles.

La elección del tipo de sistema de seguimiento depende tanto del incremento de la *Producción de Energía*, como del incremento del precio de la instalación y del mantenimiento de los seguidores solares.

C. Sistemas de *Concentración Fotovoltaica*

Los sistemas de *Concentración Fotovoltaica* (CPV) utilizan dispositivos ópticos de tecnología accesible y barata (lentes y espejos) que enfocan la luz solar en las células solares [42]. La concentración de la luz en células solares ha sido utilizada desde los primeros experimentos fotovoltaicos, cuando se utilizaban sistemas ópticos para

incrementar el flujo luminoso para experimentar mejor el efecto fotovoltaico. Desde mediados de los 70, en que se desarrolló el primer sistema de *Concentración Fotovoltaica*, la *Concentración* se ha considerado como un medio para reducir el coste de la producción de electricidad de origen fotovoltaico [43, 44].

La reducción del coste se alcanza mediante la concentración de grandes áreas soleadas en pequeñas células solares. Los sistemas de *Alta Concentración Fotovoltaica* (HCPV) proporcionan un beneficio primario al reducir el coste del material semiconductor. Las células son fabricadas en muy pequeñas cantidades de un material fotovoltaico semiconductor de muy alta eficiencia, aunque caro. Las células solares suelen ser de *silicio* o *multiunión* de componentes de los grupos III-V del sistema periódico, generalmente *Arseniuro de Galio* (GaA).

Otra de las ventajas comparativas de la CPV frente al panel plano convencional es que la distribución de costes en un sistema CPV tiene un espectro más amplio, no teniendo un peso tan importante en ellos el coste de las células solares [45].

Recientemente, las células de los sistemas de *Concentración* han alcanzado progresivamente más eficiencia, por lo que han despertado interés en aplicaciones de alta eficiencia y *Alta Concentración*. La eficiencia record es del 40,7% para células de tres uniones (GaInP/GaInAs/Ge) [46], mientras que las células comerciales de *Concentración* obtienen eficiencias del 30% al 35%. La eficiencia de los sistemas ópticos están entorno del 80% al 85% [47]. Además los sistemas HCPV sólo recoge la luz directa del Sol (85%). Ambos factores juntos representan un 35% de eficiencia en HCPV equivalente a un 23-25% de eficiencia de las células de *silicio* planas [48]. Pero en diferentes condiciones, las eficiencias alcanzadas mediante células de *silicio* han sido entre el 20 y el 25%. Con todo ello, se están fabricando módulos de *Concentración* con eficiencias alrededor del 25%, y los resultados de las mediciones realizadas en los sistemas CPV ya instalados obtienen valores que duplican las eficiencias de los sistemas de placas planas [45].

Los sistemas de CPV, no obstante, requieren componentes adicionales a los utilizados en sistemas PV fijos. Los componentes que se requieren son [45, 49]:

- Un material específicamente tratado, que sea capaz de convertir la luz solar en energía eléctrica. En el caso de la CPV, el dispositivo encargado es la *célula*

solar fotovoltaica, asociada de manera tal que conforma lo que se denomina módulo FV. Las posibilidades de los sistemas CPV son amplias dado que la eficiencia de las células es más del doble que las de *silicio* de paneles planos. También se han utilizado en sistemas de *Concentración* el *silicio*. No obstante, su principal característica está en el componente semiconductor de estas células [10].

- Un *dispositivo óptico (lentes o espejos)* que concentra la luz solar sobre la célula fotovoltaica, de tal manera que la radiación solar incidente se multiplica en una zona determinada. Este efecto multiplicador, si se asemeja al símil de una lupa, consigue focalizar sobre un punto determinado de un material, una gran cantidad de rayos solares, incrementando el aporte energético del Sol sobre la célula de una manera considerable [50]. La eficiencia de los sistemas ópticos *Amonix-Guascor Fotón* (AGF) es del 85%, y la de los sistemas ópticos *Concentrix* es del 81% [47].
- Un *seguidor solar*, que soporta las células solares y los componentes ópticos, y mantiene sus orientaciones respectivas. Los sistemas CPV utilizan sólo la *Irradiancia Directa Normal* (DNI *Direct Normal Irradiance*), y por ello necesitan tener un sistema de control del seguidor a lo largo del día, para obtener una orientación adecuada hacia el Sol de los componentes ópticos y de las células solares. Si bien el número de patentes registradas sobre seguidores solares es muy elevado [51], el desarrollo de la tecnología de *Concentración* implica la necesidad de seguidores con un elevadísimo grado de precisión para asegurar el buen funcionamiento del sistema. El *ángulo de aceptación* para los sistemas *Amonix-Guascor Fotón* es de $\pm 0,7^\circ$ y para los sistemas *Concentrix* $\pm 0,5^\circ$ [47]. Los sistemas CPV de baja concentración (LCPV *Low Concentrating Photovoltaics*) también pueden ser utilizados con seguidores de un solo eje, utilizando un sistema de lentes menos complejo [52].

Dentro de los sistemas de *Concentración*, se suele hacer una clasificación de la tecnología CPV en función del factor de concentración de la radiación solar sobre la célula. Este factor de concentración indica el número de veces que se concentra la luz solar, y en el ámbito de la CPV se le conoce como *Soles*. De este modo, se definen tres tipos de sistemas [45] (esta división varía según autores):

- Sistema de *Baja Concentración Fotovoltaica* (LCPV *Low Concentrating Photovoltaics*). Los sistemas LCPV presentan un *factor de concentración* entre 1 y 40 *Soles* (1-40x).
- Sistema de *Concentración Fotovoltaica Media* (MCPV *Medium Concentrating Photovoltaics*). Son aquellos sistemas que concentran la luz del Sol entre 40 y 300 veces (40-300x).
- Sistema de *Alta Concentración Fotovoltaica* (HCPV *High Concentrating Photovoltaics*). El *factor de concentración* de estos sistemas varía entre 300 y 2000 *Soles* (300-2000x).

Debido a que los sistemas CPV utilizan sólo la *Irradiancia Directa Normal* (DNI *Direct Normal Irradiance*), son más eficientes en áreas más soleadas que tienen una mayor proporción de DNI. Las *Condiciones Estándar de Verificación* (STC *Standard Test Conditions*) de sistemas PV convencionales son de 1.000 W/m² de radiación y 25°C de temperatura el panel. No existen STC únicas para sistemas de CPV [53]. Los estudios del NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) [54] e ISFOC (*Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración*) [55] proponen como valor de radiación estándar 850 W/m². Ambos estudios indican que cuando la *Irradiancia Global Normal* (GNI *Global Normal Irradiance*) en un panel con seguimiento a dos ejes es alrededor de 1.000 W/m², la *Irradiancia Directa Normal* (DNI *Direct Normal Irradiance*) tiene un valor medio ligeramente por debajo de 850 W/m². Este valor de DNI es consistente con el valor de 850 W/m² que se utiliza tradicionalmente como condición estándar en los test de paneles CPV, y comparable con los 1.000 W/m² de GNI utilizados para los test de paneles planos.

Acercas de la temperatura, existe una gran cantidad de propuestas para establecer la temperatura estándar [24] en paneles CPV. El último estudio de ISFOC propone utilizar una temperatura de la célula 25°C para los sistemas de CPV para hacer comparaciones con plantas PV convencionales [56].

5. Estudios comparativos de *Producción de Energía* con seguidores solares

La *Producción de Energía* de una instalación fotovoltaica es importante debido a que la implementación de una política de primas (FiT *Feed-in Tariff*) relaciona directamente los ingresos a la energía producida en términos de kWh, más que con la capacidad del sistema instalado en términos de Wp (Watio pico). Por lo tanto la *Producción de Energía* está fuertemente ligada la rentabilidad de la inversión.

El parámetro que más afecta a la *Producción de Energía* de los paneles es su adecuado posicionamiento a lo largo del día o de las distintas estaciones del año mediante sistemas de seguimiento. Existen algunos estudios que reflejan el aumento de la *Producción de Energía* en aquellas instalaciones que poseen seguidores solares [31, 57, 58], aunque no está demostrado que el aumento de la eficiencia de la instalación sea capaz de cubrir el incremento en el coste del sistema y su mantenimiento [59]. Existen muy pocos trabajos publicados que traten de la *Producción de Energía* mediante diferentes sistemas fotovoltaicos que estén cercanos entre sí [31, 60, 61]. Existen también pocos trabajos acerca de su optimización, eficiencia y mantenimiento [62-64]. Algunos trabajos estudian las características de la conexión a red y la calidad de suministro [65, 66] o funcionamiento de los inversores [67, 68]. La casi totalidad de estos trabajos están basados en datos de laboratorio, simulaciones y modelizaciones, habitualmente diferentes de los que se tienen en condiciones reales de funcionamiento de las instalaciones[69].

Existen ciertos estudios que han analizado y comparado diferencias de *Producción de Energía* entre sistemas fijos y sistemas con seguidores solares:

- Uno de los primeros estudios comparativos sobre la *Producción de Energía* en función del tipo de seguimiento solar fue realizado en 1978 por Neville [70]. Este investigador analiza el rendimiento de varios tipos de instalación de paneles solares, tanto fijos como con seguimiento solar. Encuentra que los sistemas con seguimiento de dos ejes pueden incrementar hasta en un 50% la *Producción de Energía* que los sistemas fijos, y que los sistemas de un solo eje rinden de un 5%

a un 10% menos que los de dos ejes. Una limitación de este estudio es que se realiza para condiciones de cielo despejado.

- En *Widderstall, Alemania, Helwa* y colaboradores (2000) encontraron un incremento de la *Producción de Energía* de los sistemas de dos ejes con respecto a los sistemas fijos de un 30% [71].
- *Abdallah*, en 2004, encuentra un incremento de la *Producción de Energía* con respecto a los sistemas fijos de un 43,87% para los sistemas con seguimiento de dos ejes, de un 37,53% para los sistemas con seguimiento de un eje inclinado Norte-Sur, de un 34,43% para los sistemas con seguidor de eje vertical y del 15,29% para los sistemas con seguidores de un eje horizontal. No obstante, una limitación de este estudio es que el incremento de la *Producción de Energía* se evaluó sólo en un día, por lo que sus resultados no se pueden inferir para un año completo [72].
- *Moore* y colaboradores publican en 2005 un interesante artículo sobre la *Producción de Energía* mediante diversas instalaciones solares en *Arizona*, y sobre los beneficios de los sistemas con seguimiento con respecto a los sistemas fijos. Los valores medidos fueron de un incremento del 23% para los seguidores de un eje horizontal, y de un 37% para los seguidores de un eje inclinado Norte-Sur, con respecto a los sistemas fijos [61]. No obstante, este estudio no aporta información sobre los sistemas de dos ejes. Por otra parte, una limitación de este estudio es que el *Índice de Relación de Comportamiento R_p* se calcula sobre la media anual de horas solares obtenidas de las publicaciones del NREL, y estos valores son muy bajos, están por debajo del 70%.
- *Huld* y colaboradores (2008) presentan un estudio teórico sobre las ganancias en la *Producción de Energía* entre seguidores solares de dos ejes con respecto a fijos, y encuentran un incremento en *Europa* entre el 25% y el 70% con los seguidores de dos ejes [60].
- Estos mismos autores (*Huld* y cols., 2008, 2009 y 2010) realizan otro estudio acerca del incremento de *Producción de Energía* mediante seguidores solares de un eje [36, 41, 73]. Encuentra que si se optimiza la inclinación de los paneles en seguidores de un eje vertical, o el ángulo de inclinación de los seguidores de eje

inclinado Norte Sur, es posible alcanzar una *Producción de Energía* total muy parecida a la alcanzada con seguidores solares de dos ejes. Por lo tanto, la ventaja del sistema de dos ejes es sólo del 1% al 4% con respecto a los sistemas de un eje optimizados. Cuando se optimizan las inclinaciones, estas dos configuraciones de seguidores de un eje producen un incremento de energía, en comparación con sistemas fijos óptimos de un 30% superior en el Sur de *Europa*, de un 20% a un 25% superior en *Europa* central, y hasta un 50% más en el Norte de *Escandinavia*. Dado que el sistema de dos ejes es más complejo, y por lo tanto de mayor coste, la opción de un eje puede ser beneficiosa cuando medimos la relación producción y coste. Una limitación de este estudio es que, aunque es muy completo y avanzado ya que tiene en cuenta diversas variables, incluida la temperatura, es teórico y no tiene en cuenta otros factores en la *Producción de Energía* como las pérdidas por sombras. Estos resultados están incluidos en la base de datos del PVGIS [74].

- Recientemente *Aste y Del Pero* (2010) realiza un análisis sobre el rendimiento técnico y económico de una planta solar fotovoltaica a gran escala en Italia [75] mediante diferentes sistemas, fijos y con seguidor. Pero este estudio económico está basado en los datos de *Producción de Energía* obtenidos del PVGIS, y consideran como reales los incrementos obtenidos del PVGIS.
- *Narvarte y Lorenzo* (2008), realizan un estudio teórico sobre la relación entre grado de utilización de superficie de suelo (GCR *Ground Cover Ratio*) y la *Producción de Energía* mediante seguidores solares para diferentes tipos de seguidores: de dos ejes, de un eje inclinado Norte-Sur, de un eje vertical, y de un eje horizontal. Este estudio es muy interesante, pero es un estudio también teórico [35].
- En 2008, *Chang* evalúa la ganancia de seguidores solares de un eje en función de la radiación extraterrestre [76]. Encuentra que el ratio de irradiación de un panel con seguidor con respecto a un panel fijo está cercano a 1,5 para latitudes por debajo de 65°, y que se incrementa de manera gradual en latitudes superiores. Una limitación de este estudio es que sólo considera la radiación extraterrestre. Por ello los resultados de este estudio serían aplicables sólo para colectores solares en el espacio exterior.

- *Chang*, en 2009, realiza un estudio teórico en *Taiwán* sobre la *Producción de Energía* de instalaciones solares con seguimiento de un eje [77]. Encuentran que las ganancias obtenidas cuando el panel fotovoltaico está instalado en un seguidor de un solo eje con el ángulo de inclinación óptimo Norte-Sur, la ganancia obtenida para la radiación extraterrestre, la ganancia predicha y la ganancia observada son del 51,4%, del 28,5%, y del 18,7%, respectivamente, y disminuyen cuando aumenta la *turbidez* del cielo. Se obtienen ganancias similares del 45,3%, 25,9% y 17,5%, respectivamente cuando el panel se ajusta mensualmente a su ángulo óptimo para cada mes. Este estudio es teórico, y no contiene datos de instalaciones reales.

En conjunto estos estudios adolecen de ciertas limitaciones:

- Por una parte, ninguno de ellos evalúa en conjunto varias instalaciones solares de diferentes tipos y en localizaciones cercanas.
- La mayoría aportan datos teóricos y no reales.
- La mayoría de los datos reales están obtenidos de instalaciones realizadas para investigación, y pueden no ser representativas de la realidad del mercado.

Por ello, es preciso realizar estudios en que se realicen evaluaciones de varios sistemas en conjunto, con datos reales y no teóricos, y sería interesantes que evaluaran diversas localizaciones.

6. Producción de Energía mediante Concentración Fotovoltaica

Desde hace casi tanto tiempo como existen las placas planas fotovoltaicas comerciales, han sido desarrollados sistemas de *Concentración Fotovoltaica* (CPV *Concentrating Photovoltaics*). En sus comienzos, se esperaba que fuera la tecnología que lograra el menor precio de la electricidad fotovoltaica (LCE *Levelized Cost of Electricity*) [42-44, 78, 79].

La tecnología de *Concentración* concentra la radiación solar, por medio de lentes o espejos, en células fotovoltaicas de alta eficiencia. La tecnología de *Concentración* aprovecha solamente la *Irradiancia Directa Normal* (DNI *Direct Normal Irradiance*), que es una componente de la *Irradiancia Directa Global* (GNI *Global Normal Irradiance*). Mediciones de *Irradiancia Directa Normal* son, sin embargo, escasas. Los sistemas de *Concentración Fotovoltaica* estudiados en este trabajo son del tipo de alta *Concentración*, y por lo tanto necesitan de seguimiento solar a dos ejes para captar la *Irradiancia Directa Normal*.

La promoción y el desarrollo de la *Concentración* requieren que ofrezca la misma predictibilidad de *Producción de Energía* que los sistemas de placas planas fotovoltaicas. La *Producción de Energía* mediante *Concentración* debe ser predecible. Existen algunas publicaciones de sistemas de *Concentración* por parte de las compañías fabricantes, sin embargo muy pocas contienen datos de *Producción de Energía* real [80].

En 2008, esta tecnología experimentó un amplio desarrollo por la instalación de nuevas plantas [81]. Cerca de 20 MW de *Concentración* estaban instalados en el mundo en 2010. Sobre el 75% de esta potencia está ubicada en España [24]. Unos 10,2 MW (la mitad de la *Concentración Fotovoltaica* del mundo) se instaló en 2008 por *Guascor Fotón*, una compañía española que tenía licencia de la tecnología de *Amonix*.



Figura 7: Principales instalaciones de CPV en España, de [45].

En los últimos dos años se han construido diversas plantas de CPV y las pruebas iniciales son prometedoras. No obstante, aún hay algunos problemas a resolver. Algunos ejemplos de compañías que están trabajando con CPV son: *Amonix (EEUU)* [82], *Guascor Fotón (España)* [83], *Concentrix Solar (Alemania)* [84], *Solfocus (EEUU)* [85], *Green and Gold Energy (Austria)* [86], *Solar Systems (Austria)* [87], *Spectrolab (EEUU)* [88] y *Emcore (EEUU)* [89], entre otras, y muchas otras están emergiendo [90]. En la Figura 8 se muestra una relación de las principales empresas de *Concentración*.

COMPAÑIA	PAÍS	TIPO DE CÉLULA	FACTOR DE CONCENTRACIÓN	POTENCIA INSTALADA (kW)
Amonix	EEUU	Silicio de alta eficiencia	500X	418
Arima Eco Energy	Taiwan	Triple Unión	476X	300
Concentrix Solar	Alemania	Triple Unión	385X	617
CSLM Renovalia	España	Triple Unión	500X	300
Daido Steel	Japón	Triple Unión	550X	43
Delta Electronics	Taiwan	Triple Unión	470X	500
Emcore	EEUU	Triple Unión	1.050X	650
Energy Innovations	EEUU	Triple Unión	1.440X	60
Green and Gold Energy	Australia	Triple Unión	1.370X	1.450
GreenVolts	EEUU	Triple Unión	625X	2.000
Guascor Foton	España	Silicio de alta eficiencia	400X	12.300
INER	Taiwan	Triple Unión	476X	100
Isofoton	España	Triple Unión	1.100X	700
Morgan Solar	Canadá	Triple Unión	1.000X	100
Opel	Canadá	Triple Unión	500X	440
Pyron Solar Inc	USA	Triple Unión	400X	100
Sol3G	España	Triple Unión	476X	400
Solar Systems	Australia	Triple Unión	500X	1.090
SolFocus	EEUU	Triple Unión	500X	602
Telicom	Italia	Triple Unión	470X	500

Figura 8: Resumen de las 20 empresas de *Concentración Fotovoltaica* con más potencia instalada, de [45].

A. Sistema de *Concentración Amonix-Guascor Fotón*

La compañía *Amonix* (*Amonix Incorporated, Torrance, California.*) se estableció en 1989 con la finalidad de desarrollar y comercializar sistemas solares fotovoltaicos de alta concentración (*HCPV High Concentrating Photovoltaics*), basado en células de

silicio fabricadas por *Amonix* en colaboración con el *Electrical Power Research Institute* de *Palo Alto, California* [49, 80]. *Amonix* se ha focalizado en aplicaciones de instalaciones comerciales para la generación de energía fotovoltaica de *Concentración*.

En la página web de *Amonix* se pueden encontrar varias publicaciones científicas [82]. Se puede ver la *Producción de Energía* total agregada de varias localizaciones y en diferentes momentos. Pero sólo se aportan datos parciales que no permiten ningún estudio de *Producción de Energía*, y por lo tanto no se pueden extraer conclusiones.

Los trabajos previos de *Amonix* son sobre el rendimiento de las células de *silicio* de contacto posterior de alta eficiencia (*Amonix back contact Si cells*) para aplicaciones de *Concentración* y para aplicaciones espaciales [91-94]. El contacto trasero (*back contact*) de las células de *silicio* está basado en los trabajos previos de *Lammert, Swanson y Sinton* [95-97]. El sistema de *Concentración Amonix* y las mejoras y refinamientos realizados en el hardware están descritos en las publicaciones de *Garboushian* y colaboradores (1997) [98]. Las estimaciones de la *Producción de Energía*, pero no los datos reales, y un estudio de coste están descritos en otra publicación de los mismos autores [99].

Pero existen artículos (*Garboushian* y cols., 1994, 1996) de los cuáles podemos obtener información del rendimiento real. Estos artículos demuestran que la potencia de salida correlaciona con el DNI [100, 101], aunque con escasa información sobre la temperatura de operación. Otra limitación es que la potencia de salida fue medida en el módulo de salida, y no tiene en cuenta pérdidas en el cableado y en el inversor, ni el consumo de los seguidores.

En un artículo publicado por *Stone* y colaboradores en 2006 [102] se comenta: “*Debido a la influencia estacional mensual, las variaciones anuales en la incidencia de irradiación solar, y otros factores tales como el ratio de suciedad, temperatura, viento, tiempo en que el sistema está fuera de servicio, es difícil determinar a partir de estos datos cómo varía el rendimiento en un período sin otros análisis*” [“*Because of the seasonal monthly and year-to-year variation in the incident sun irradiance and other factors such as soiling rate, temperature, wind, system outage time, etc., it is difficult to determine from this data whether the performance changed over this time period without further analysis.*”]. Publican el *Factor de Rendimiento Mensual de Energía* (*Monthly Performance Energy Factor*) de un seguidor solar, cuya equivalencia con el

Índice de Relación de Comportamiento R_p se indica en el apartado *Discusión* de esta tesis.

Los últimos trabajos de *Amonix* de Gordon y cols. (2007), Kinsey y cols. (2008, 2009a y 2009b), se centran en el funcionamiento de sistemas de *Concentración* con células multiunión [103-106]. No obstante, no aportan datos reales de *Producción de Energía*. Además, sólo se hacen predicciones para algunas localizaciones [103, 105].

El artículo más interesantes sobre *Producción de Energía* publicado en la página web de *Amonix* es el de Stone y colaboradores (2006) [102]. En ellas se presentan datos de funcionamiento y de pérdidas debidas al tiempo que el seguidor solar no está operativo. Algunas de ellas también se presentan en otros artículos [49, 107].

En 2006, la filial de la compañía española *Guascor Solar Corporation*, *Guascor Fotón* [83], obtuvo de *Amonix* la licencia de su tecnología de *Concentración* [61, 107]. Juntas, ambas compañías formaron una *join venture*, *Amonix-Guascor Fotón (AGF)* [83], la cual ha permitido la fabricación e instalación de diversas plantas de *Concentración* en *España*.

Dos de estas plantas se estudian en este trabajo. Con 7,8 MW, en la actualidad es la planta solar de *Concentración* más grande del mundo. Posee 313 sistemas de *Concentración Amonix-Guascor Fotón* en el parque solar de *Villafranca, Navarra*, en el Norte de *España*. La segunda planta solar de *Concentración* que se estudia en este trabajo está localizada en *Écija, Sevilla*, en el Sur de *España*. Esta es la segunda instalación de *Concentración* más grande del mundo. La instalación ha sido realizada por *Guascor Fotón*. Tiene una potencia de 1,5 MW y está compuesta por 60 torres del mismo tipo que la instalación de *Villafranca*.

En la página web de *Amonix* se puede leer acerca de la instalación de *Villafranca (Navarra)*: “*En España, entre el 2006 y 2008 se establecieron plantas solares de CPV en tres fases diferentes, con una capacidad total de 7,8 MW. Estas instalaciones han funcionado con fiabilidad y predicción desde entonces*” [“*In Spain, three separate phases of CPV Solar Power plant were commissioned in Navarra between 2006 and 2008, with a total CPV capacity of 7.8 MW. These installations have operated with reliability and predictability ever since.*”]. Otro texto de esta página dice: “*Con eficiencias globales del sistema del 25%, proporcionan una industria líder de producción de energía de bajo costo mediante Amonix-Guascor Foton (AGF)*” [“*With*

overall system efficiencies of 25%, they provide industry-leading low energy production costs for Amonix-Guascor Foton (AGF).”].

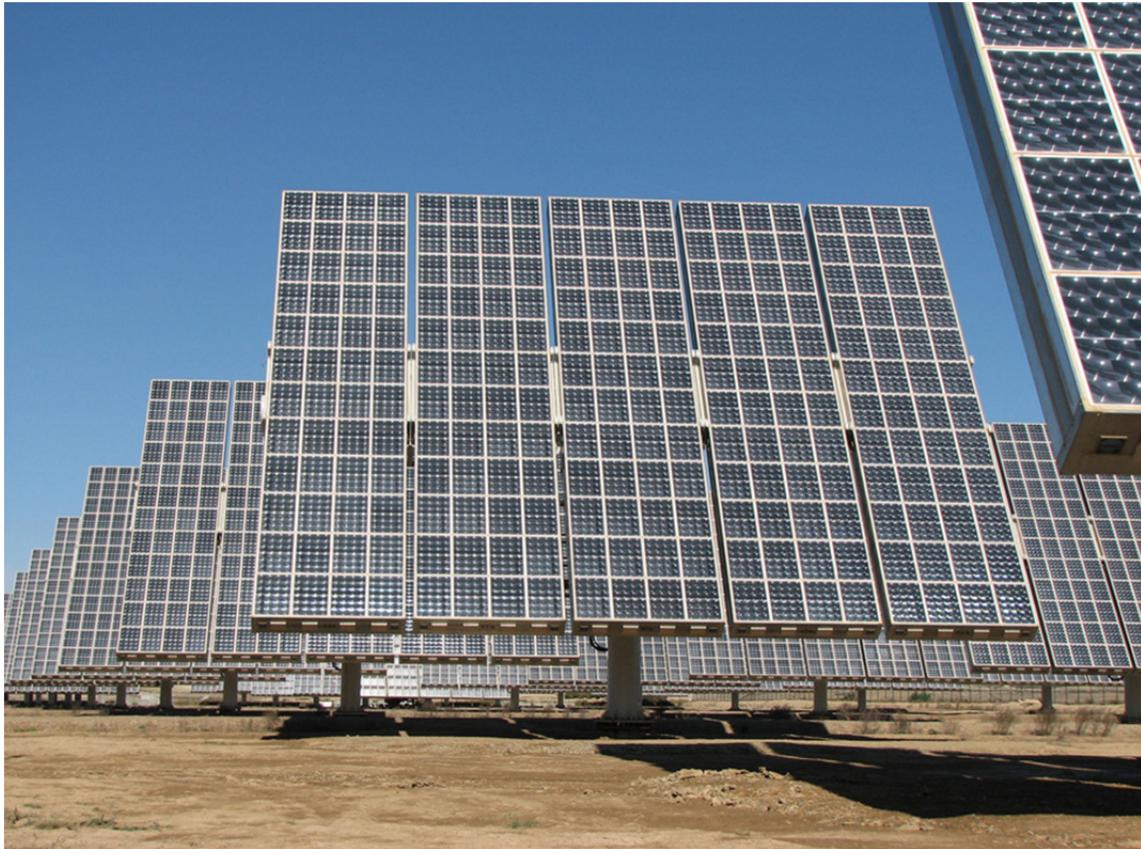


Figura 9: Vista de un seguidor solar de *Concentración* de la instalación de *Villafranca, Navarra*, de [83].

B. Sistema de *Concentración Concentrix*

La compañía solar alemana *Concentrix Solar GmbH* se fundó en *Friburgo* como una *spin off* del *Instituto Fraunhofer ISE*, para la fabricación de sistemas solares de *Concentración* basados en la tecnología *FLATCON* de células fotovoltaicas de alta eficiencia. Algunas de las características esenciales de esta tecnología se remontan 1993 cuando *Fraunhofer ISE* publicó los resultados obtenidos en una prueba con un panel de *Concentración* que utilizaba células solares de unión simple (GaAs) fabricadas por crecimiento epitaxial en fase líquida (LPE) [108]. Esta tecnología se compone de lentes de *Fresnel* y en células solares de triple unión de materiales semiconductores III-IV para convertir directamente la luz del Sol en electricidad. Las células son circulares con un diámetro del área activa de 2,3 mm de diámetro, y con una conexión al circuito

eléctrico diseñada para optimizar la iluminación no homogénea en la lente de *Fresnel* [109].

La página web de *Concentrix* recoge varios artículos científicos [84]:

- Las investigaciones iniciales de *Lerchenmüller* y colaboradores (2005) y *Bett* y colaboradores (2006) [110, 111] presentan datos de costes y perspectivas de mercado de la compañía *Concentrix* y de la tecnología *FLATCON* de *Concentrix*, que provienen del *Instituto Fraunhofer ISE* y del *Instituto Ioffe*. Estos artículos también explican el uso de células solares con materiales III-V en el sistema *Concentrix*.
- *Lerchemüller* y cols (2007) y *Hakenjos* y cols. (2007) evalúan consideraciones sobre precisión de los seguidores solares [109, 112]. Los seguidores solares para aplicaciones de *Concentración* necesitan una gran precisión.
- *Tobias Gerstmaier* y cols. (2010) presentan un modelo para simular la *Producción de Energía* teniendo en cuenta los cambios en el espectro [113]. Las células solares multiunión son muy sensibles al cambio del espectro de la luz.
- *Jaus* y cols. (2009) explican la utilización y rendimiento de ópticas secundarias en un nuevo sistema de *Concentración* de *Concentrix* CPV [114].
- La compañía *Concentrix* también presenta en su página un informe técnico sobre la curva de rendimiento de la *Producción de Energía* en relación con el DNI incidente [115].
- *Gombert* y cols. (2009, 2010), presentan el artículo más interesante en que analiza la *Producción de Energía* [116, 117]. Se realizarán en este trabajo análisis de algunos datos presentados. Los datos provienen de las instalaciones *Concentrix* localizadas donde muestra la Figura 7.



Figura 10: Vista de la instalación de Concentración de *Concentrix* de ISFOC, Puertollano, Ciudad Real, de [84].

7. Radiación solar

La luz que vemos todos los días es solamente una fracción de la energía total emitida por el Sol que incide en la Tierra. La radiación del Sol es una forma de *radiación electromagnética* y la luz visible es una pequeña parte del espectro electromagnético.

La *irradiancia solar* (H_0 en W/m^2) es la densidad de potencia incidente en un objeto debida la iluminación del Sol. En la superficie del Sol, la densidad de potencia es la de un objeto negro a unos 6000K y la potencia total que emite el Sol es este valor multiplicado por la superficie del Sol. Sin embargo, a cierta distancia del Sol, la potencia total se dispersa en una superficie mucho mayor, y por ello la irradiación solar en un objeto en el espacio decrece cuanto más lejos esté del Sol.

La radiación del Sol fuera de la atmósfera terrestre se calcula usando *la densidad de potencia radiante en la superficie del Sol* ($H_{sol}=5,961 \times 10^7 W/m^2$), el radio del Sol, y la distancia entre la Tierra y el Sol. Las variaciones de la irradiancia solar durante el año fuera de la atmósfera terrestre son pequeñas para aplicaciones fotovoltaicas, y puede considerarse constante. El valor de la constante solar y su espectro ha sido definida como un valor estándar llamado *air mass zero* (AM0) y toma el valor de 1,353 kW/m^2 .

Mientras que la radiación solar incidente en la atmósfera terrestre es relativamente constante, la radiación en la superficie terrestre varía ampliamente debido a [27]:

- Efectos atmosféricos, incluyendo la absorción y la dispersión.
- Variaciones locales en la atmósfera, como el vapor de agua, las nubes, y la contaminación.
- La latitud de la ubicación.
- La estación del año y la hora del día.

Los efectos atmosféricos tienen varios impactos en la radiación solar en la superficie terrestre. Los principales efectos para aplicaciones fotovoltaicas son:

- Una reducción de la potencia de la radiación solar debido a la absorción, la dispersión y la reflexión en la atmósfera.

- Un cambio en la distribución espectral de la radiación solar debido a la mayor absorción o dispersión de ciertas longitudes de onda.
- La introducción de una componente difusa en la radiación solar
- Variaciones locales en la atmósfera (como vapor de agua, nubes y polución) las cuales tienen efectos adicionales en la potencia incidente, el espectro y la dirección.

La luz es absorbida cuando pasa a través de la atmósfera y al mismo tiempo está sujeta a dispersión. Uno de los mecanismos para la dispersión de la luz en la atmósfera es conocido como la *dispersión de Rayleigh*, la cual es causada por moléculas del aire de la atmósfera. La *dispersión de Rayleigh* se da especialmente para longitudes de onda cortas de la luz (que es la luz azul). Además de la *dispersión de Rayleigh*, los aerosoles y las partículas de polvo contribuyen a la dispersión de la luz incidente y es conocida como la *dispersión de Mie*.

La luz difusa no es unidireccional, y parece provenir por todas las regiones del espacio. Esta luz se denomina luz difusa. Como la luz difusa es principalmente azul, la luz que proviene de las regiones del cielo en las que no se encuentra el Sol, es azul. Si no hubiera dispersión de la luz, el cielo aparecería negro, a excepción del Sol. En un día claro, sobre el 15% de la radiación solar incidente es difusa.

La eficiencia de una célula fotovoltaica es sensible a las variaciones en la intensidad y en el espectro de la luz incidente. Para facilitar una comparación precisa entre células solares medidas en diferentes momentos y ubicaciones, se ha definido un espectro estándar y una densidad de potencia para la radiación extraterrestre y la radiación en la superficie de la Tierra. El espectro estándar en la superficie terrestre se denomina AM1.5G, (la G significa global e incluye la radiación directa y la difusa) o AM1.5D (que incluye solamente la radiación directa). La intensidad de la radiación AM1.5D puede aproximarse reduciendo el espectro AM0 (espectro estándar fuera de la atmósfera) un 28% (18% debido a la absorción y un 10% debido a la dispersión). El espectro global es un 10% mayor que el espectro directo. Estos cálculos darían aproximadamente 970 W/m² para AM1.5G. Sin embargo el espectro estándar AM1.5G ha sido normalizado por conveniencia a 1kW/m².

Los principales tipos de irradiación que se miden son:

- La *Irradiancia Global Horizontal* (GHI *Global Horizontal Irradiance*) es la cantidad de energía incidente en una superficie horizontal durante una hora.
- La *Irradiancia Global Normal* (GNI *Global Normal Irradiance*) es la irradiación incidente en una superficie perpendicular a los rayos del Sol, incluyendo la radiación difusa.
- La *Irradiancia Directa Normal* (DNI *Direct Normal Horizontal Irradiance*) es la radiación incidente en una superficie perpendicular a los rayos del Sol, sin incluir la radiación difusa.

Históricamente, en las instalaciones meteorológicas nacionales, la irradiación global ha sido medida solamente en superficies horizontales, y raramente en inclinadas. Por esto varios métodos han sido desarrollados para estimar la irradiación en superficies inclinadas a partir de la irradiación en superficies horizontales [118-123].

Los cálculos utilizados en esta clase de métodos no son simples, porque requieren información de la irradiación directa o difusa. Los parámetros involucrados en estos modelos deben depender en el estado atmosférico, en las propiedades de las superficies adyacentes, en la topografía y en factores geométricos. Esta información puede obtenerse mediante diferentes técnicas que requieren la medición de la irradiación difusa horizontal [124-128].

Diferentes autores han testado los resultados de los modelos de superficies inclinadas con resultados experimentales [118, 123]. *Feuermann y Zemel* [123] han mostrado que la combinación del modelo de *Perez et al.* [120] con correlaciones empíricas para estimar la componente directa de la irradiación global normal, puede proporcionar predicciones precisas para ubicaciones donde solamente se dispone de datos de *Irradiancia Global Horizontal*.

En las recientes décadas ha surgido un creciente interés en el uso de datos de satélite para obtener la irradiación en la superficie. Este método permite medir de forma continua y global la irradiación [129, 130].

Existen varias bases de datos, generalmente de acceso libre, que permiten obtener datos meteorológicos terrestres o por satélite de localizaciones a lo largo y ancho del mundo. Algunas de estas bases de datos son:

- PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Base de datos de *Europa, África y el sudeste de Asia*, de datos entre 1981 y 1990 [131]. Calcula medias de valores del perfil diario de irradiación en los módulos fotovoltaicos [132]. Estos datos han sido utilizados para optimizar la *Producción de Energía* para sistemas fijos o con seguidores solares [74, 133-136]. Las estimaciones de PVGIS han sido ampliamente utilizadas por promotores e inversores para comparar las *Producciones de Energía* mediante sistemas fijos o con seguidores.
- NASA SSE (Surface Meteorology and Solar Energy). Base de datos mundial con datos desde 1983 a 2005 [137]
- Meteonorm. Base de datos mundial con datos entre 1981 y 2000 [138].
- SOLEMI (Solar Energy Minig). Base de datos de *Europa, África y Asia*, con datos a partir de 1991 [139].
- HelioClim. Base de datos de *Europa y África* con datos desde 1985 [140].
- ESRA (European Solar Radiation Atlas). Base de datos de *Europa* con datos de 1981 a 1990 [141].
- Satel-light. Base de datos de *Europa* con datos de 1996 a 2001 [142].
- G-RAD. Base de datos del *Departamento de Comercio de EEUU*, que recoge datos de radiación de diez observatorios repartidos por el mundo [143].
- SODA-IS (Solar Data Intelligent System). Base de datos mundial [144].
- AEMET (Agencia Española de Meteorología). Esta institución mantiene estaciones de medida en diversas localizaciones españolas con datos de *Irradiancia Global Horizontal*, entre otros parámetros, la a lo largo de diversos años [145].
- SIAR (Sistema de Información Agroclimática para el Regadío). Base de datos española del *Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino del Gobierno de España*. Recoge, entre otros parámetros, la *Irradiancia Global Horizontal* de multitud de estaciones meteorológicas por todo *España* [146]. Otras instituciones como gobiernos regionales también tienen sus propias bases de datos [147, 148].

8. ¿Eficiencia o *Producción de Energía*?

Hay muy pocos trabajos publicados de *Producción de Energía* con diferentes sistemas fotovoltaicos que estén cercanos unos de otros [31, 60, 61].

Los artículos de *Concentración Fotovoltaica* comúnmente enfatizan los logros en las eficiencias alcanzadas. Suelen reportar eficiencias de las células, de los paneles o de los sistemas de *Concentración* completos [91, 93, 96, 97, 103, 106, 111, 149]. En muy pocas ocasiones reportan datos de *Producción de Energía*, y los trabajos que sí la indican lo hacen de forma agregada o de formas que difícilmente pueden analizarse o compararse con otras tecnologías [80, 150].

Pero la eficiencia no está directamente relacionada con la *Producción de Energía*, ya que la forma habitual de invertir en fotovoltaica es considerando el precio por potencia instalada en €/kWp. El principal interés de los inversores en fotovoltaica es la *Producción de Energía* total del sistema fotovoltaico considerado por cada kWp de potencia instalada. Esto es así pues la remuneración de las instalaciones fotovoltaicas es mediante prima por energía producida, lo que comúnmente se conoce como *feed-in tariff*, para la mayor parte de los países en la actualidad. De este modo, el precio de la instalación por potencia instalada, la potencia total instalada, la prima de la energía producida, el coste del mantenimiento y el coste de la financiación, definen el beneficio de una inversión en fotovoltaica, y el precio de la energía generada [78].

El espacio ocupado por una instalación fotovoltaica es una porción muy pequeña del coste total de la instalación (menor de 1%-2% para instalaciones en suelo). Y los costes relacionados con el espacio ocupado son también pequeños comparativamente [151]. Por ello, el factor fundamental para los sistemas instalados en suelo es la diferencia de *Producción de Energía* por potencia instalada entre sistemas fijos, con seguidores de 1 o dos ejes, y de *Concentración*. Solamente las instalaciones montadas en techo, donde el espacio es limitado, la eficiencia determina la potencia total que se puede instalar. En este caso la eficiencia sí determinaría el total de la potencia a instalar.

Los sistemas con seguimiento a dos ejes de paneles planos ocupan alrededor de cuatro veces más de espacio que los sistemas fijos [35]. En el caso de sistemas de

Concentración, en el cual los paneles pueden tener cerca del doble de eficiencia, el área ocupada por ellos sería el doble que los sistemas fijos para igual potencia instalada. La gran mayoría de sistemas de *Concentración* están diseñados para instalarlos en suelo exclusivamente [14].

El *Índice de Relación de Comportamiento* R_p tampoco nos permite conocer la *Producción de Energía* o compararla entre diferentes instalaciones. Diferentes sistemas, fijos, con seguimiento, o de *Concentración*, presentan para el mismo *Índice de Relación de Comportamiento* R_p muy diferentes *Producciones de Energía*. Incluso dos sistemas del mismo tipo y con el mismo *Índice de Relación de Comportamiento* R_p tendrán diferentes *Producciones de Energía* en función de su ubicación.

Por lo tanto, desde el punto de vista del inversor y del desarrollo de la fotovoltaica, el principal interés será la *Producción de Energía*. La *Producción de Energía* depende muy principalmente del tipo de instalación y de su ubicación.

OBJETIVOS

Primera parte

Objetivo general:

Evaluar y comparar las *Producciones de Energía* mediante cuatro tipos de instalaciones solares: fijas, de un eje, de dos ejes, y de *Concentración Fotovoltaica*.

Objetivos específicos:

1. Estudiar las producciones reales de sistemas de placas planas y compararlas con las estimaciones teóricas.
2. Conocer los incrementos de *Producción de Energía* de instalaciones comerciales de placas planas con seguidores de uno y dos ejes, con respecto a sistemas fijos, y compararlos con los incrementos teóricos.
3. Estimar y comparar el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p de sistemas con placas planas.
4. Estudiar las producciones reales de sistemas de *Concentración* y compararlas con las estimaciones teóricas para zonas de alta y baja radiación.
5. Comparar la *Producción de Energía* con sistemas de *Concentración* y sistemas planos.
6. Estimar y comparar el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p de sistemas de *Concentración* y compararlos con sistemas de placas planas.

Segunda parte

Objetivo general:

Analizar y predecir la *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración Fotovoltaica*.

Objetivos específicos:

1. Analizar la *Producción de Energía* de sistemas de *Concentración* basados en células de *silicio* y en células multiunión.
2. Comparar la *Producción de Energía* en zonas de alta y baja radiación.
3. Ser capaz de estimar la *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración* para cualquier localización mediante datos disponibles.

MÉTODOS

Primera parte

1. Instalaciones estudiadas

Se evaluó la *Producción de Energía* obtenida en 2009 en 12 instalaciones fotovoltaicas en *Andalucía* y 7 en *Navarra*.

En *Andalucía* se evaluaron instalaciones fotovoltaicas localizadas en los municipios de *Puerto Real*, *Palma del Río*, *Cala*, *Herrera*, *Navalaencina*, *Villanueva de Mesía*, *Alcolea del Río*, *Soterraño*, *Villanueva de la Reina*, *Puebla de los Infantes*, *Utrera* y *Écija*. Las localizaciones se muestran en la Figura 11: Ubicaciones de las instalaciones estudiadas en *Andalucía*.

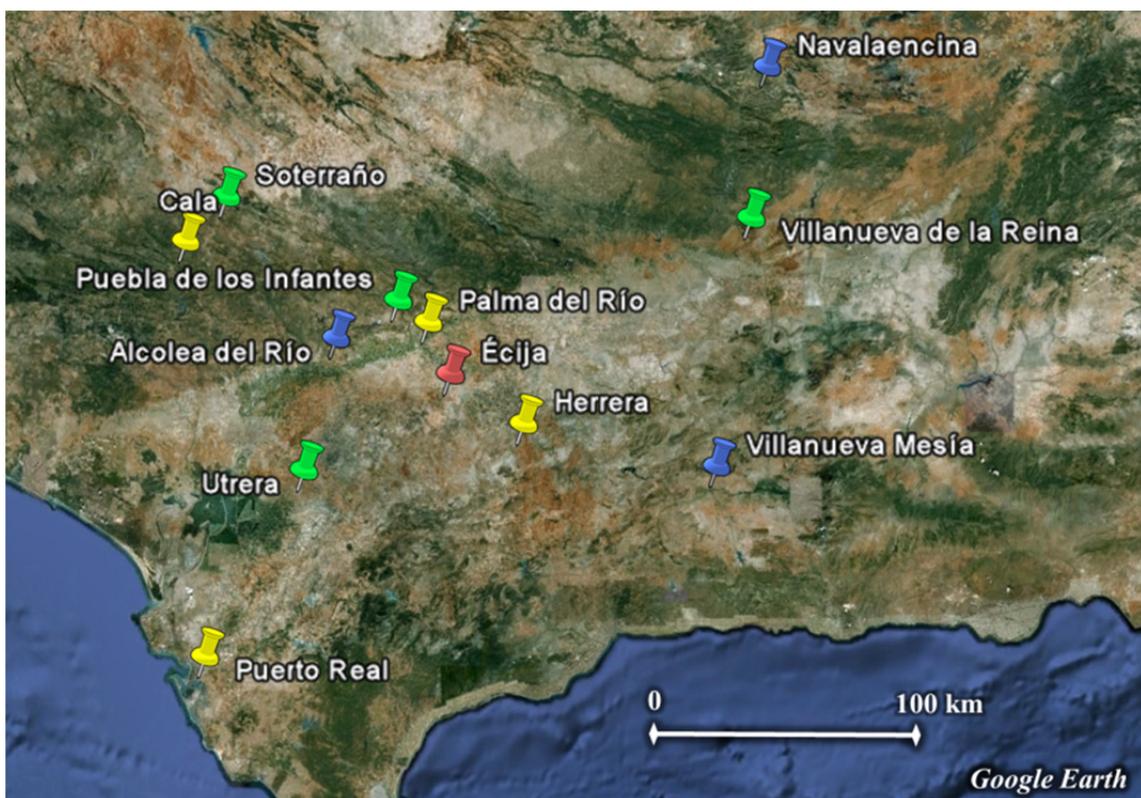


Figura 11: Ubicaciones de las instalaciones estudiadas en *Andalucía*.

Entre las instalaciones de *Andalucía* se encuentran cuatro instalaciones de paneles fijos, tres con seguidores de un eje, cuatro con seguidores de dos ejes y una instalación de *Concentración Fotovoltaica*. Las ubicaciones se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2: Localidades y potencia de las instalaciones estudiadas en *Andalucía*.

Sistema	Localidad	Potencia Pico
Fijo	Puerto Real	2,97 kWp
	Palma del Río	13,25 kWp
	Cala	100,00 kWp
	Herrera	136,60 kWp
1 eje	Navalaencina	5,69 kWp
	Villanueva de Mesía	5,78 kWp
	Alcolea del Río	100,98 kWp
2 ejes	Soterraño	10,64 kWp
	Villanueva de la Reina	93,60 kWp
	Puebla de los Infantes	102,40 kWp
	Utrera	113,40 kWp
CPV	Écija	1,5 MW

En *Navarra* se evaluaron instalaciones localizadas en los municipios de *Villafranca*, *Cascante*, *Tudela*, *Olite*, *Cáseda* y *Autol*. Las localizaciones se muestran en la Figura 12.

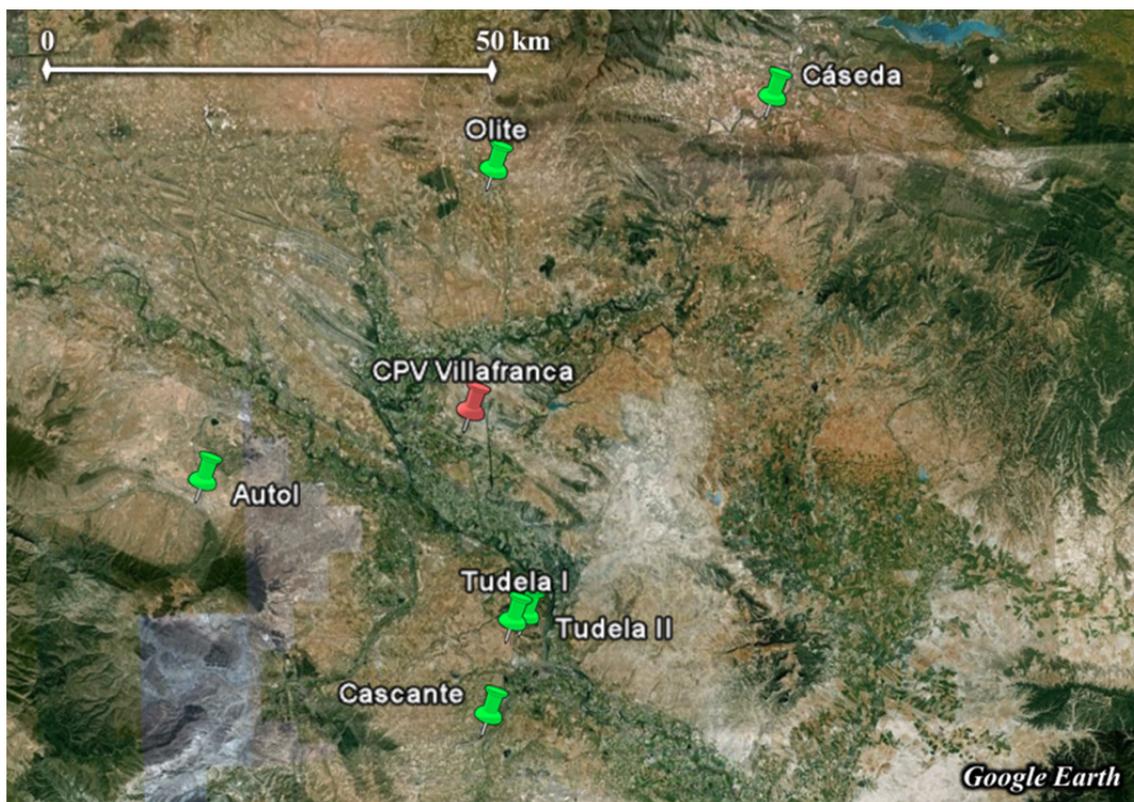


Figura 12: Ubicaciones de las instalaciones estudiadas en *Navarra*.

Entre las instalaciones de *Navarra* se encuentran seis instalaciones con seguidores de dos ejes y una instalación de *Concentración*. Las ubicaciones se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Localidades y potencia de las instalaciones estudiadas en *Navarra*.

Sistema	Localidad	Potencia Pico
2 ejes	Cascañte	7,301 kWp
	Tudela I	6,300 kWp
	Tudela II	34,000 kWp
	Olite	11,340 kWp
	Cáseda	5,940 kWp
	Autol	7,480 kWp
CPV	Villafranca	7,8 MW

Todas estas instalaciones utilizan células solares de *silicio* cristalino, bien en paneles planos o de *Concentración*.

2. Obtención de datos

A. Datos de Producciones de Energía

Los datos de *Producciones de Energía* real fueron obtenidos a través de tres diferentes fuentes:

Sonnenertrag

Se utilizaron datos del portal internet alemán *Sonnenertrag* [152], donde usuarios registrados publican las producciones mensuales de sus instalaciones, así como las características de las mismas.

Producciones compartidas online

Se utilizaron datos de instalaciones de un grupo de propietarios registrados que han publicado en una tabla en internet el listado de producciones mensuales mediante la aplicación *Google Docs* [153].

Directamente de propietarios

También se han utilizado producciones mensuales proporcionadas personalmente por los propietarios de las instalaciones.

B. Datos de radiación real de estaciones meteorológicas

Los datos de *Irradiancia Directa Normal* fueron estimados a partir de los datos de irradiación real de las estaciones meteorológicas más próximas, que fueron obtenidas de diferentes bases de datos:

Agencia Andaluza de la Energía

La *Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa* dependiente de la *Agencia Andaluza de la Energía* tiene una aplicación *online* donde registra los datos de *Irradiancia Global*

Horizontal (GHI) [148]. Los datos son obtenidos de 89 instalaciones meteorológicas instaladas por toda *Andalucía*. De esta aplicación se han obtenido los datos de radiación de las estaciones meteorológicas recogidas en la Tabla 4.

Tabla 4: Instalaciones fotovoltaicas, estaciones meteorológicas más cercanas y ratio de la *Irradiancia Global Horizontal* anual en ambas localidades dadas por PVGIS.

Instalación	Estación Meteorológica	Ratio
Puerto Real	Puerto de La Cruz	100,2%
Palma del Río	Palma del Río	100,0%
Cala	El Campillo	99,7%
Herrera	Santaella	98,6%
Navalaencina	Linares	101,1%
Villanueva de Mesía	Loja	101,2%
Alcolea del Río	Villanueva del Río	99,3%
Soterraño	El Campillo	97,9%
Villanueva de la Reina	La Higuera	101,0%
Puebla de los Infantes	Palma del Río	101,4%
Utrera	Los Morales	100,1%
Écija	Écija	100,0%

Gobierno de Navarra

El *Departamento de Desarrollo Rural e Innovación* del *Gobierno de Navarra* presenta en una aplicación *online* donde registra los datos de *Irradiancia Global Horizontal* (GHI) [147]. Los datos son obtenidos de 154 instalaciones meteorológicas instaladas por toda *Navarra*. De esta aplicación se han obtenido los datos de radiación de las estaciones meteorológicas recogidas en la Tabla 5.

Tabla 5: Localidades y potencia pico de las instalaciones estudiadas en *Navarra*, estaciones meteorológicas utilizadas y distancia aproximada entre ambas.

Instalación	Estación Meteorológica	Distancia aproximada
Cascante	Cascante	2 km
Tudela I	Tudela Valdetellas	2 km
Tudela II	Tudela Valdetellas	2 km
Olite	Olite	2 km
Cáseda	Aibar	7 km
Autol	Sartaguda	18 km
Villafranca	Barranco	7 km
	Yugo	11 km
	Cadreita	6 km
	Funes	10 km
	Traibuenas	12 km
	Plano	16 km

C. Datos de radiación estimados

Base de datos PVGIS

La estimación de la radiación se realizó mediante el *Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica* (PVGIS) [74]. PVGIS incorpora una base de datos de radiación y proporciona datos climatológicos de *Europa*. PVGIS permite calcular valores medios para largos periodos, y perfiles diarios de radiación en módulos fotovoltaicos [132].

PVGIS utiliza datos de radiación desde el año 1981 al 1990. Estos datos han sido usados para estimar y optimizar la energía producida mediante sistemas fotovoltaicos fijos o de seguimiento a uno o dos ejes [74, 133-136]. Las estimaciones proporcionadas por PVGIS han sido ampliamente utilizadas por promotores e inversores para comparar la energía producida mediante los diferentes sistemas de seguimiento. Por esto se utilizó en este estudio para obtener los datos de radiación debido a su amplia difusión.

De esta base de datos se extrajeron los siguientes datos:

- Datos mensuales de *Irradiancia Global Horizontal* para las ubicaciones de las estaciones meteorológicas cercanas a las instalaciones estudiadas. En total se han recogidos datos mensuales de radiación de 24 ubicaciones diferentes de estaciones meteorológicas. Las ubicaciones están recogidas en la Tabla 4 y la Tabla 5.
- Datos mensuales de *Irradiancia Global Horizontal* para las ubicaciones de las instalaciones estudiadas. En total se han recogidos datos mensuales de radiación de 19 ubicaciones diferentes de las instalaciones. Las ubicaciones están recogidas en la Tabla 2 y la Tabla 3.
- Datos mensuales de radiación en el plano de los paneles, en las localidades de ubicación de las instalaciones fotovoltaicas fijas y con seguidores. Los datos de radiación obtenidos son:
 - Para instalaciones fijas: se obtuvieron los datos de *Irradiancia Global* en el plano de montaje de las diferentes instalaciones. Se obtuvieron los datos de radiación de las 4 instalaciones fijas recogidas en la Tabla 2.
 - Para instalaciones con seguidores de un eje: el sistema PVGIS permite calcular la radiación incidente en dos tipos de seguidores de un eje, y obtener el ángulo óptimo de inclinación de los paneles para los seguidores de eje vertical, y el ángulo óptimo de inclinación del eje en los seguidores de eje inclinado en la dirección Norte-Sur. Se obtuvieron de PVGIS los datos de *Irradiancia Global* de tres instalaciones calculados para paneles instalados en seguidores de un eje vertical, con inclinación óptima para las tres instalaciones de un eje recogidas en la Tabla 2.

- Para instalaciones con seguidores de dos ejes: se obtuvieron los datos de *Irradiancia Global Normal* calculados para las 10 instalaciones de dos ejes recogidas en la Tabla 2 y la Tabla 3.
- Datos diarios de *Irradiancia Directa Normal* en las 2 localidades de ubicación de las instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* recogidas en la Tabla 2 y la Tabla 3.
- Datos diarios de *Irradiancia Difusa Normal* en las 2 localidades de ubicación de las instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* recogidas en la Tabla 2 y la Tabla 3.

Base de datos NASA

La base de datos meteorológicos *Surface Meteorology and Solar Energy* [154] fue desarrollada mediante el programa POWER (*Prediction of Worldwide Energy Resource Project*) patrocinado por NASA (*National Aeronautics and Space Administration*). NASA utiliza datos de radiación desde el año 1983 al año 2005. De esta plataforma se extrajeron los de radiación para la ubicación de la instalación de *Concentración de Villafranca* en Navarra.

3. Análisis de datos

En el análisis de los datos se realizaron comparaciones entre las *Producciones de Energía* en función de las siguientes categorías:

Tipo de instalación solar

- Fijas. En las instalaciones fijas los paneles se colocan en soportes orientados al Sur e inclinados respecto de la horizontal en un ángulo que maximice la *Producción de Energía* anual.
- Con seguidores de un eje. Los seguidores de un eje tienen un movimiento lineal a lo largo del día, que se mantiene igual para todos los días del año.
- Con seguidores de dos ejes. Los seguidores de dos ejes pueden orientarse de forma exacta al Sol a cualquier hora del día y todos los días del año.

- Instalaciones de *Concentración Fotovoltaica (CPV)*. Las instalaciones de *Concentración* tienen unos dispositivos ópticos que concentran la radiación del Sol en células más pequeñas. Están provistos de seguidores solares a dos ejes de gran precisión.

Localización de la instalación

- Norte de *España (Navarra)*. 7 instalaciones ubicadas en *Navarra* recogidas en la Tabla 3 han sido analizadas en este estudio.
- Sur de *España (Andalucía)*. Han sido analizadas en este estudio 12 instalaciones ubicadas en *Andalucía* y recogidas en la Tabla 2.

A. Cálculo de estimaciones de Producción de Energía

Se comparan los datos de producción reales con los de las estimaciones. Los modos de estimar las producciones han sido dos:

Estimación para un año medio

Esta estimación se ha realizado obteniendo la irradiación mensual de PVGIS y suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 75%. El procedimiento seguido es el siguiente:

1. Tomar los datos de radiación mensual para un año medio dados por PVGIS. La radiación considerada, GI_{PVGIS} , dependerá del tipo de instalación:
 - Para instalaciones fijas se consideraron los datos de *Irradiancia Global* en el plano de montaje de las diferentes instalaciones.
 - Para instalaciones con seguidores de un eje se consideraron los datos de *Irradiancia Global* calculados para paneles instalados en seguidores de un eje vertical, con inclinación óptima.
 - Para instalaciones con seguidores de dos ejes se consideraron los datos de *Irradiancia Global Normal*.

- Para instalaciones de *Concentración* se consideró la *Irradiancia Directa Normal* mensual. Para ello se sumaron por meses y se restaron los siguientes datos de *Irradiancia*:
 - Los datos diarios de *Irradiancia Directa Normal*
 - Los datos diarios de *Irradiancia Difusa Normal*
- 2. Evaluar la *Producción de Energía*, EP , según la expresión (1) aplicando un *Índice de Relación de Comportamiento* (R_P) mensual del 75%.

$$EP = GI_{PVGIS} \cdot \frac{\eta}{A} \cdot R_P = GI_{PVGIS} \cdot 1 \cdot R_P \quad (1)$$

Estimación para el año 2009

Esta estimación se ha realizado estimando la radiación en 2009. El procedimiento seguido es el siguiente:

1. Obtención de los datos de los 4 tipos de irradiación mensual dados por PVGIS según se indica en el apartado anterior para las ubicaciones de los 4 diferentes tipos de instalaciones: GI_{PVGIS} .
2. Obtención de los datos de *Irradiancia Global Horizontal* mensual provenientes de las estaciones meteorológicas cercanas a las instalaciones: GHI_{09} .
3. Obtención de los datos de *Irradiancia Global Horizontal* mensual dados por PVGIS para las ubicaciones de las estaciones meteorológicas cercanas a las instalaciones: GHI_{PVGIS} .
4. Cálculo del incremento/decremento de la *Irradiancia Global Horizontal* del año 2009 respecto de la de un año medio dado por PVGIS, según la expresión (2):

$$\Delta ws_{09} = \frac{GHI_{09}}{GHI_{PVGIS}} \quad (2)$$

5. Cálculo de los 4 tipos de irradiación mensual en 2009 para los 4 diferentes tipos de instalaciones. Para ello se aplica el incremento de radiación de 2009, Δws_{09} , a los datos de radiación dados por PVGIS, Δws_{09} , según la expresión (3):

$$GI_{09} = GI_{PVGIS} \cdot \Delta WS_{09} \quad (3)$$

6. Evaluar la *Producción de Energía*, *EP*, según la expresión (4) aplicando un *Índice de Relación de Comportamiento* (R_P) mensual del 75%.

$$EP = GI_{09} \cdot \frac{\eta}{A} \cdot R_P = GI_{PVGIS} \cdot 1 \cdot R_P \quad (4)$$

El procedimiento seguido se presenta esquematizado en la Figura 13.

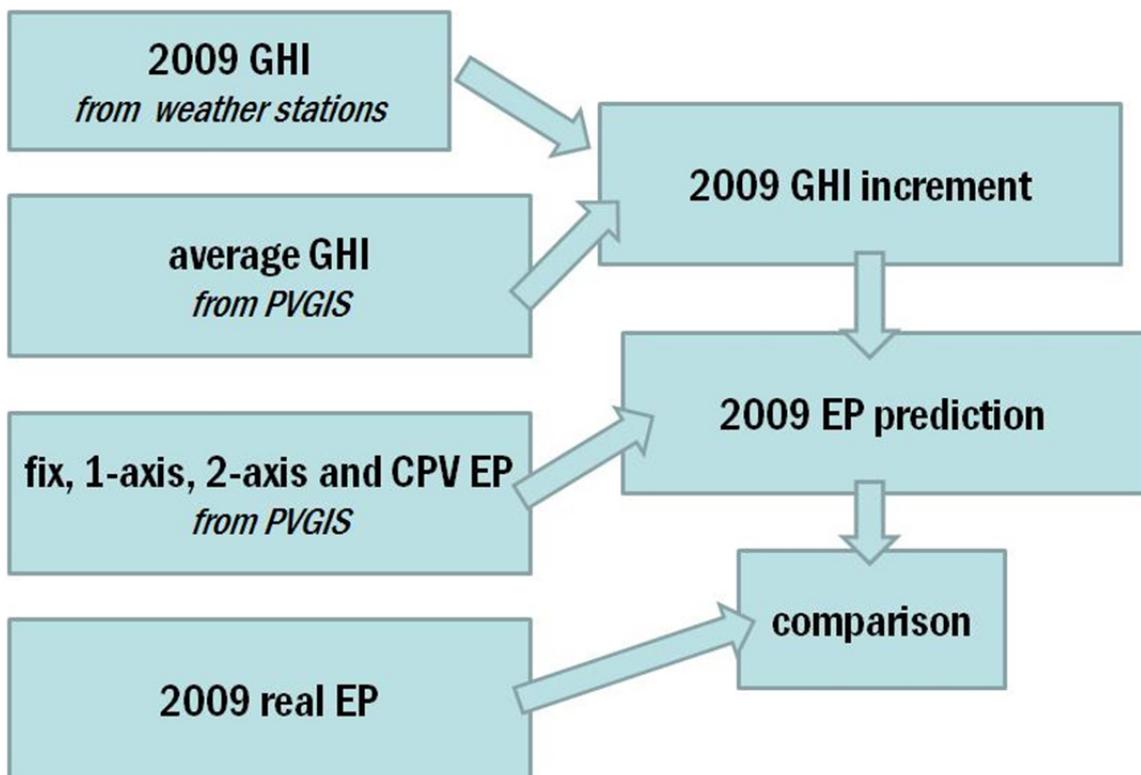


Figura 13: Procedimiento de la estimación de la *Producción de Energía* para 2009.

B. Comparación de Producción de Energía

Se comparan los diferentes sistemas fotovoltaicos en dos zonas diferenciadas y opuestas en cuanto a radiación:

- La zona Sur, *Andalucía*. Las producciones reales mediante los 4 tipos diferentes de sistemas fotovoltaicos: fijos, un eje, dos ejes y de *Concentración*
- La zona Norte, *Navarra*. Las producciones reales mediante sistemas de dos ejes y sistemas de *Concentración*

Los datos anteriores se comparan mediante tres diferentes formas:

1. Directamente sin ningún tipo de corrección. Se realiza un media de las producciones específicas, producciones por *Watio pico* (W_p) instalado, de cada tipo de instalación y se evalúa un ratio con respecto a las instalaciones fijas. De este modo de obtiene el incremento de *Producción de Energía*, en porcentaje, que las instalaciones con seguidores y de *Concentración* tienen con respecto a las de paneles fijos.
2. Aplicando las correcciones debidas a las diferentes radiaciones dadas por el PVGIS para las diferentes ubicaciones de las instalaciones. Para ello se calcula un coeficiente a aplicar a las medias de las producciones de cada tipo de instalaciones tomando como referencia la media de las radiaciones en las ubicaciones de las instalaciones fijas. Los tres coeficientes a aplicar a las instalaciones con seguidor y de *Concentración* para compararlas con las instalaciones fijas se obtienen mediante la expresión:

$$cf_{PVGIS} = \frac{\frac{\sum_t GHI_{track/PVGIS}}{t}}{\frac{\sum_f GHI_{fix/PVGIS}}{f}} \quad (5)$$

3. Aplicando correcciones debidas a los diferentes valores de la *Irradiancia Global Horizontal* medidas en las estaciones meteorológicas cercanas a las instalaciones. Para ello se calcula un coeficiente a aplicar a las medias de las producciones de cada tipo de instalaciones tomando como referencia la media de las radiaciones en las ubicaciones de las instalaciones fijas. Los tres coeficientes a aplicar a las instalaciones con seguidor y de *Concentración* para compararlas con las instalaciones fijas se obtienen mediante la expresión:

$$cf_{WS} = \frac{\frac{\sum_t GHI_{track/WS}}{t}}{\frac{\sum_f GHI_{fix/WS}}{f}} \quad (6)$$

C. Cálculo del Índice de Relación de Comportamiento R_P estimado

El *Índice de Relación de Comportamiento* R_P , indica el efecto global de las pérdidas sobre la potencia de la instalación fotovoltaica debidas a la temperatura, a una incompleta utilización de la irradiación y a los fallos o ineficiencias de los componentes del sistema. Para calcular el *Índice de Relación de Comportamiento* R_P estimado:

1. Se estima la irradiación en el plano de los paneles según se indica en los 5 primeros pasos del apartado anterior *Estimación para el año 2009* para cada tipo de instalación.
2. Cálculo del *Índice de Relación de Comportamiento* R_P estimado según se indica en IEC 61724 [155]:

$$R_P = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_U \cdot G_{I,ref}}{P_0 \cdot H_I} \quad (7)$$

Donde:

- Y_f es la *Producción de Energía* generada total por un 1 kW de potencia FV instalada. $Y_f = E_U / P_0$ tiene unidades de h/d (horas por día), y representa el número de horas por día que el sistema necesitaría operar al la potencia nominal P_0 para generar la misma energía diaria que la que se entregó a la red.
- Y_r es la *Producción de Energía* de referencia. Es la irradiación total diaria en el plano del panel normalizada con la irradiación de referencia $G_{I,ref}$. $Y_r = H_I / G_{I,ref}$ tiene unidades de h/d (horas por día), y representa el número de horas por días que la radiación solar necesitaría estar al nivel de referencia de irradiación para contribuir con la misma energía incidente que la que se registró. Para paneles planos las *Condiciones Estándar de Test* (STC $G_{I,ref} = 1,000 \text{ W/m}^2$). Los paneles de *Concentración* están testados a $G_{I,ref} = 850 \text{ W/m}^2$. H_I es el número de horas por día que la instalación debería haber estado a una irradiación constante de 1 kW/m^2 .

Segunda parte

1. Instalaciones estudiadas

Se evaluó la *Producción de Energía* en 2009 de cuatro instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* (CPV) en *España*, dos de las cuáles, *Villafranca* (*Navarra*) y *Écija* (*Sevilla*), utilizan un sistema de células solares de *silicio* (*Amonix-Guascor Fotón*), y las otras dos, *Puerto Llano* (*Ciudad Real*) y *Sanlúcar la Mayor* (*Sevilla*), utilizan un sistema de células solares de *multiunión III-V* (*Concentrix*).



Figura 14: Ubicación de las instalaciones de *Concentración* analizadas en este estudio.

2. Obtención de datos

A. Datos de Producciones de Energía

Los datos de *Producción de Energía* real fueron obtenidos a través de tres diferentes fuentes:

Producciones compartidas *online*

Se utilizaron datos de instalaciones de grupo de propietarios registrados que han puesto en común en una tabla en internet el listado de producciones mensuales mediante la aplicación *Google Docs* [153].

Directamente de propietarios

También se han utilizado producciones mensuales proporcionadas personalmente por los propietarios de las instalaciones.

Publicaciones previas

En previas publicaciones se presenta la *Producción de Energía* de instalaciones, que son utilizadas para analizarlas [116, 117, 156].

B. Datos de radiación real de estaciones meteorológicas

Los datos de *Irradiancia Directa Normal* fueron estimados a partir de los datos de irradiación real de las estaciones meteorológicas más próximas, que fueron obtenidas de diferentes bases de datos:

Agencia Andaluza de la Energía

La *Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa* dependiente de la *Agencia Andaluza de la Energía* registra *online* los datos de *Irradiancia Global Horizontal* (GHI) [148]. De esta aplicación se han obtenido los datos de radiación de las estaciones meteorológicas de *Écija* y de *Sanlúcar la Mayor*.

Gobierno de Navarra

El *Departamento de Desarrollo Rural e Innovación* del *Gobierno de Navarra* registra online los datos de *Irradiancia Global Horizontal* (GHI) [147]. De esta aplicación se han obtenido los datos de radiación de las estaciones meteorológicas de *Barranco, Yugo, Cadreita, Funes, Traibuenas y Plano*.

Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino

El *Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación*, promueve desde el año 1998 la instalación, explotación y mantenimiento del *Sistema de Información Agroclimática para el Regadío* (SIAR) [157] que consiste en la creación de una infraestructura que captura, registra y transmite los datos necesarios para el cálculo de la demanda hídrica de las zonas bajo riego. Entre los parámetros que se obtienen está la *Irradiancia Global Horizontal*. Los datos obtenidos por SIAR provienen de 361 estaciones meteorológicas distribuidas por toda *España*. De SIAR se han utilizado los datos de radiación de la estación ubicada en la localidad de *Ciudad Real*.

C. Datos de radiación estimados

Base de datos PVGIS

La estimación de la radiación se realizó mediante el *Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica* (PVGIS) [74]. Más detalles ya se han presentado en otro apartado de la primera parte del método.

De esta base de datos se extrajeron los siguientes datos:

- Datos mensuales de *Irradiancia Global Horizontal* para las ubicaciones de las estaciones meteorológicas cercanas a las instalaciones estudiadas. En total se han recogidos datos mensuales de radiación de 9 diferentes ubicaciones de estaciones meteorológicas.
- Datos mensuales de *Irradiancia Global Horizontal* para las ubicaciones de las instalaciones estudiadas. En total se han recogidos datos mensuales de radiación de 4 diferentes ubicaciones de instalaciones.

- Datos diarios de *Irradiancia Directa Normal* en las 4 localidades de ubicación de las instalaciones de *Concentración Fotovoltaica*.
- Datos diarios de *Irradiancia Difusa Normal* en las 4 localidades de ubicación de las instalaciones de *Concentración Fotovoltaica*.

Base de datos de NASA

De la base de datos de NASA [154] se extrajeron los de radiación para la ubicación de la instalación de *Concentración de Villafranca* en *Navarra*. Más detalles ya se han presentado la primera parte del método.

3. Análisis de datos

Se comparan los datos de producción reales con los de las estimaciones. Los modos de estimar las producciones han sido dos. Más detalles ya se han presentado en otro apartado de la primera parte del método.

A. Estimación para un año medio

Esta estimación se ha realizado obteniendo la irradiación mensual de PVGIS y suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 75%. El procedimiento seguido es el siguiente:

1. Se calculan los datos de *Irradiancia Directa Normal* mensual para un año medio dados por PVGIS. Para ello se sumaron por meses y se restaron los siguientes datos de *Irradiancia*:
 - Los datos diarios de *Irradiancia Directa Normal*
 - Los datos diarios de *Irradiancia Difusa Normal*
2. Evaluar la *Producción de Energía* según la expresión (1) aplicando un *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) mensual del 75%.

B. Estimación para el año 2009

Esta estimación se ha realizado estimando la radiación directa normal en 2009. El procedimiento seguido, esquematizado en la Figura 13, es el siguiente:

1. Obtención de los datos de la *Irradiancia Directa Normal* mensual dadas por PVGIS según se indica en el apartado anterior para las 4 ubicaciones de las instalaciones.
2. Obtención de los datos de *Irradiancia Global Horizontal* mensuales provenientes de las estaciones meteorológicas cercanas a las instalaciones.
3. Obtención de los datos de *Irradiancia Global Horizontal* mensuales dados por PVGIS para las ubicaciones de las estaciones meteorológicas cercanas a las instalaciones.
4. Cálculo del incremento/decremento de la *Irradiancia Global Horizontal* del año 2009 respecto de la de un año medio dado por PVGIS, según la expresión (2).
5. Cálculo de la estimación de la de *Irradiancia Directa Normal* mensual en 2009 para las 4 ubicaciones de las instalaciones aplicando la expresión (3).
6. Evaluar la *Producción de Energía* según la expresión (4) aplicando un *Índice de Relación de Comportamiento* (R_P) mensual del 75%.

C. Cálculo del Índice de Relación de Comportamiento R_P estimado

El *Índice de Relación de Comportamiento*, R_P , indica el efecto global de las pérdidas sobre la potencia de la instalación fotovoltaica. Para calcular el *Índice de Relación de Comportamiento R_P estimado*:

- A. Se estima la irradiación en el plano de los paneles según se indica en los 5 primeros pasos del apartado anterior “*Estimación para el año 2009*” para cada tipo de instalación.
- B. Cálculo del R_P estimado según la ecuación (7).

D. Generación del modelo

Generación de un modelo de *Índice de Relación de Comportamiento* R_P variable para cada tipo de sistema de *Concentración*. Para ello se realiza la correlación de tres variables para estudiar el comportamiento y proponer un modelo. Para cada uno de los dos sistemas, con dos instalaciones analizadas cada uno, se realizan los tres siguientes análisis:

- Correlación del *Índice de Relación de Comportamiento* R_P mensual estimado respecto de la *Irradiancia Directa Normal* DNI estimada.
- Correlación del *Índice de Relación de Comportamiento* R_P mensual estimado respecto de la *Producción de Energía* real.
- Correlación de la *Producción de Energía* mensual real respecto de la *Irradiancia Directa Normal* DNI estimada.

E. Aplicación del modelo a datos 2009

Se ha propuesto un modelo lineal correspondiente al tercer punto del apartado anterior, que correlaciona la *Producción de Energía* mensual real respecto de la *Irradiancia Directa Normal* (DNI) estimada. Se ha obtenido la expresión de la línea de correlación para cada tipo de sistema de *Concentración*. Para verificar la precisión del modelo propuesto:

- Se ha calculado la *Producción de Energía* mediante el modelo lineal a partir de la *Irradiancia Directa Normal* estimada.
- Se ha evaluado la diferencia anual y mensual entre la *Producción de Energía* estimada mediante el modelo, y la real.

RESULTADOS

Primera parte

Los resultados de *Producción de Energía* han sido analizados según el tipo de sistema fotovoltaico: sistemas fijos, con seguidores solares de un eje, con seguidores de dos ejes, y sistemas de *Concentración*. Se ha dividido las instalaciones en zonas en las que están situadas que reciben elevada irradiación (*Andalucía*), y las que están situadas en zonas con baja irradiación (*Navarra*).

A. Producción de Energía en zonas de alta irradiación: Andalucía

A continuación se presentan cuatro apartados relativos a las instalaciones ubicadas en *Andalucía*. En el primer apartado se ha obtenido el ratio de radiación entre las ubicaciones de las instalaciones y las estaciones meteorológicas. En el segundo apartado se ha realizado una estimación de la *Producción de Energía* mediante los cuatro tipos de instalaciones. En el tercer apartado se ha comparado la *Producción de Energía* real entre los diversos sistemas. Finalmente se ha realizado el cálculo y comparaciones del *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p).

Los tipos de las instalaciones y su ubicación de muestran en la se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6: Tipo y ubicación de las instalaciones estudiadas en *Andalucía*.

Tipo	Localidad
Fijo	Puerto Real
	Palma del Río
	Cala
	Herrera
1 eje	Navalaencina
	Villanueva de Mesía
	Alcolea del Río
2 ejes	Soterraño
	Villanueva de la Reina
	Puebla de los Infantes
	Utrera
CPV	Écija

1. Ratio de irradiación entre las instalaciones y las estaciones meteorológicas

Para la comparación de la *Producción de Energía* y del *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) entre los cuatro tipo de instalaciones solares evaluadas en el Sur de *España* en 2009 es preciso estimar los datos de irradiación real sobre los paneles solares de las instalaciones. Dado que estos datos no son habitualmente medidos o no están disponibles por las instalaciones se utilizan datos de *Irradiancia Global Horizontal* (GHI *Global Horizontal Irradiance*) medidos en 2009 por las estaciones meteorológicas más cercanas.

La comparación de irradiaciones se realiza para comprobar que las diferencias de radiación entre las ubicaciones de las instalaciones y las ubicaciones de las estaciones meteorológicas son parecidas. De este modo los datos de irradiación de las estaciones meteorológicas son válidos para las ubicaciones de las instalaciones. Los datos utilizados para realizar estas comparaciones de radiaciones provienen del PVGIS.

La Tabla 7 muestra la localización de cada instalación, la localización de la estación meteorológica más próxima, y el ratio de *Irradiancia Global Horizontal* GHI entre la instalación correspondiente a la estación meteorológica más cercana (cuantificada como proporción).

Se han elegido distintas variables de irradiación en función del tipo de instalación:

- La irradiancia en el plano de instalación del panel para las instalaciones fijas.
- La irradiancia en el plano de posicionamiento de los paneles para las instalaciones de un eje vertical cuando el ángulo de inclinación de la colocación del panel es óptima.
- La *Irradiancia Normal Global* GNI (*Global Normal Irradiance*) para las instalaciones con seguidores de dos ejes.
- La *Irradiancia Directa Normal* (DNI *Direct Normal Irradiance*) para las instalaciones de *Concentración*.

Tabla 7: Localización de las instalaciones fotovoltaicas evaluadas y de las estaciones meteorológicas más próximas, y el porcentaje de irradiación GHI entre ambas.

Instalación	Estación meteorológica próxima	Porcentaje de irradiación
Puerto Real	Puerto de La Cruz	100,2%
Palma del Río	Palma del Río	100,0%
Cala	El Campillo	99,7%
Herrera	Santaella	98,6%
Navalaencina	Linares	101,1%
Villanueva de Mesía	Loja	101,2%
Alcolea del Río	Villanueva del Río	99,3%
Soterraño	El Campillo	97,9%
Villanueva de la Reina	La Higuera	101,0%
Puebla de los Infantes	Palma del Río	101,4%
Utrera	Los Morales	100,1%
Écija	Écija	100,0%

Como se aprecia en la Tabla 7, la proporción de irradiación entre las ubicaciones de la instalación y la estación meteorológica, es cercana al 100% para todas las instalaciones.

2. Estimación de Producción de Energía

La Figura 15 y la Tabla 8 muestran la estimación de la *Producción de Energía* de los cuatro tipos de instalaciones para la ubicación de *Écija (Sevilla)*. Estas estimaciones están basadas en datos de irradiación del PVGIS y suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) constante del 75%. Esta constante asume unas pérdidas del 25% debido a factores tales como el efecto de la temperatura, pérdidas de los inversores,

diferencias entre la potencia de los paneles, suciedad de los paneles, pérdidas por degradación del sistema, etc.

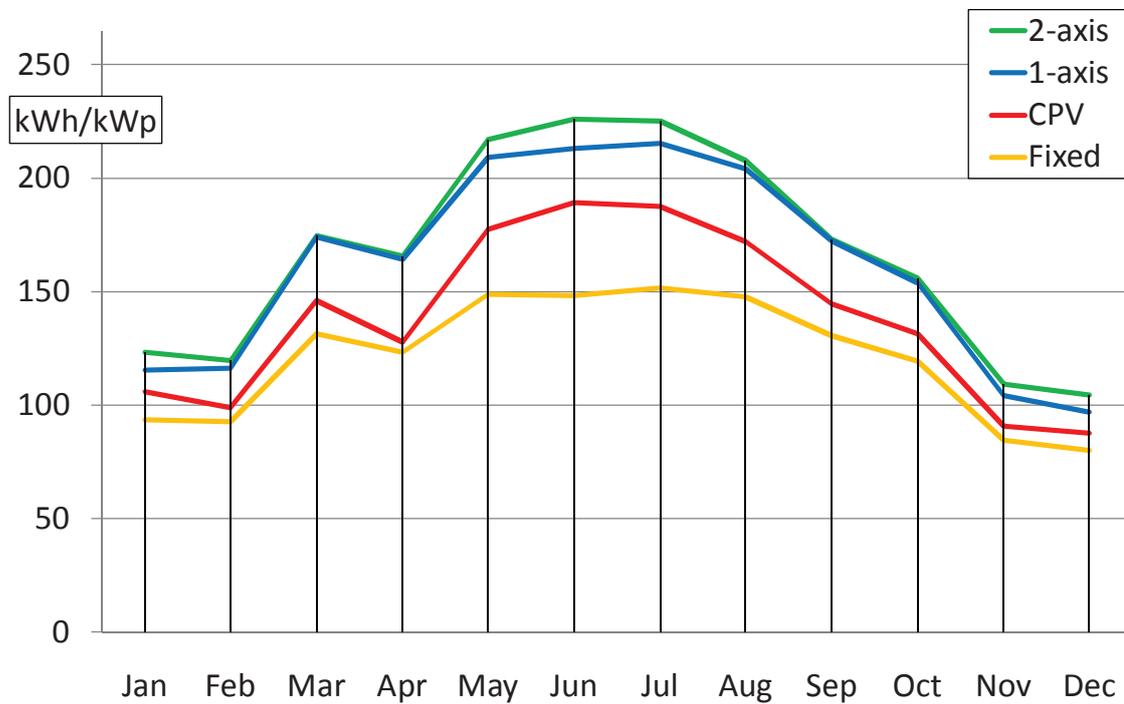


Figura 15: Estimación de *Producción de Energía* mediante sistemas fijos, de un eje, de dos ejes, y sistemas de *Concentración* en *Écija, Sevilla*.

Como se muestra en la Figura 15, la estimación de *Producción de Energía* es mayor para seguidores de dos ejes, seguido por seguidores de un eje, de sistemas de *Concentración* y de sistemas fijos.

Tabla 8: Comparación de las estimaciones de *Producción de Energía* anual de cuatro configuraciones diferentes para la ubicación de *Écija*.

Sistema	<i>Producción de Energía</i>	Ratio	Ratio
Fijo	1452 kWh/kWp	100,0%	87,5%
Concentración	1659 kWh/kWp	114,3%	100,0%
1 eje ¹	1939 kWh/kWp	133,5%	116,8%
2 ejes	2001 kWh/kWp	137,9%	120,6%

La Tabla 8 presenta la comparación de las estimaciones de *Producción de Energía* anual en cuatro configuraciones diferentes para la ubicación de *Écija*. La primera columna muestra los ratios de *Producción de Energía* tomando como referencia el sistema fijo, y en la segunda columna tomando como referencia el sistema de *Concentración*.

Como se desprende de los resultados de la Tabla 8, el incremento en la *Producción de Energía* con respecto los sistemas fijos es del 14,3% para las instalaciones de *Concentración*, 33,5% para las instalaciones de un eje, y 37,9% para las instalaciones fijas. Por motivos de simplicidad, dado que la estimación de la energía producida es muy similar para seguidores de un eje inclinado con orientación Norte-Sur, y para seguidores de un eje vertical, se han tomado los datos estimados para el tipo de seguidores de un eje vertical.

3. Producción de Energía real en 2009

En la primera parte de esta sección se realiza una comparación de la *Producción de Energía* real en 2009 entre los tres tipos de instalaciones de paneles planos: fijas, con seguidores de un eje y con seguidores de dos ejes. En la segunda parte se comparan los

¹ Estimación de datos para los sistemas de un eje, con el eje en posición vertical.

cuatro diferentes tipos de instalaciones desde enero a julio de 2009 (los datos de los sistemas de *Concentración* solo estaban disponibles durante estos meses).

a) Producción de Energía en 2009 en instalaciones fijas, y con seguidores de uno y dos ejes

En la Figura16 se presenta la *Producción de Energía* mensual real en las 12 instalaciones de *Andalucía* en el año 2009. Las líneas amarillas, azules y verdes representan los datos de *Producción de Energía* de las instalaciones sistemas fijas, con seguidores de un eje y con seguidores de dos ejes, respectivamente. La línea roja indica la *Producción de Energía* en la instalación de *Concentración* de enero a julio del 2009.

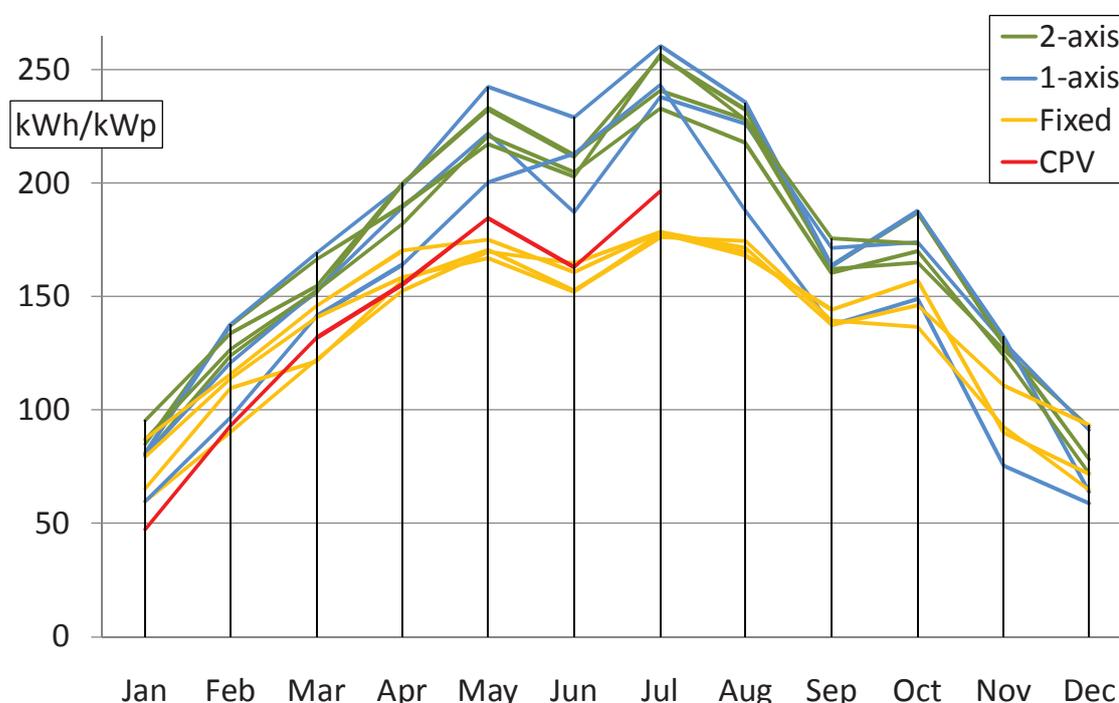


Figura16: *Producción de Energía* real mensual en 2009 de las instalaciones sistemas fijas, de un eje, de dos ejes y de *Concentración*.

Como se observa en la Figura16, las instalaciones con seguidores solares presentaron una mayor *Producción de Energía*, y las fijas fueron las que menor producción obtuvieron en 2009.

La Tabla 9 muestra la media y la *Desviación Estándar Muestral* en la *Producción de Energía* en el año 2009 según el tipo de instalación. La *Desviación Estándar Muestral* es dada kWh/kWp y en porcentaje sobre la media de la muestra.

Tabla 9: *Producción de Energía* media en 2009 y *Desviación Estándar Muestral* para las instalaciones de paneles planos.

	Fijas	1 eje	2 ejes
Media (kWh/kWp)	1610,2	1936,5	2019,7
<i>Desv. Est. Muestral</i> (kWh/kWp)	61,0	191,7	46,6
<i>Desv. Est. Muestral</i> (%)	3,8%	9,9%	2,3%

Como se desprende de la Tabla 9, las cuatro instalaciones fijas y cuatro de dos ejes tuvieron en 2009 *Producciones de Energía* muy similares, tal como indica el pequeño valor (3,8% y 2,3% respectivamente) de la *Desviación Estándar Muestral* de la media. Además, esas pequeñas diferencias en las producciones pueden ser atribuidas parcialmente a la diferencia de irradiación entre las diferentes ubicaciones de las instalaciones.

En la Tabla 10 se presenta la *Media* anual y *Desviación Estándar Muestral* de la GHI obtenida en las instalaciones planas a partir del PVGIS y de las estaciones meteorológicas. Para calcular la diferencia de la irradiación, se determina la media de la *Irradiancia Global Horizontal* (GHI *Global Horizontal Irradiance*) para las instalaciones de la misma configuración mostradas en la Tabla 6. Estos datos provienen de la estación meteorológica más cercana y de la PVGIS. Utilizamos estas medias para corregir la *Producción de Energía* (como se detalla en el método), y para comparar las diferentes configuraciones.

Como se muestra en la Tabla 10, las diferencias en la desviación de la irradiación entre los tres sistemas es del 1,0% para las instalaciones fijas y de un 1,8% para las instalaciones de dos ejes respectivamente.

Tabla 10: Media anual y *Desviación Estándar Muestral* de la GHI obtenida en las instalaciones planas a partir del PVGIS y de las estaciones meteorológicas.

		Fijas	1 eje	2 ejes
PVGIS GHI	<i>Media</i> (kWh/ m ²)	1725	1699	1713
	<i>Desv. Est. Muestral</i> (kWh/ m ²)	27,7	3,5	33,4
	<i>Desv. Est. Muestral</i> (%)	1,6%	0,2%	2,0%
2009 GHI	<i>Media</i> (kWh/ m ²)	1807	1777	1810
	<i>Desv. Est. Muestral</i> (kWh/ m ²)	18,0	30,7	33,3
	<i>Desv. Est. Muestral</i> (%)	1,0%	1,7%	1,8%

La Tabla 11 muestra la proporción de la *Producción de Energía* mediante instalaciones con seguidores de dos ejes y las instalaciones de paneles fijos. La primera fila ha sido estimada a partir de la radiación media dada por PVGIS para las ubicaciones de las instalaciones. La segunda fila muestra la proporción real de *Producción de Energía* en 2009, a partir de la media reflejada en la Tabla 9.

La tercera fila utiliza la media de los datos de *Irradiancia Global Horizontal* para las ubicaciones de un mismo tipo de instalaciones obtenidas de PVGIS. Con estas medias, y según se refiere en el apartado de método, se corrigen las proporciones de *Producción de Energía* reales obtenidas en 2009. Estas correcciones tienen en cuenta la diferencia de radiación entre las ubicaciones de las diferentes instalaciones.

Por ejemplo, comparando directamente las instalaciones de un eje con las fijas, el porcentaje de *Producción de Energía* es de 120,3%. Multiplicando este ratio por el factor de corrección 1725/1699, que son las proporciones de medias de GHI obtenidas de PVGIS, tenemos un nuevo porcentaje de producciones corregido de 122,1%. Con esta corrección tratamos de excluir de la comparación, la influencia de la diferencia de irradiación en las ubicaciones de las diferentes instalaciones, y tener solamente en cuenta las características del funcionamiento de los diferentes tipos de instalaciones.

La cuarta fila utiliza la media de los datos de *Irradiancia Global Horizontal* para las ubicaciones de un mismo tipo de instalaciones obtenidas de las estaciones

meteorológicas de la Tabla 7. Con ello se calculan y aplican los coeficientes de corrección para poder comparar instalaciones que tienen ubicaciones diferentes. En el apartado de método se detalla el cálculo de los factores de corrección.

Tabla 11: Porcentajes de las *Producciones de Energía* estimadas, reales, reales corregidas a partir del PVGIS, y reales corregidas a partir las estaciones meteorológicas, en los tres sistemas de placas planas.

	Fijas	1 eje	2 ejes
Proporción de estimaciones basadas en PVGIS	100,0%	132,1%	138,7%
Proporción real en 2009	100,0%	120,3%	125,4%
Ratio real en 2009 corregida mediante PVGIS	100,0%	122,1%	126,3%
Ratio real en 2009 corregida con estaciones met.	100,0%	122,3%	125,2%

Si se observa la Tabla 11, se comprueba que el incremento real en la *Producción de Energía* mediante los dos sistemas con seguimiento solar con respecto a los sistemas fijos es menor que la teórica estimada mediante el sistema PVGIS. En concreto, si se compara la primera y la última fila se encuentra que:

- El incremento de *Producción de Energía* mediante sistemas con seguidores solares de un eje con respecto a sistemas fijos fue en 2009 solamente del 69,5% respecto al teórico esperado dado por PVGIS.
- El incremento de *Producción de Energía* mediante sistemas con seguidores solares de dos ejes con respecto a sistemas fijos fue en 2009 solamente del 65,1% respecto al teórico esperado dado por PVGIS.

De este apartado se puede concluir el siguiente resultado:

- *El incremento de Producción de Energía en 2009 en Andalucía mediante instalaciones con seguidores de un eje respecto de instalaciones fijas fue un 69,5% del teórico esperado, y con seguidores de dos ejes un 65,1% del teórico esperado.*

b) Producción de Energía de enero a julio de 2009 en instalaciones fijas, con seguidores de uno y dos ejes, y de Concentración

En la Tabla 12 se presenta la media de *Producción de Energía* mensual y la *Desviación Estándar Muestral* de enero a julio del 2009 en la instalación de *Concentración de Écija*. En la Figura16 también se presentan estos resultados.

Tabla 12: *Producción de Energía* media mensual y *Desviación Estándar Muestral* de enero a julio del 2009 en la instalación de *Concentración de Écija*.

	<i>Media kWh/kWp</i>	<i>Desv. Est. M. kWh/kWp</i>	<i>Desv. Est. M. %</i>
Enero	54,4	5,5	10,2%
Febrero	107,1	6,1	5,9%
Marzo	151,6	5,9	4,2%
Abril	178,8	5,4	3,0%
Mayo	212,2	5,6	2,6%
Junio	187,5	6,5	3,5%
Julio	225,7	13,2	5,8%
TOTAL	1103,6	48,1	4,4%

Como se comprueba en la Tabla 12, aunque los datos obtenidos para instalaciones de *Concentración* son solo de enero a julio, este periodo comprende desde los meses de menos irradiación a los meses de más irradiación.

En la Tabla 13 se presentan los datos de *Irradiancia Global Horizontal* (GHI) para un año medio obtenidos del PVGIS y los reales de 2009 obtenidos de las estaciones meteorológicas para las ubicaciones de las instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de *Concentración*, durante los meses de enero a julio del 2009. El objetivo de cuantificar estos datos es comparar la *Producción de Energía* en los cuatro sistemas con un factor de corrección que considere la diferencia de irradiaciones para las diferentes ubicaciones. Para ello se cuantifica la media del GHI (Tabla 13), que está basada tanto en el PVGIS como en los datos de las estaciones meteorológicas (similar a la Tabla 10).

Dado que sólo tenemos datos de la instalación de *Concentración* de enero a julio, se han realizado las comparaciones entre los cuatro sistemas sólo para estos meses dados.

Tabla 13: *Irradiancia Global Horizontal* (GHI) real y estimada del PVGIS para instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de *Concentración*, durante los meses de enero a julio del 2009.

	Fijas	CPV	1 eje	2 ejes
PVGIS GHI (kWh/m ²)	1113	1099	1102	1109
	100,0%	98,8%	99,0%	99,7%
2009 GHI (kWh/m ²)	1171	1204	1155	1175
	100,0%	102,8%	98,6%	100,4%

En la Tabla 14 se compara la *Producción de Energía* mediante los cuatro tipos de instalaciones de enero a julio de 2009, y se realizan correcciones en función de las diferencias de irradiación en las ubicaciones de las instalaciones. También se incluyen los valores absolutos de *Producción de Energía*. Los datos son similares a los de la Tabla 11.

En los resultados de la Tabla 14 se comprueba que la ganancia real en la *Producción de Energía* en los sistemas de seguimiento con respecto a los sistemas fijos es menor que el estimado a partir de los datos del PVGIS. La ganancia media en los seis meses es similar a la ganancia media en el año completo (ver Tabla 11) dado que la irradiación durante estos meses va de los niveles más altos a los más bajos. También se comprueba que la *Producción de Energía* real en el sistema *Concentración* es cercana al de los sistemas fijos, a pesar de que la *Producción de Energía* teórica esperada es de un 16,1% mayor cuando se aplican los datos del PVGIS.

Tabla 14: *Producción de Energía* estimada y real, y corregida mediante PVGIS y mediante estaciones meteorológicas, para las instalaciones fijas, de uno y dos ejes, y de *Concentración*, de enero a julio del 2009.

	Fijas	CPV	1 eje	2 ejes
Estimaciones basadas en PVGIS (kWh/kWp)	890	1033	1199	1251
	100,0%	116,1%	134,7%	140,6%
Real en 2009 (kWh/kWp)	978	971	1209	1247
	100,0%	99,3%	123,6%	127,4%
Ratio real en 2009 correcc. PVGIS	100,0%	100,6%	124,8%	127,9%
Ratio real en 2009 correcc. estac. met.	100,0%	96,6%	125,3%	127,0%

De este apartado se puede concluir el resultado siguiente:

- *El incremento de Producción de Energía con sistemas de dos ejes frente a los Concentración fue en Sevilla 1/3 mayor que el teórico esperado.*

4. Índice de Relación de Comportamiento R_p

El *Índice de Relación de Comportamiento* R_p (*Performance Ratio* PR) indica el efecto global en las pérdidas en la instalación fotovoltaica debido a la temperatura, a la incompleta utilización de la irradiación, y al fallo o ineficiencia de los componentes del sistema. Los cálculos de este índice están descritos en el apartado *Método*. Para el cálculo de este índice se han utilizado los datos de *Producción de Energía* real, datos de irradiación de estaciones meteorológicas cercanas y la base de datos PVGIS.

En la Figura 17 se presenta el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p medio mensual para instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de *Concentración* en el año 2009. Para la instalación de *Concentración* de Écija sólo se presentan datos de enero a julio de 2009.

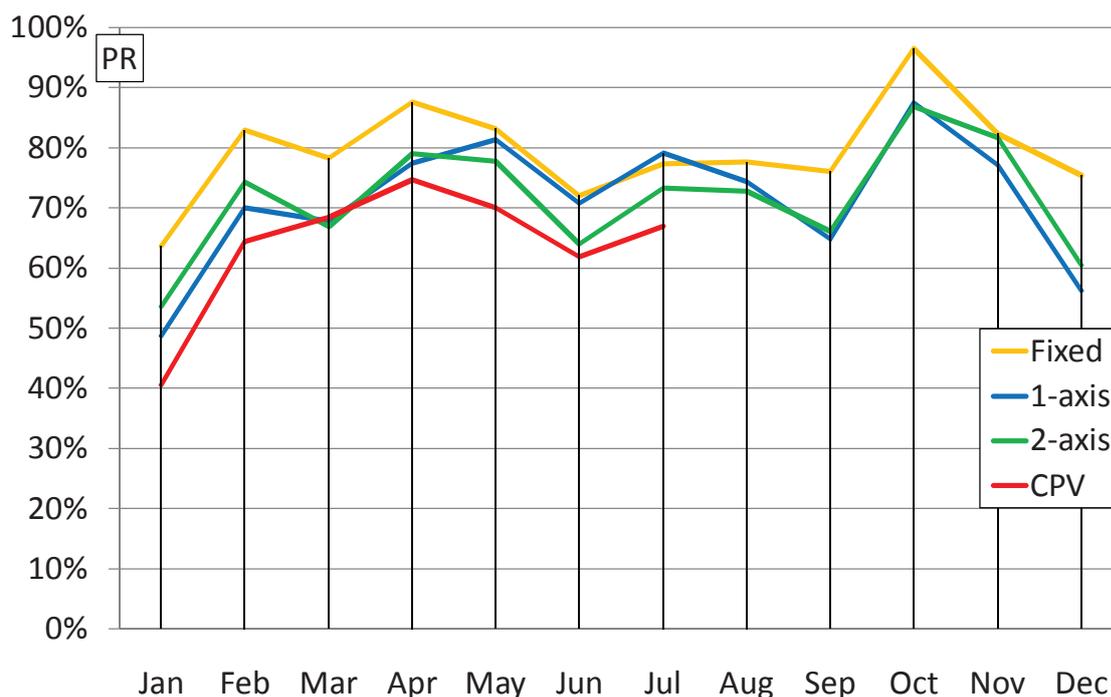


Figura 17: *Índice de Relación de Comportamiento* medio mensual para instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de *Concentración* en el año 2009.

Como se comprueba en la Figura 17, este índice es mayor durante todo el año (y por lo tanto la pérdidas menores) para las estaciones fijas, intermedio para las que tienen seguidores, y menor para las instalaciones de *Concentración*.

La Tabla 15 presenta la media del *Índice de Relación de Comportamiento* anual de las instalaciones de placas planas en el año 2009. Se puede ver que es mayor para las instalaciones fijas, y muy parecido para las instalaciones con seguidores de uno y dos ejes. También se presenta la *Desviación Estándar Muestral*.

Tabla 15: Media del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p anual de las instalaciones de placas planas en el año 2009.

	Fijas	1 eje	2 ejes
<i>Media</i> R_p	79,3%	72,4%	71,4%
<i>Desviación Estándar Muestral</i> de R_p	3,8%	7,3%	1,7%

La Tabla 16 presenta la media anual del *Índice de Relación de Comportamiento* de las instalaciones de placas planas y de *Concentración* de enero a julio del 2009.

Tabla 16: Media anual del *Índice de Relación de Comportamiento* de las instalaciones de placas planas y de *Concentración* de enero a julio del 2009.

	Fijas	1 eje	2 ejes	CPV
<i>Media R_p</i> enero-julio 2009	78,3%	72,5%	70,5%	65,6%

En las dos tablas anteriores se comprueba que el *Índice de Relación de Comportamiento* disminuye de las instalaciones fijas, a las de un eje, dos ejes e instalaciones de *Concentración*. Esto indica que las pérdidas son menores en las instalaciones de placas planas que en las de *Concentración*.

La Figura 18 representa los *Índices de Relación de Comportamiento* mensuales en función de la *Producción de Energía* mensual para instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de *Concentración*.

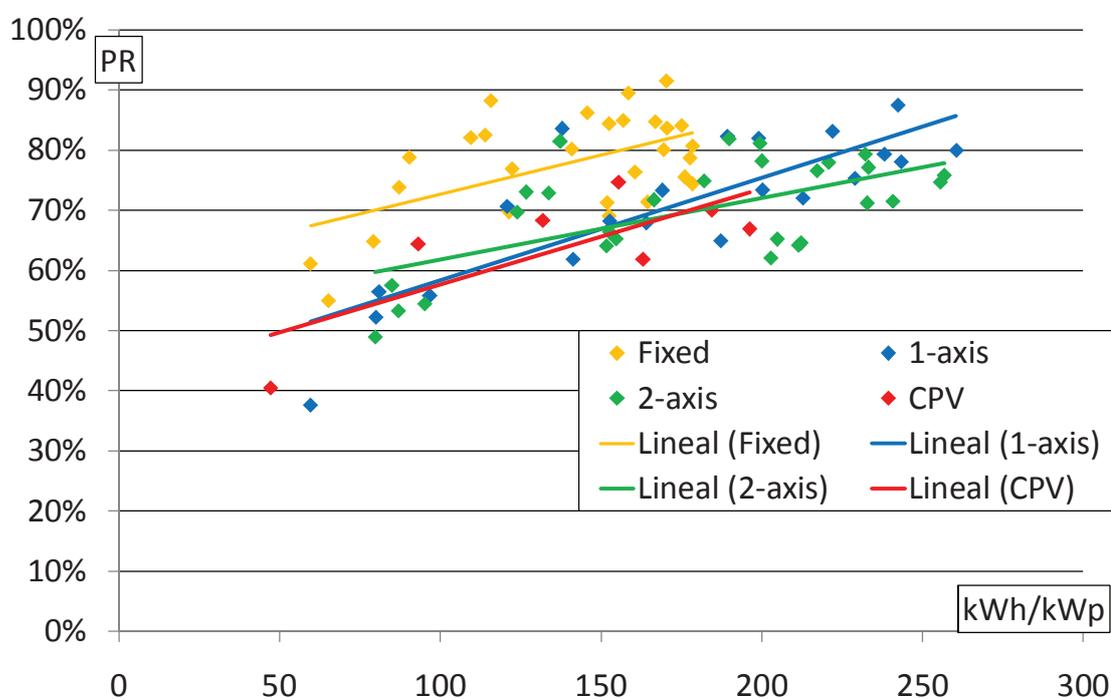


Figura 18: Análisis de regresión entre el *Índice de Relación de Comportamiento* y la *Producción de Energía* mensual para instalaciones fijas, de un eje, de dos ejes y de *Concentración* en 2009.

Las líneas de regresión de las cuatro configuraciones indican una misma tendencia: a mayor irradiación mayor *Índice de Relación de Comportamiento*. Si se comparan las cuatro líneas de regresión, las instalaciones fijas tienen los mayores *Índices de Relación de Comportamiento* (menores pérdidas) que los otros tres tipos de instalaciones.

De este apartado se pueden concluir los dos resultados siguientes:

- *La Producción de Energía en 2009 en Sevilla mediante instalaciones de Concentración ha sido un 87,4% de la teórica esperada suponiendo un Índice de Relación de Comportamiento R_P del 75%.*
- *Los Índices de Relación de Comportamiento R_P anual estimados en Andalucía en el año 2009 fueron de 79,3% para las instalaciones fijas, de 72,4 para las de seguidores de un eje, de 71,4 para las de dos ejes, y de 65,6% para la de Concentración.*

B. Producción de Energía en regiones de baja irradiación: Navarra

En este apartado se estiman y comparan la *Producción de Energía* en instalaciones con seguidores de dos ejes y de *Concentración* en Navarra, así como sus *Índices de Relación de Comportamiento*.

1. Localización de las instalaciones

En la Tabla 17 se presenta la localización de las instalaciones con seguidores de dos ejes en la provincia de Navarra, la potencia de cada instalación, la localización de las estaciones meteorológicas más próximas y la distancia en Km entre ambas localizaciones.

Tabla 17: Ubicación de las instalaciones de dos ejes en *Navarra*, potencia instalada, ubicaciones de las estaciones meteorológicas cercanas, y distancia entre ellas.

Instalaciones	Potencia instalada	Estaciones Meteorológicas	Distancia
Cascante	7,301 kWp	Cascante	2 km
Tudela I	6,300 kWp	Tudela Valdetellas	2 km
Tudela II	34,000 kWp	Tudela Valdetellas	2 km
Olite	11,340 kWp	Olite	2 km
Cáseda	5,940 kWp	Aibar	7 km
Autol	7,480 kWp	Sartaguda	18 km

2. Estimación de Producción de Energía

En la Figura 19 y la Tabla 18 se presenta la *Producción de Energía* estimada teórica para la ubicación de *Villafranca (Navarra)* para los diferentes tipos de instalaciones: fijas, con seguidores de un eje, de dos ejes, y de *Concentración*. Mediante el mismo método que se utilizó en el apartado previo para las instalaciones en el Sur de *España* basado en la base de datos PVGIS y suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 75%, se realiza la estimación teórica de la *Producción de Energía*. Esta estimación aporta una *Producción de Energía* de referencia que podrían esperar los inversores o promotores de nuevas instalaciones para un año medio.

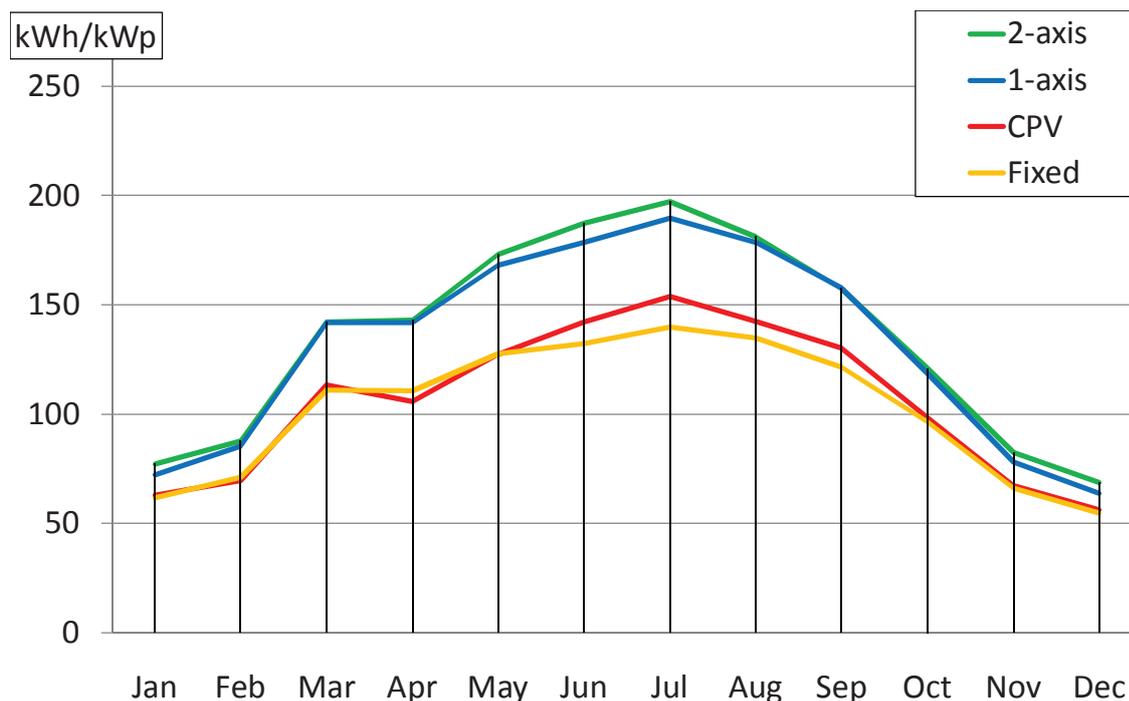


Figura 19: *Producción de Energía* estimada para un año medio en instalaciones de paneles planos fijas, de un eje, y de dos ejes, y para instalaciones de *Concentración* en *Villafranca* (Navarra).

Tabla 18: Comparación de las estimaciones de *Producción de Energía* para diferentes tipos de instalaciones en *Villafranca*.

	<i>Producción de Energía</i>	Ratio	Ratio
Fijas	1228 kWh/kWp	100,0%	96,7%
CPV	1269 kWh/kWp	103,4%	100,0%
1 eje	1574 kWh/kWp	128,2%	124,0%
2 ejes	1618 kWh/kWp	131,8%	127,5%

La Tabla 18 muestra la comparación de la *Producción de Energía* estimada para diferentes tipos de instalaciones para la ubicación de *Villafranca*. Las dos columnas de la derecha muestran los ratios de *Producción de Energía* de diferentes instalaciones según se tomen como referencia las instalaciones fijas o las de *Concentración*. Como se muestra en la Tabla 18, la *Producción de Energía* estimada para instalaciones de

Concentración es sólo un 3,4% mayor que para las instalaciones fijas. Además, no hay grandes diferencias en *Producción de Energía* entre las instalaciones de un eje y las de dos ejes.

Las estimaciones anteriores están basadas en datos de irradiación de la base de datos PVGIS. La base de datos PVGIS ha sido ampliamente utilizada para evaluaciones económicas en proyectos fotovoltaicas, como por ejemplo para calcular el incremento de energía que se puede obtener con la utilización de seguidores solares. Debido a esta gran difusión de su uso, en este trabajo se presenta estimaciones basada e PVGIS. El periodo de años tomado para crear dicha base de datos es de 1981 a 1990. Datos más recientes de la base de datos NASA [158], que toma datos desde el año 1983 al 2005, indica que la década de los 80 utilizada por PVGIS tuvieron menos radiación que las décadas siguientes.

Esto se muestra en la Figura 20, donde se presenta una media diaria de *Irradiancia Global Horizontal (GHI)* para cada año incluido en la base de datos NASA. En la gráfica se comprueba que durante esta década hubo menos GHI que en las siguientes décadas. Debido a que los datos de PVGIS provienen de los años 80, ésta tendería a subestimar la radiación de 2009. En este estudio se han utilizado datos basados en el PVGIS. Por ello, hay que tener en consideración que los datos de irradiación estimados según PVGIS puedan inferiores a los reales.

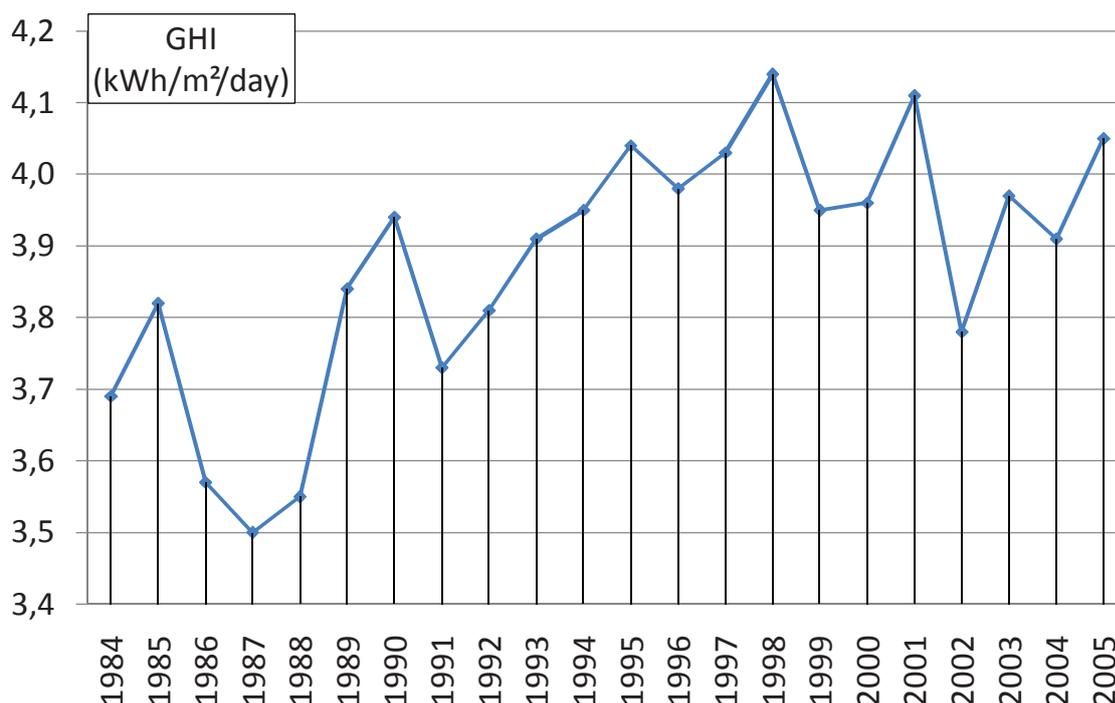


Figura 20: Media diaria de GHI por años para *Villafranca* según datos de la NASA.

La Tabla 19 compara la *Producción de Energía* anual estimada para la instalación de *Concentración de Villafranca* según las bases de datos PVGIS, de NASA, y la presentada por el promotor. Se encuentra que los datos de DNI estimados mediante los datos de NASA son un 12,7% mayores que los estimados utilizando PVGIS. La estimación del promotor es muy superior a las otras dos estimaciones, y que la *Producción de Energía* real.

Tabla 19: *Producciones de Energía* anual estimadas y real para la instalación de *Concentración de Villafranca* en 2009.

	<i>Producción de Energía</i>	Ratio
Estimada según PVGIS	1269 kWh/kWp	100,0%
Estimada según NASA	1430 kWh/kWp	112,7%
Estimada según el promotor	2000 kWh/kWp	157,6%
Real en 2009	1220 kWh/kWp	96,1%

3. Producción de Energía real en 2009

En esta sección se compara la *Producción de Energía* real de instalaciones de dos ejes con respecto a las instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* en la provincia de *Navarra* en el año 2009.

La Figura 21 representa la *Producción de Energía* estimada a partir de PVGIS y la real mensual en 2009 para instalaciones de dos ejes y de *Concentración* en *Navarra*. La producción real se expresa en líneas continuas y la estimada en líneas discontinuas.

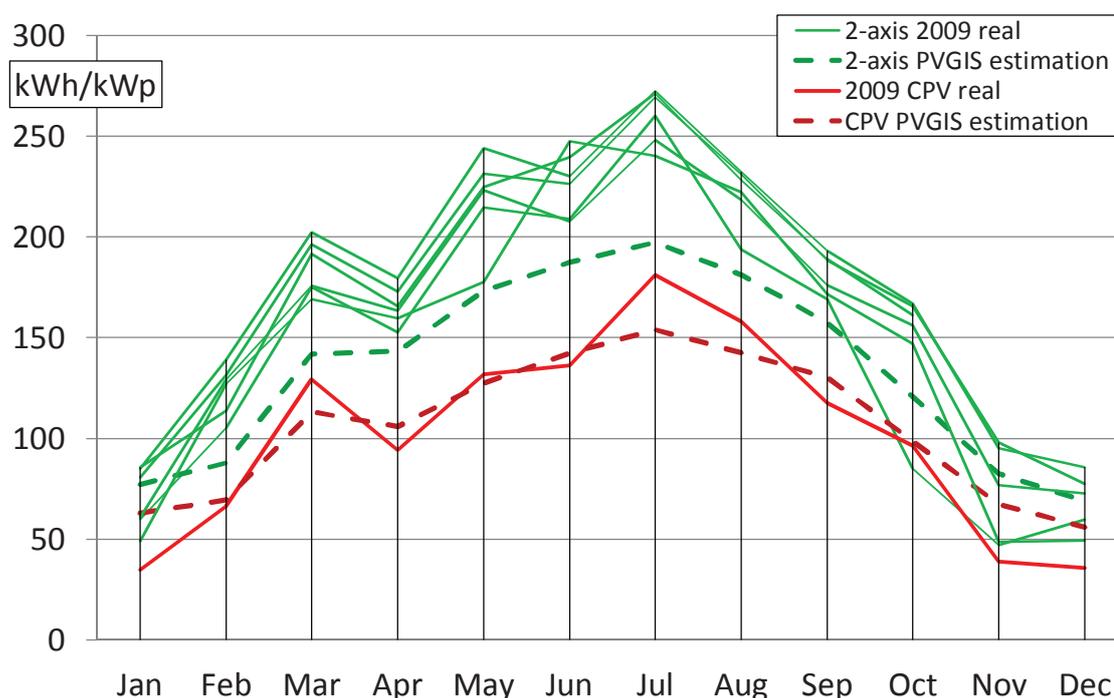


Figura 21: *Producción de Energía* estimada de PVGIS y real mensual en 2009 para instalaciones de dos ejes y de *Concentración* en *Navarra*.

La Tabla 20 presenta las *Producciones de Energía* estimada, basada en PVGIS, y real en el año 2009, proveniente de los propietarios a través de la base de datos *Sonnenertrag*, en seis instalaciones de dos ejes de *Navarra* [152]. Se determinan las variables *Media*, *Desviación Estándar Muestral* y *Ratio*.

Tabla 20: *Producción de Energía* estimada y real en 2009 para seis instalaciones de dos ejes en Navarra.

	<i>Media</i>	<i>Desv. Est. M.</i>	<i>Ratio</i>
Estimada de PVGIS	1649 kWh/kWp	2,0%	100,0%
Real en el año 2009	1942 kWh/kWp	7,9%	117,7%

En la Tabla 21 se presenta la *Producción de Energía* mensual en kWh/kWp de la instalación de *Concentración Fotovoltaica* de *Villafranca* a lo largo del año 2009. Se presenta la *Media*, y la *Desviación Estándar Muestral* en valor absoluto y en valor porcentual. Los datos se han obtenido de los propietarios [153], y provienen de 23 de los 313 seguidores que tiene en total la instalación.

Tabla 21: *Producción de Energía* mensual en la instalación de *Concentración* de *Villafranca* en 2009.

	<i>Producción de Energía</i>		
	<i>Media</i> (kWh/kWp)	<i>Desv. Est. M.</i> (kWh/kWp)	<i>Desv. Est. M. %</i>
Enero	34,9	4,0	11,3%
Febrero	66,5	6,5	9,7%
Marzo	129,2	7,6	5,8%
Abril	94,3	5,7	6,1%
Mayo	131,7	7,4	5,6%
Junio	136,1	6,4	4,7%
Julio	181,0	8,1	4,5%
Agosto	158,1	6,9	4,4%
Septiembre	117,7	6,1	5,2%
Octubre	96,4	7,1	7,3%
Noviembre	38,8	2,4	6,2%
Diciembre	35,8	4,1	11,4%
Anual	1220,4	56,0	4,6%

En la Tabla 22 se compara la *Producción de Energía* estimada y la real en 2009 entre las instalaciones de dos ejes y de *Concentración* en *Navarra*. También se muestra el incremento de energía teórico estimado por PVGIS de las instalaciones de dos ejes con respecto a las de *Concentración*, y el real obtenido en 2009. La *Producción de Energía* real por las instalaciones de dos ejes es de 1906 kWh/kWp consignada en la Tabla 22

difiere de la que consta en la Tabla 20 de 1942 kWh/kWp. Esto es debido a que en la Tabla 22 se ha aplicado un factor de corrección (multiplicación por 1/1,019) dado que la irradiación media anual en las ubicaciones de las instalaciones de dos ejes es 1,9% mayor que la de la ubicación de la instalación de *Concentración (Villafranca)*.

Tabla 22: Comparación de la *Producción de Energía* estimada y real en 2009, y porcentaje de ganancia real y estimada entre instalaciones de dos ejes y de *Concentración en Navarra*.

	<i>Producción de Energía</i>		
	Instalaciones CPV	Instalaciones de 2 ejes	Ganancia
Estimada de PVGIS	1269 kWh/kWp	1618 kWh/kWp	27,5%
Real en 2009	1220 kWh/kWp	1906 ² kWh/kWp	56,2%

La Tabla 22 indica que el incremento real de *Producción de Energía* en 2009 entre las instalaciones de dos ejes y la de *Concentración* es mucho mayor (56,2%) que incremento teórico estimado a partir de datos de irradiación de PVGIS (27,5%).

De este apartado se puede concluir el siguiente resultado:

- *El incremento de Producción de Energía con sistemas de dos ejes frente a los de Concentración fue en Navarra el doble que el teórico esperado.*

4. Índice de Relación de Comportamiento R_p

Mediante el método descrito en el apartado *Método* y utilizando datos del PVGIS y de las estaciones meteorológicas próximas se han realizado los cálculos de predicción del *Índice de Relación de Comportamiento R_p* de las instalaciones de *Navarra*.

La Figura 22 presenta los *Índices de Relación de Comportamiento R_p* mensual estimados para instalaciones de dos ejes y para instalaciones de *Concentración* en *Navarra*. Para las instalaciones de dos ejes, la media anual estimada del *Índice de*

² Cálculo realizado tras aplicar un factor de corrección (multiplicación por 1/1,019)

Relación de Comportamiento es del 77,5%, con una *Desviación Estándar Muestral* del 5,8%. Para la instalación de *Concentración*, la media es del 61,1% (no hay *desviación Estándar* porque es sólo una instalación).

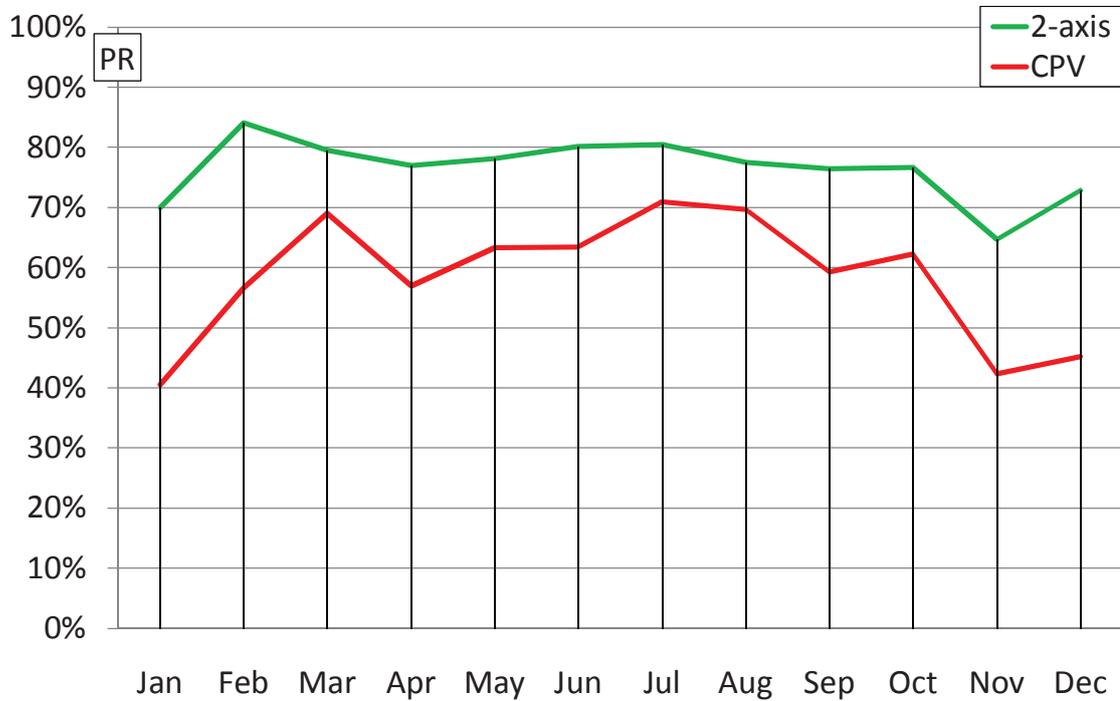


Figura 22: *Índice de Relación de Comportamiento* R_p mensual estimado para instalaciones de dos ejes y de *Concentración* en Navarra.

La Figura 23 correlaciona el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p mensual con la *Producción de Energía* en las instalaciones estudiadas. Se observa que los *Índices de Relación de Comportamiento* son mayores para las instalaciones de dos ejes que para la de *Concentración*, lo que indica que las pérdidas en esta última son mayores.

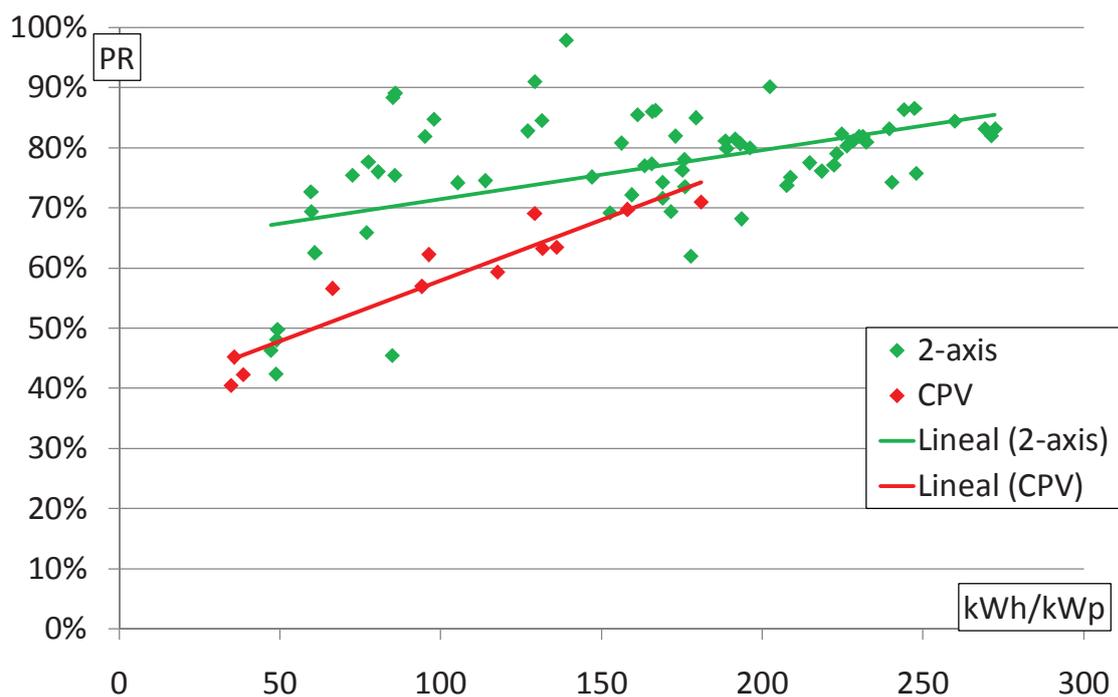


Figura 23: Análisis de regresión entre el Índice de Relación de Comportamiento R_p y la Producción de Energía mensual para instalaciones de dos ejes y de Concentración en Navarra.

De este apartado se pueden concluir los dos resultados siguientes:

- La Producción de Energía en 2009 en Navarra mediante instalaciones de Concentración ha sido un 82,0% de la teórica esperada suponiendo un Índice de Relación de Comportamiento del 75%.
- Los Índices de Relación de Comportamiento R_p anual estimados en Navarra en el año 2009 fueron de 77,5% para las instalaciones de dos ejes, y de 61,1% para la de Concentración.

Segunda parte

En esta segunda parte del estudio se realizan análisis y predicciones de *Producciones de Energía* de cuatro instalaciones de *Concentración Fotovoltaica* de dos tipos:

- *Amonix-Guascor Fotón*: basadas en células de *silicio*, localizadas en *Villafranca (Navarra)* y *Écija (Sevilla)*.
- *Concentrix*: basadas en células multiunión, y localizadas en *Puertollano (Ciudad Real)* y *Sanlúcar la Mayor (Sevilla)*

Se aplica un análisis y un modelo de predicción diferente para cada grupo de instalaciones.

A. Instalaciones de *Concentración Amonix-Guascor Fotón*

En esta sección se muestra el análisis de la *Producción de Energía* de dos instalaciones de *Concentración* del tipo de *Amonix-Guascor Fotón*. Están formadas por seguidores solares de 25 kW nominales de células de *silicio*.

1. Instalación de 7,8 MW de Villafranca (Navarra)

Esta instalación de *Concentración* de 7,8 MW consta de 313 seguidores solares de 25 kW nominales. Es la mayor instalación de *Concentración Fotovoltaica* del mundo [24]. Está ubicada en el término municipal de *Villafranca*, en la provincia de *Navarra*. Es una ubicación con baja radiación. PVGIS registra una *Irradiancia Directa Normal (DNI)* anual de 1439 kWh/m² para esta localización.

a) Producción de Energía real en 2009

La Tabla 23 recoge la *Producción de Energía* mensual y anual en la instalación de *Concentración Fotovoltaica* de *Villafranca*, medido en kWh/KW, a lo largo del año 2009. Se presenta la *Media*, y la *Desviación Estándar Muestral* en valor absoluto y en valor porcentual. Los datos obtenidos son de los propietarios [153], y provienen de 23 de los 313 seguidores que tiene en total la instalación.

Tabla 23: *Producción de Energía* mensual en la instalación de *Concentración de Villafranca* en 2009.

	<i>Media (kWh/kW)</i>	<i>Desv. Est. M. (kWh/kW)</i>	<i>Desv. Est. M. (%)</i>
Enero	40,1	4,5	11,3%
Febrero	76,4	7,4	9,7%
Marzo	148,6	8,7	5,8%
Abril	108,4	6,6	6,1%
Mayo	151,4	8,5	5,6%
Junio	156,5	7,4	4,7%
Julio	208,1	9,3	4,5%
Agosto	181,9	8,0	4,4%
Septiembre	135,3	7,0	5,2%
Octubre	110,9	8,1	7,3%
Noviembre	44,6	2,7	6,2%
Diciembre	41,2	4,7	11,4%
Anual	1403,4	64,4	4,6%

b) Estimación de *Producción de Energía* de PVGIS

En la Figura 24 se representa la *Producción de Energía* estimada mensual mediante base de datos PVGIS y NASA, y la *Producción de Energía* real en 2009 de la instalación de *Villafranca*. Se ha utilizado un *Índice de Relación de Comportamiento* del 75% (ver apartado *Método*).

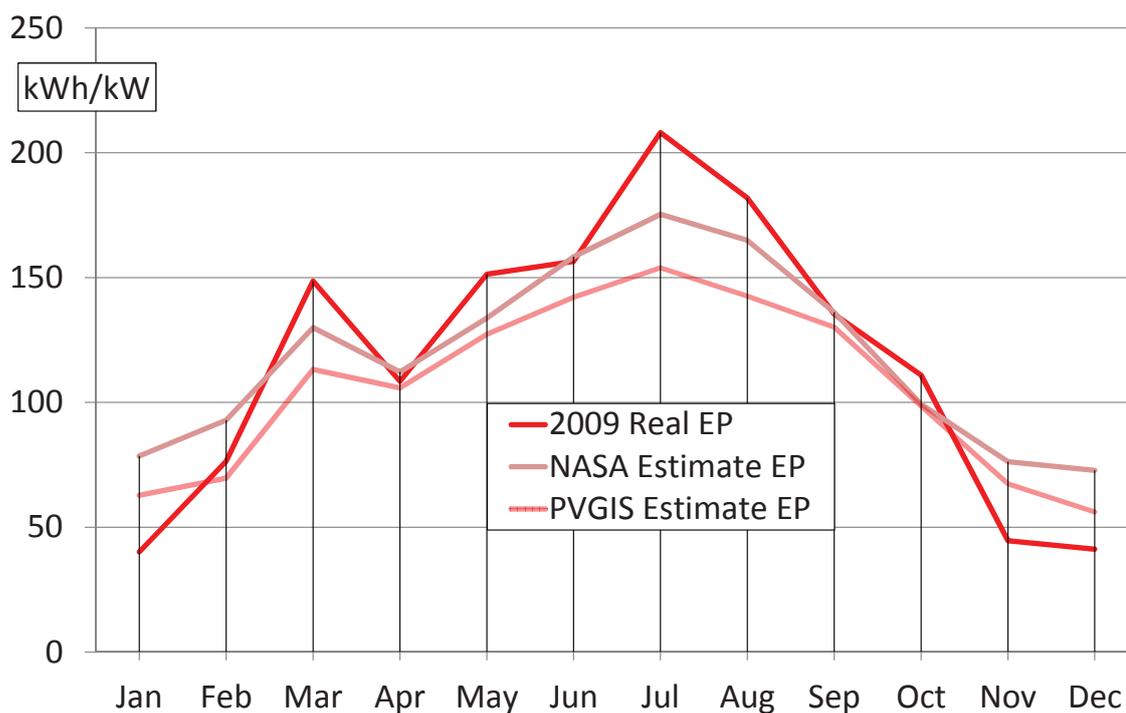


Figura 24: *Producción de Energía* estimada mensual mediante base de datos PVGIS y NASA, y real en 2009 de la instalación de *Concentración de Villafranca*.

En la Tabla 24 se presentan los datos de *Producción de Energía* real en 2009, estimada por PVGIS y NASA para un año medio, y predicha para 2009 utilizando datos de las estaciones meteorológicas cercanas (ver siguiente apartado). Sólo se ha tenido en cuenta para las estimaciones la *Irradiancia Directa Normal* (DNI).

Tabla 24: Estimación de la *Producción de Energía* anual utilizando PVGIS y NASA, predicción para 2009 utilizando GHI, y real para la instalación de *Concentración de Villafranca*.

	<i>Producción de Energía</i>	Ratio
Estimación PVGIS	1269 kWh/kW	90,4%
Estimación NASA	1430 kWh/kW	101,9%
Predicción 2009	1489 kWh/kW	106,1%
Real 2009	1403 kWh/kW	100,0%

La *Irradiancia Directa Normal* obtenida con NASA es un 12,7% mayor que la obtenida con el PVGIS. Los datos del PVGIS infravalora los datos de irradiación (ver apartado *Discusión*). La diferencia entre los valores de *Producción de Energía* real en 2009 y estimada de PVGIS es del 9,6% para los valores anuales y del 18,1% para los mensuales.

c) Predicción de *Producción de Energía* en 2009

Para predecir la *Producción de Energía* de la instalación de *Concentración* en un año concreto se ha utilizado la *Irradiancia Global Horizontal* GHI real de 2009 y la base de datos PVGIS. Se ha supuesto un *Índice de Relación de Comportamiento* constante del 75%. Como se ha explicado en el apartado *Método*, la variable DNI en tiempo real no es un parámetro habitualmente medido, y se estima para un año concreto a partir de GHI medida en las estaciones meteorológicas y la base de datos PVGIS. Se ha asumido que el incremento medio del DNI mensual en 2009 con respecto al estimado por PVGIS es el mismo que el incremento del GHI para ese año.

La Figura 25 presenta los valores de *Irradiancia Global Horizontal* GHI media mensual dados por PVGIS, de GHI mensual de 2009 tomada de las estaciones meteorológicas cercanas, y la proporción entre ambos valores. Los valores reales de las estaciones meteorológicas son mayores. El ratio en porcentaje entre la media anual de ambos valores es de un 17,9% mayor para los valores reales de 2009 que para los dados para un año medio por PVGIS.

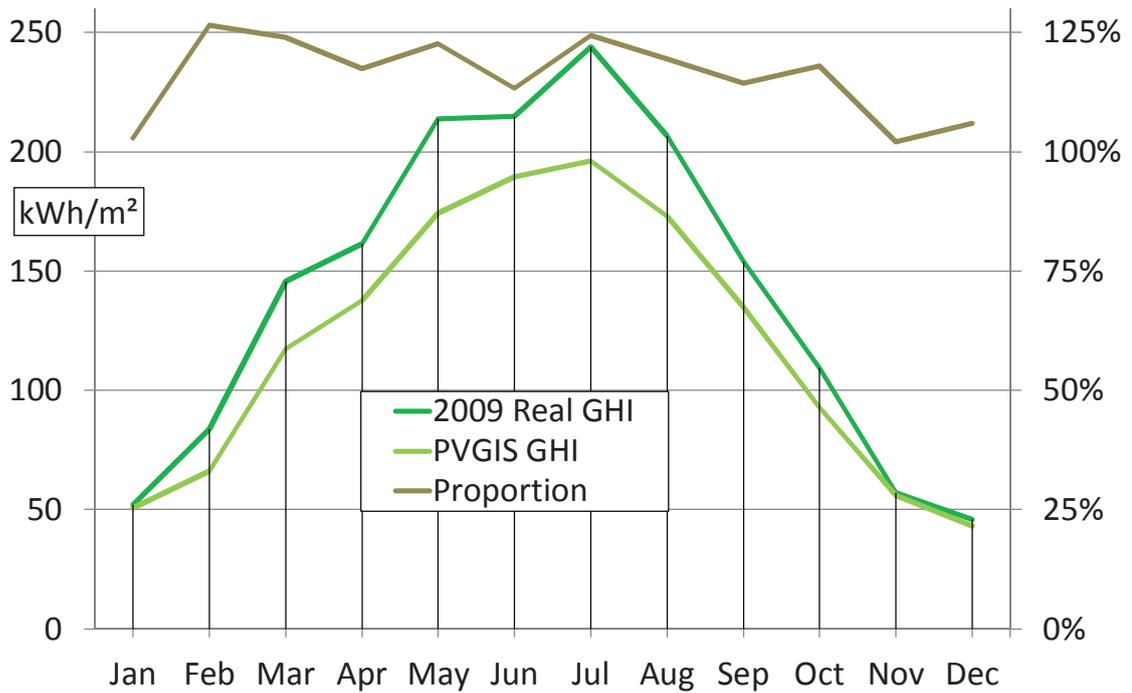


Figura 25: Valores de GHI medios mensuales dados por PVGIS, GHI mensual en 2009, y ratio entre ambos valores.

A partir de la estimación mensual de la *Irradiancia Directa Normal* en 2009 según se indica en el apartado *Método*, y tomando un *Índice de Relación de Comportamiento* constante del 75%, obtenemos la predicción de *Producción de Energía* en 2009 presentada en la Tabla 24 y la Figura 26. Como se comprueba en la Tabla 24, la predicción de *Producción de Energía* para 2009 es de 1489 kWh/kW. La diferencia entre la predicción para 2009 y la producción real es de un 6,1% anual y un 11,3% mensual.

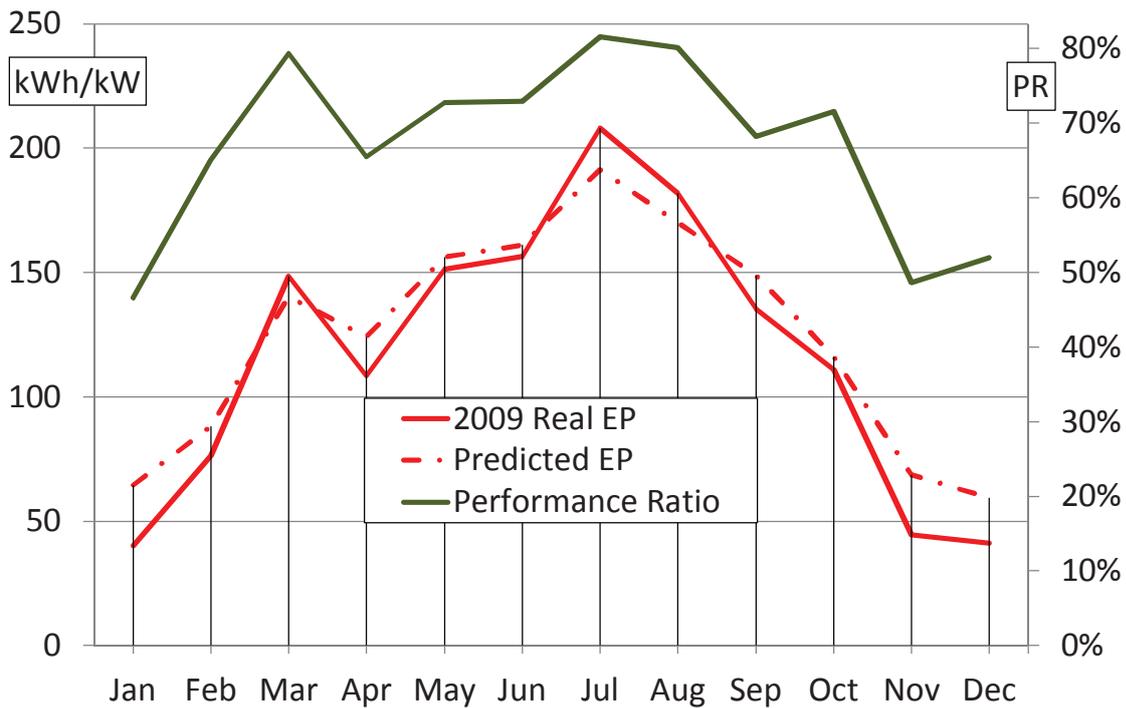


Figura 26: Producción de Energía real y predicha para 2009, e Índice de Relación de Comportamiento estimado para la instalación de Concentración de Villafranca.

A partir de la *Irradiancia Directa Normal* estimada para 2009 y la *Producción de Energía* real de 2009, calculamos el *Índice de Relación de Comportamiento* mensual estimado según se indica en el apartado *Método*. La Figura 26 presenta los valores del *Índice de Relación de Comportamiento* mensuales estimados. Puede verse que en los meses de más radiación es mayor que en los meses de menor radiación. El *Índice de Relación de Comportamiento* anual estimado en 2009 fue de 70,3%, tomando una potencia por seguidor de *Concentración* de 25 kW.

2. Instalación de 1,8 MW de Écija (Sevilla)

Esta instalación de *Concentración* de 1,5 MW consta de 60 seguidores solares de 25 kW nominales. Es la segunda mayor instalación de *Concentración Fotovoltaica* del mundo [24]. Está ubicada en el término municipal de *Écija*, en la provincia de *Sevilla*. Está situada a 600 km de distancia de la instalación de *Villafranca*. Es una ubicación con alta radiación. PVGIS registra una *Irradiancia Directa Normal* (DNI) anual de 1880 kWh/m². Debido a que en la localidad de *Écija* hace tanto calor, es conocida como *la sartén de España*.

a) Producción de Energía real en 2009

Los datos de *Producción de Energía* disponibles para esta instalación de *Écija* van desde enero a julio de 2009. Aunque no cubren todo un año, abarcan un rango que va desde los meses de menor irradiación, hasta los de mayor irradiación.

La Tabla 25 presenta la media de *Producciones de Energía* mensual de enero a julio de 2009. También presenta la *Desviación Estándar Muestral* respecto de la media en valores absolutos y relativos. La última fila presenta los valores para el total del periodo.

En la Figura 27 y la Figura 29 se representan las producciones reales mensuales de enero a julio de 2009 para esta instalación.

Tabla 25: *Producción de Energía* mensual de enero a julio de 2009 de la instalación de *Concentración de Écija*.

	<i>Media</i> (kWh/kW)	<i>Desv. Est. M.</i> (kWh/kW)	<i>Desv. Est. M.</i> (%)
Enero.	54,4	5,5	10,2%
Febrero	107,1	6,1	5,9%
Marzo	151,6	5,9	4,2%
Abril	178,8	5,4	3,0%
Mayo	212,2	5,6	2,6%
Junio	187,5	6,5	3,5%
Julio	225,7	13,2	5,8%
TOTAL	1117,2	48,1	4,4%

b) Estimación de Producción de Energía de PVGIS

En la Figura 27 y la Tabla 27 se presenta la *Producción de Energía* mensual estimada mediante base de datos PVGIS, y la *Producción de Energía* real en 2009 de la instalación de *Écija*. Se ha utilizado un *Índice de Relación de Comportamiento* del 75% (ver apartado *Método*).

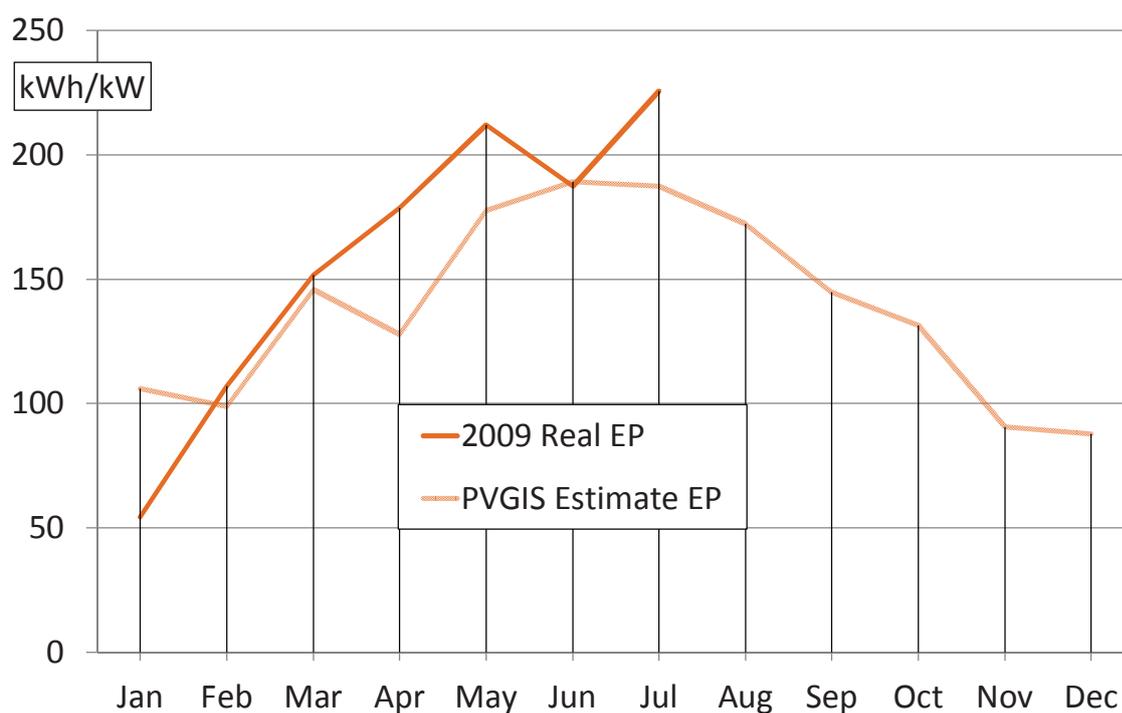


Figura 27: *Producción de Energía* estimada mediante PVGIS, y real en 2009 para la instalación de *Concentración de Écija*.

La diferencia entre la *Producción de Energía* estimada basándose exclusivamente en PVGIS, y la producción real es de 7,6% para el total del periodo, y del 17,1% de media mensual.

c) Predicción de *Producción de Energía* en 2009

Para predecir la *Producción de Energía* de la instalación de *Concentración* en un año concreto se ha utilizado la *Irradiancia Global Horizontal* GHI y la base de datos PVGIS. Se ha supuesto un *Índice de Relación de Comportamiento* constante del 75%.

La Tabla 26 y la Figura 28 presentan la estimación de la *Irradiancia Global Horizontal* GHI dada por PVGIS. También está graficada la *Irradiancia Global Horizontal* real medida en 2009 en la estación meteorológica de *Écija*. En esta localidad en 2009 la *Irradiancia Global Horizontal* real fue un 11,1% mayor que la estimada por PVGIS, y un 9,0% mayor de enero a julio.

Tabla 26: Datos de *Irradiancia Global Horizontal* de enero a julio de 2009 reales y dados por PVGIS para la ubicación de *Écija*.

	Enero-julio GHI (kWh/m ²)	Proporción
PVGIS	1105	100,0%
2009	1204	109,0%

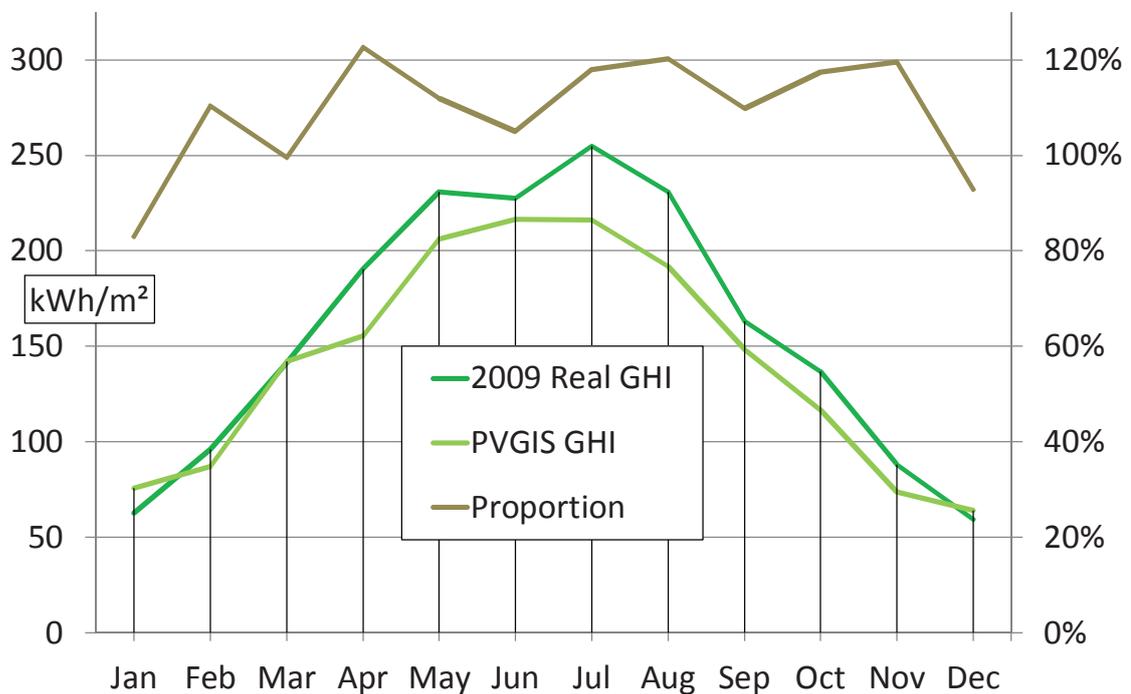


Figura 28: GHI dada por PVGIS, real en 2009, y proporción entre ambas para *Écija*.

La predicción de *Producción de Energía* mensual de enero a julio de 2009 se presenta en la Tabla 27 y la Figura 29. La predicción de *Producción de Energía* ha sido calculada, al igual que en la Figura 26, estimando la *Irradiancia Directa Normal* tal y como se indica en el apartado *Método*, y suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* del 75%. La predicción de *Producción de Energía* de enero a julio de 2009 es de 1111 kWh/kW y la real en el mismo periodo de 111/ kWh/kW.

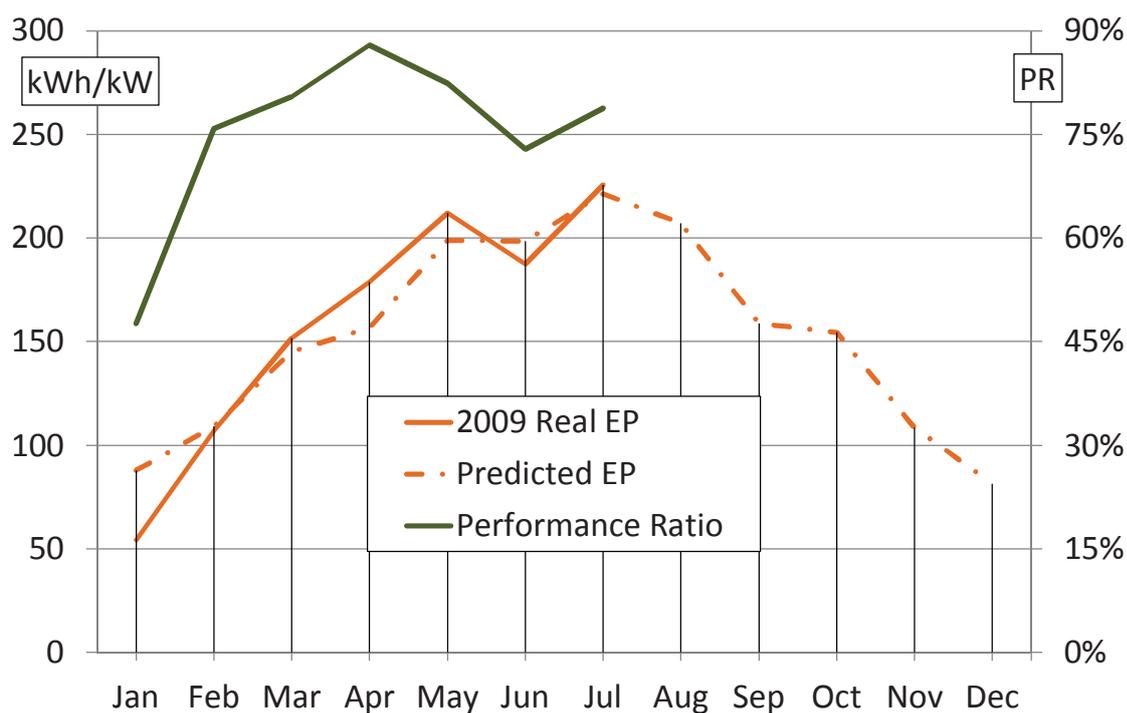


Figura 29: *Producción de Energía* real y predicción para 2009, e *Índice de Relación de Comportamiento* estimado para la instalación de *Écija*.

La diferencia de la predicción de *Producción de Energía* con respecto a la real es de 0,5% de enero a julio de 2009, y de 8,5% la media de las diferencias de cada uno de los meses.

Tabla 27: *Producción de Energía* estimada, predicha de enero a julio de 2009, y real para la instalación de *Concentración de Écija*.

	<i>Producción de Energía enero-julio</i>	Ratio
Estimación de PVGIS	1032,5 kWh/kW	100,0%
Predicción en 2009	1111,4 kWh/kW	107,6%
Real en 2009	1117,2 kWh/kW	108,2%

La Figura 29 también presenta, de enero a julio de 2009, el *Índice de Relación de Comportamiento* mensual estimado para la instalación de *Concentración de Écija*, calculado según se indica en el apartado *Método*. La media del *Índice de Relación de*

Comportamiento estimado para la instalación de *Concentración de Écija* de enero a julio de 2009 fue de 77,1%.

3. Modelo de Producción de Energía para instalaciones Amonix-Guascor Fotón

Esta sección presenta un modelo para predecir la *Producción de Energía* para los sistemas de *Concentración de Amonix-Guascor Fotón* considerando un *Índice de Relación de Comportamiento* variable en vez de constante. El modelo es aplicado a las instalaciones de *Concentración de Villafranca y Écija*. Este modelo permite predecir la *Producción de Energía* basándose en la *Irradiancia Global Horizontal* medida en estaciones meteorológicas cercanas y en la base de datos PVGIS (detallado en el apartado *Método*).

Observando la Figura 24 y la Figura 27 puede apreciarse que la estimación de energía basada solamente en PVGIS no es precisa ni anual ni mensualmente. En la Figura 26 y la Figura 29 puede observarse que teniendo en cuenta la radiación real en 2009 se mejora la precisión de las predicciones de *Producciones de Energía*. No obstante se observa que se tiende a sobreestimar la *Producción de Energía* en los meses de baja irradiación y a subestimarla en los de alta radiación. Esto implica que el *Índice de Relación de Comportamiento* varía a lo largo del año en función de la radiación. En la Figura 30 se muestra la correlación del *Índice de Relación de Comportamiento* estimado entre la *Irradiancia Directa Normal* estimada para las instalaciones de *Concentración de Villafranca y Écija*. Se han representado las líneas de regresión y los valores del *Coficiente de Correlación Lineal de Pearson* R^2 . El *Coficiente de Correlación Lineal de Pearson* es igual a uno cuando la linealidad es perfecta.

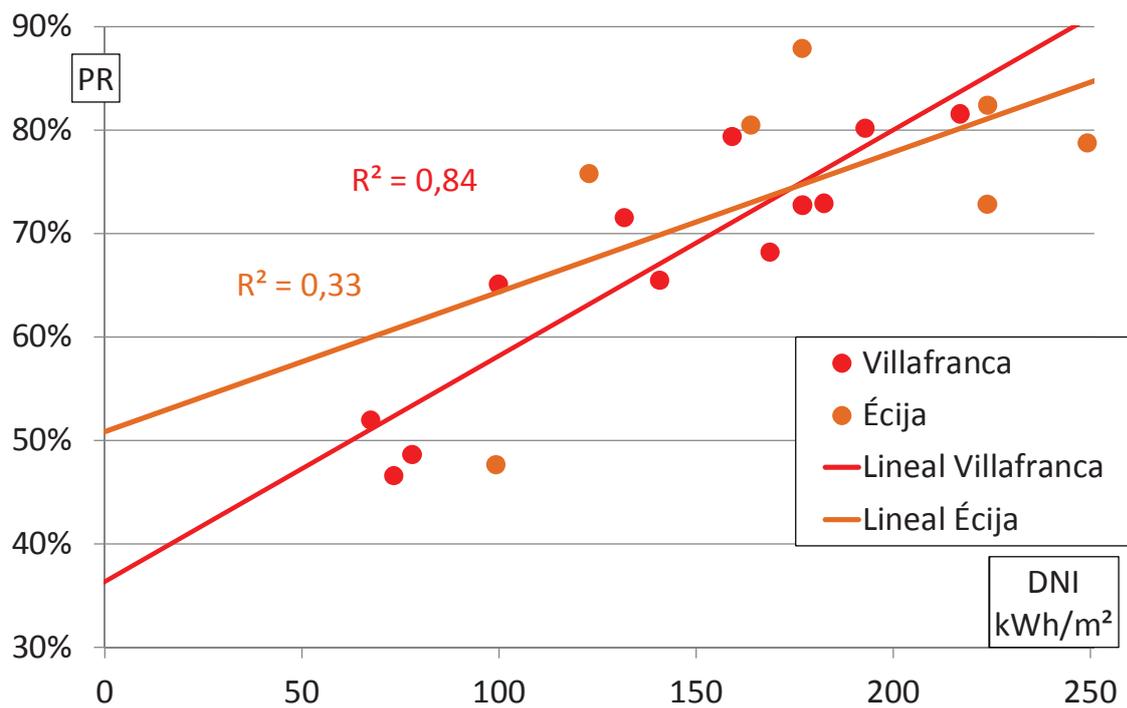


Figura 30: Correlación del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p mensual estimado en función de la DNI para las instalaciones de *Villafranca* y *Écija*.

La Figura 31 presenta la correlación entre el *Índice de Relación de Comportamiento* mensual estimado y la correspondiente *Producción de Energía* mensual real para las instalaciones de *Concentración* de *Villafranca* y *Écija*. Se presentan las líneas de regresión y los *Coeficientes de Correlación Lineal de Pearson*. Puede verse que la linealidad es mejor en este caso que en el anterior.

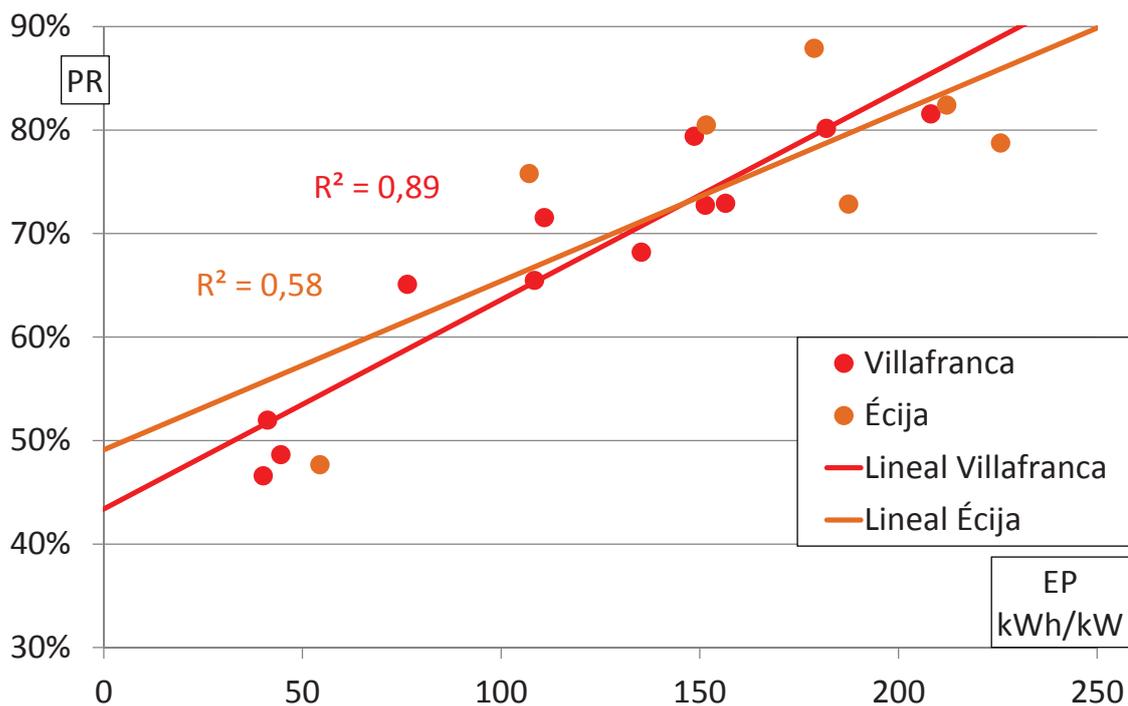


Figura 31: Correlación del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p mensual estimado en función de la *Producción de Energía* real para las instalaciones de *Villafranca* y *Écija*.

La Figura 32 presenta la correlación entre la *Producción de Energía* mensual en 2009 con respecto a la *Irradiancia Directa Normal* estimada para las instalaciones de *Villafranca* y *Écija*. También presenta las líneas de tendencia y los *Coefficientes de Correlación Lineal de Pearson* R^2 . De la Figura 30 a la Figura 32 la linealidad de las regresiones, indicada mediante el *Coefficiente de Correlación Lineal de Pearson* mejora sensiblemente. Puede notarse que la linealidad en esta última regresión es muy alta como lo atestiguan los valores cercanos a la unidad de los *Coefficientes de Correlación Lineal de Pearson*. Además, ambas correlaciones son casi coincidentes aun cuando las instalaciones están ubicadas a 600 km de distancia y en zonas de irradiación muy diferente. Esto indica que el patrón de comportamiento de ambas instalaciones puede modelarse por una misma regresión. El que la línea de regresión no pase por el origen indica que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p es variable con la *Irradiancia Directa Normal* mensual y que para valores de DNI pequeños la *Producción de Energía* es muy reducida. Esto indica que estos sistemas tendrán un mejor funcionamiento en ubicaciones de alta irradiación.

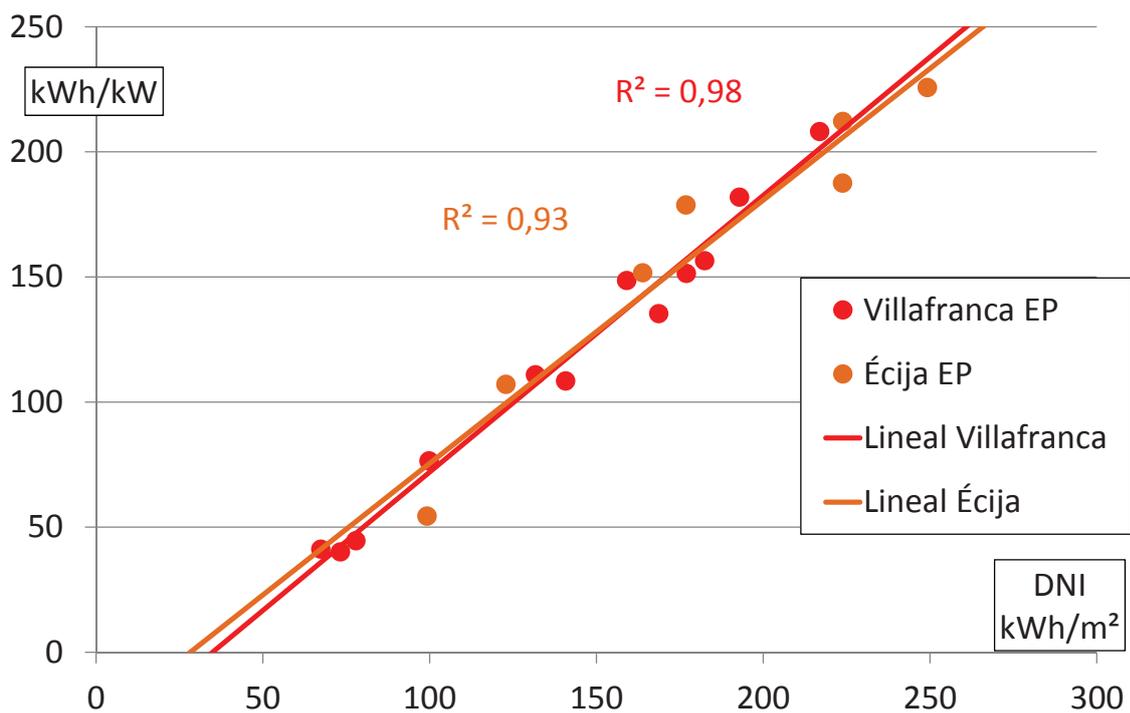


Figura 32: Correlación mensual de la *Producción de Energía* en 2009 respecto de la DNI estimada para las instalaciones de *Villafranca* y *Écija*.

La Figura 33 presenta una única correlación lineal de la *Producción de Energía* mensual con la *Irradiancia Directa Normal* estimada para las instalaciones de *Villafranca* y *Écija*. Debido a la gran linealidad, a pesar de la diferencia de irradiaciones en las ubicaciones de las dos instalaciones, pueden modelarse con un mismo modelo ambas. La linealidad de ambas instalaciones está representada por la Ecuación (8).

$$EP = 1,084 \cdot DNI - 35,550 \quad (8)$$

Donde *EP* es la *Producción de Energía* mensual y DNI es la *Irradiancia Directa Normal* estimada.

Este modelo permite predecir la *Producción de Energía* mensual para las instalaciones de *Concentración* del tipo *Amonix-Guascor Fotón* estudiadas para cualquier ubicación basándose únicamente en estaciones meteorológicas cercanas y en el sistema PVGIS.

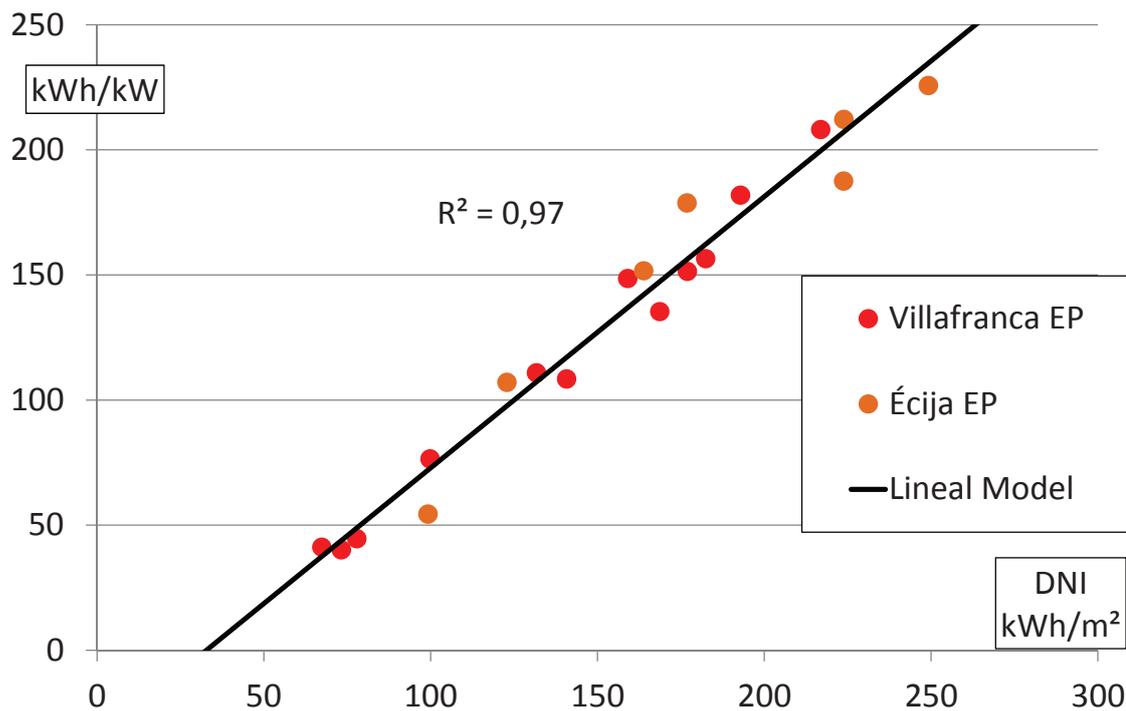


Figura 33: Correlación única mensual de la *Producción de Energía* en 2009 con respecto a la DNI estimada para las instalaciones de *Villafranca* y *Écija*.

La Figura 34 presenta la aplicación del modelo anterior descrito mediante la Ecuación (8) a las instalaciones de *Villafranca* y *Écija* para el año 2009. La *Producción de Energía* real en el año 2009 para la instalación de *Villafranca* fue de 1403,4 kWh/kW y la estimada con el modelo es 1403,5 kWh/kW. Para la instalación de *Écija* la energía producida real de enero a julio de 2009 fue de 1117,2 y la estimada con el modelo de 1124,5 kWh/kW. La diferencia de la predicción de *Producción de Energía* anual con respecto a la real fue de un 0,01% y 0,65% para las instalaciones de *Villafranca* y *Écija* respectivamente. La media de las diferencias de la predicción de *Producción de Energía* mensual con respecto a la real fue de 5,6% y 8,3% respectivamente.

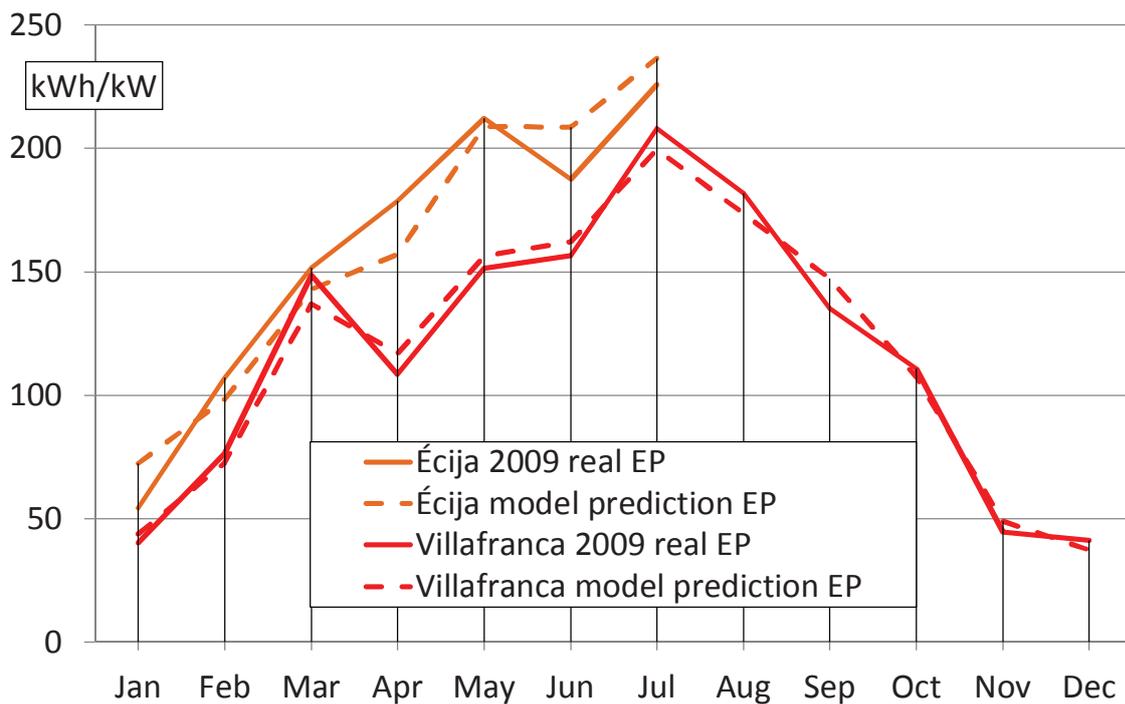


Figura 34: Predicciones mediante el modelo lineal de la *Producción de Energía* en 2009, y *Producción de Energía* real para las instalaciones de *Villafranca* y *Écija*.

De este apartado se puede concluir los siguientes resultados:

- *Los Coeficientes de Correlación Lineal de Pearson R^2 entre la Producción de Energía real mensual y la Irradiancia Directa Normal estimada para las instalaciones de Concentración de Amonix-Guascor Fotón analizadas han sido de 0,98 y 0,93.*
- *Las dos instalaciones de Concentración con células de silicio comparten ambas un mismo modelo lineal con un Coeficiente de Correlación Lineal de Pearson R^2 de 0,97, a pesar de estar ubicadas en zonas de muy diferente irradiación.*
- *El modelo de predicción de Producción de Energía para las instalaciones de Concentración analizadas, que está basado en datos de Irradiancia Global Horizontal (GHI) y en datos de PVGIS, permite predecir la Producción de Energía para las instalaciones de Amonix-Guascor Fotón, presentando desviaciones anuales de las predicciones respecto de los valores reales de 0,01% y 0,65%, y desviaciones mensuales de 5,6% y 8,3%.*

B. Instalaciones de *Concentración Concentrix*

Esta sección presenta y analiza la *Producción de Energía* de dos instalaciones de *Concentración Concentrix*. Los sistemas de *Concentración Concentrix* están basados en células solares multiunión III-V.

1. Instalación de Puertollano (Ciudad Real)

En esta sección se analiza la *Producción de Energía* en 2009 de la instalación de *Concentración Concentrix* ubicada en el paraje *La Nava 3* del *Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración* (ISFOC) de *Puertollano, Ciudad Real*. Dicha localización es una ubicación de buena irradiación. La base de datos PVGIS tiene para esta localización una media de *Irradiancia Directa Normal* (DNI) anual de 1894 kWh/m². La instalación está compuesta por 18 seguidores solares de 5,75 kW [117, 159].

a) Producción de Energía real en 2009

La *Producción de Energía* de esta instalación proviene de artículos publicados de ISFOC y *Concentrix* [117, 156] que reportan producciones acumuladas de esta instalación en 2009.

La Figura 35 y la Tabla 28 presentan la *Producción de Energía* mensual en 2009 para la instalación de *Concentración de Puertollano*.

Tabla 28: *Producción de Energía* mensual en 2009, DNI estimada e *Índice de Relación de Comportamiento* R_p estimado para la instalación de *Concentración de Puertollano*.

	2009 PE (kWh/kW)	DNI 2009 (kWh/m ²)	R_p estimado
Enero	38	92	36%
Febrero	118	125	80%
Marzo	146	176	71%
Abril	174	172	86%
Mayo	220	215	87%
Junio	195	221	75%
Julio	288	254	97%
Agosto	256	231	94%
Septiembre	130	153	72%
Octubre	174	170	87%
Noviembre	111	125	76%
Diciembre	37	71	44%
Anual	1888	2003	80,1%

b) Estimación de *Producción de Energía* de PVGIS

La Figura 35 y la Tabla 29 presenta la estimación de *Producción de Energía* calculada de PVGIS para un año medio, considerando que el sistema está funcionando con un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 75%. La estimación de *Producción de Energía* anual es de 1671 kWh/kW y la real es 1888 kWh/kW.

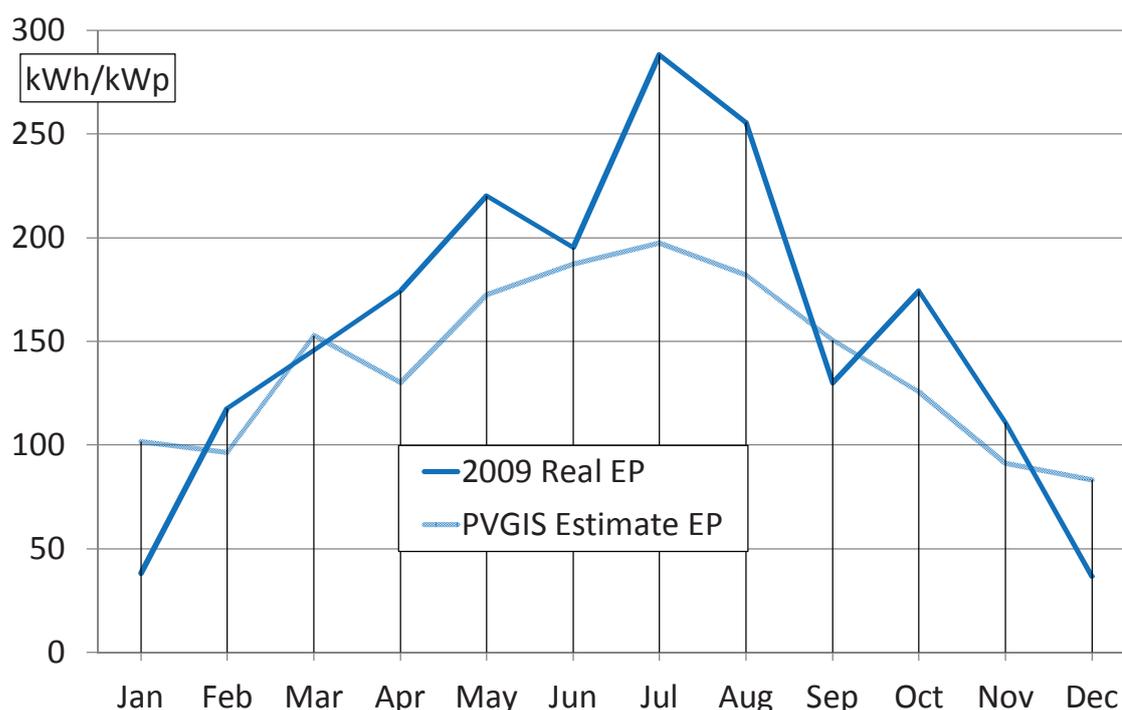


Figura 35: *Producción de Energía* real en 2009 y estimada mediante PVGIS para la instalación de *Concentración de Puertollano*.

Tabla 29: Estimación de *Producción de Energía* anual utilizando PVGIS, predicción utilizando GHI, y real para la instalación de *Concentración de Puertollano* en 2009.

	<i>Producción de Energía</i>	Ratio
Estimación de PVGIS	1671 kWh/kW	88,5%
Predicción para 2009	1768 kWh/kW	93,6%
Real en 2009	1888 kWh/kW	100,0%

La diferencia entre la estimación de *Producción de Energía* de PVGIS para un año medio y la real en 2009 es de un 11,5% anual, y de un 26,1% mensual.

c) Predicción de *Producción de Energía* en 2009

La Figura 36 y Tabla 30 presentan la estimación de la *Irradiancia Global Horizontal* GHI dada por PVGIS para *Puertollano*. También presenta la GHI real de 2009 tomada

de la estación meteorológica más cercana ubicada en *Ciudad Real* capital. Para esta ubicación, en 2009 se ha tenido un 6,8% más de GHI que la estimación dada por PVGIS.

Tabla 30: Datos de *Irradiancia Global Horizontal* de 2009 reales y datos por PVGIS para la ubicación de *Puertollano*.

	GHI	Proporción
PVGIS	1682 kWh/m ²	100,0%
Estac. Meteo. 2009	1796 kWh/m ²	106,8%

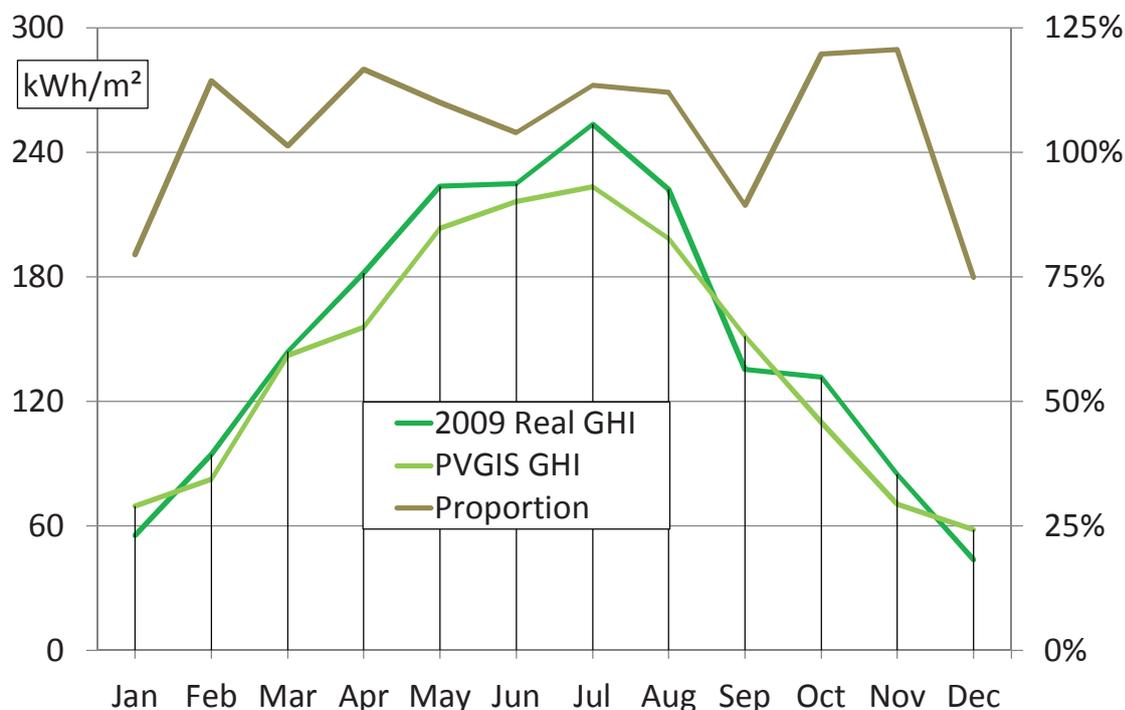


Figura 36: GHI mensual real y dada por PVGIS, y proporción entre ambas en 2009 para *Puertollano*.

En la Tabla 28 se presentan los datos de *Irradiancia Directa Normal* mensual estimados según se indica en el apartado *Método*, para la instalación de *Puertollano*. El total anual para 2009 estimado es de 2003 kWh/m², y el real anual medido por ISFOC para el mismo periodo es de 1974 kWh/m². La diferencia entre la estimación y el valor real es de tan solo un 1,48%.

La predicción de *Producción de Energía* en 2009 para la instalación de *Concentración de Puertollano* se presenta en la Figura 37 y la Tabla 29. La diferencia entre la predicción de *Producción de Energía* y la real en 2009 es un 6,4% anual y un 15,1% mensual.

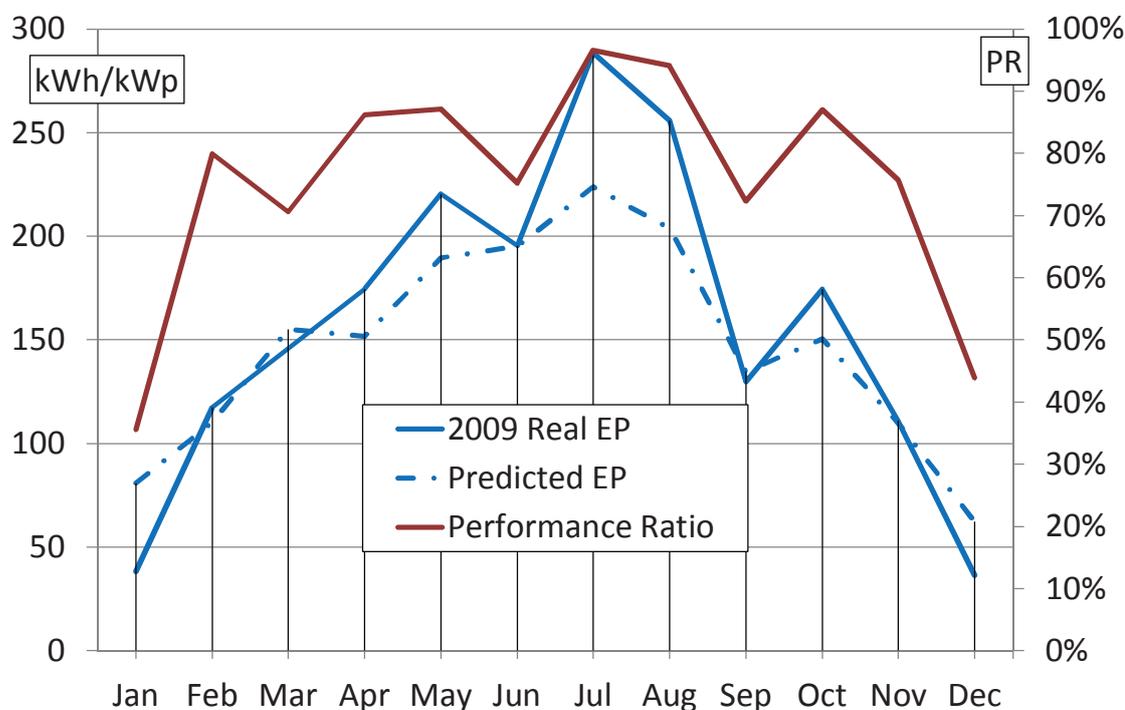


Figura 37: *Producción de Energía* real y predicción para 2009, e *Índice de Relación de Comportamiento* para la instalación de *Puertollano*.

La Figura 37 y Tabla 28 también presentan el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p estimado para 2009 para la instalación de *Concentración de Puertollano*. La media anual del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p estimado para el año 2009 es de 80,1%.

2. *Instalación de Sanlúcar la Mayor (Sevilla)*

Esta sección analiza la *Producción de Energía* de mayo de 2008 a abril de 2009 de la instalación de *Concentración* ubicada en *Sanlúcar la Mayor*, en la provincia de *Sevilla*. Está situada a 230 km de distancia de la instalación de *Puertollano*. Esta ubicación presenta buenas condiciones de irradiación. La base de datos PVGIS estima para esta ubicación una *Irradiancia Directa Normal* de 1944 kWh/m² anual. Esta instalación está

formada por un seguidor solar *Concentrix* puesto en operación a finales de abril de 2008 [116].

a) Producción de Energía real en 2008-2009

La Tabla 31 y la Figura 38 presentan la *Producción de Energía* mensual real de la instalación de *Concentración de Sanlúcar* desde mayo de 2008 a abril de 2009. Los datos de *Producción de Energía* provienen de un artículo publicado de *Concentrix* [116] que indica la producción mensual acumulada de la instalación. Los datos han sido tomados del gráfico publicado, y la precisión mensual de la medida podría introducir un error considerable, de hasta el 15%, pero en el total anual el error de medición sobre el gráfico representa menos de un 1%.

Tabla 31: *Producción de Energía* mensual en 2009, DNI estimado e *Índice de Relación de Comportamiento* R_P estimado para la instalación de *Concentración de Sanlúcar*.

	<i>Producción de Energía</i> (kWh/kW)	DNI (kWh/m ²)	R_P
Mayo 2008	119	179	57%
Junio 2008	271	240	96%
Julio 2008	297	245	103%
Agosto 2008	282	231	103%
Septiembre 2008	163	168	82%
Octubre 2008	124	144	73%
Noviembre 2008	160	138	99%
Diciembre 2008	93	95	84%
Enero 2009	77	106	62%
Febrero 2009	93	128	62%
Marzo 2009	93	167	47%
Abril 2009	209	180	99%
ANUAL	1981	2021	83,3%

b) Estimación de *Producción de Energía* de PVGIS

La Figura 38 y la Tabla 32 presentan la estimación de *Producción de Energía* para la instalación de *Concentración de Sanlúcar* extraída de PVGIS para un año medio, suponiendo que el sistema está funcionando con un *Índice de Relación de Comportamiento* R_P del 75%. De mayo de 2008 a abril de 2009 la *Producción de Energía* anual estimada es de 1715 kWh/kW, y la real es de 1981 kWh/kW.

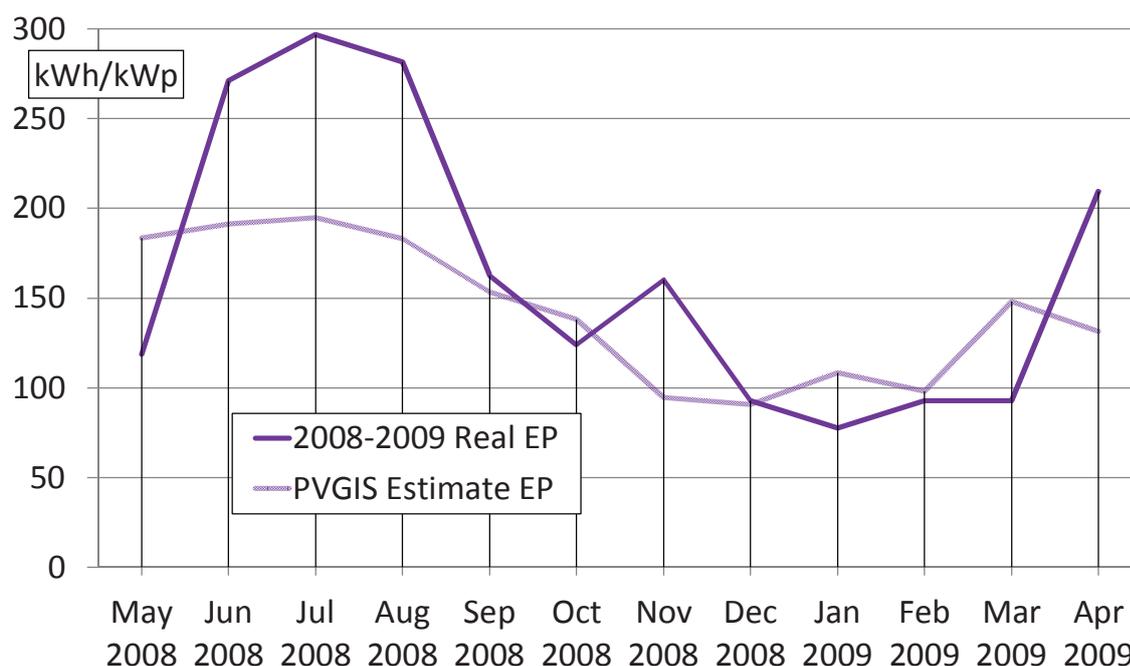


Figura 38: *Producción de Energía* real y estimada mediante PVGIS para la instalación de *Concentración de Sanlúcar*.

Tabla 32: *Producción de Energía* estimada, predicción de estaciones meteorológicas de mayo 2008 a abril 2009, y real para la instalación de *Concentración de Sanlúcar*.

	<i>Producción de Energía</i>	Ratio
Estimación de PVGIS	1715 kWh/kW	100,0%
Predicción mayo 2008 - abril 2009	1783 kWh/kW	104,0%
Real mayo 2008 - abril 2009	1981 kWh/kW	115,5%

La diferencia entre la estimación de *Producción de Energía* de mayo de 2008 a abril de 2009 y la *Producción de Energía* real es de un 13,4% anual y de un 30,6% mensual.

c) Predicción de *Producción de Energía* en 2009

La Figura 39 y la Tabla 33 presentan la estimación de *Irradiancia Global Horizontal* anual dada por PVGIS para la *Sanlúcar*, y la GHI real medida por la estación meteorológica ubicada en la misma localidad que la instalación. También presentan la

proporción entre ambas. De mayo de 2008 a abril de 2009, el total de GHI real fue un 4,5% mayor que el estimado por PVGIS.

Tabla 33: Estimación de GHI de PVGIS, y GHI real de mayo 2008 a abril 2009 para *Sanlúcar*.

	GHI	Proporción
PVGIS	1736 kWh/m ²	100,0%
Est. Met. mayo 2008 - abril 2009	1814 kWh/m ²	104,5%

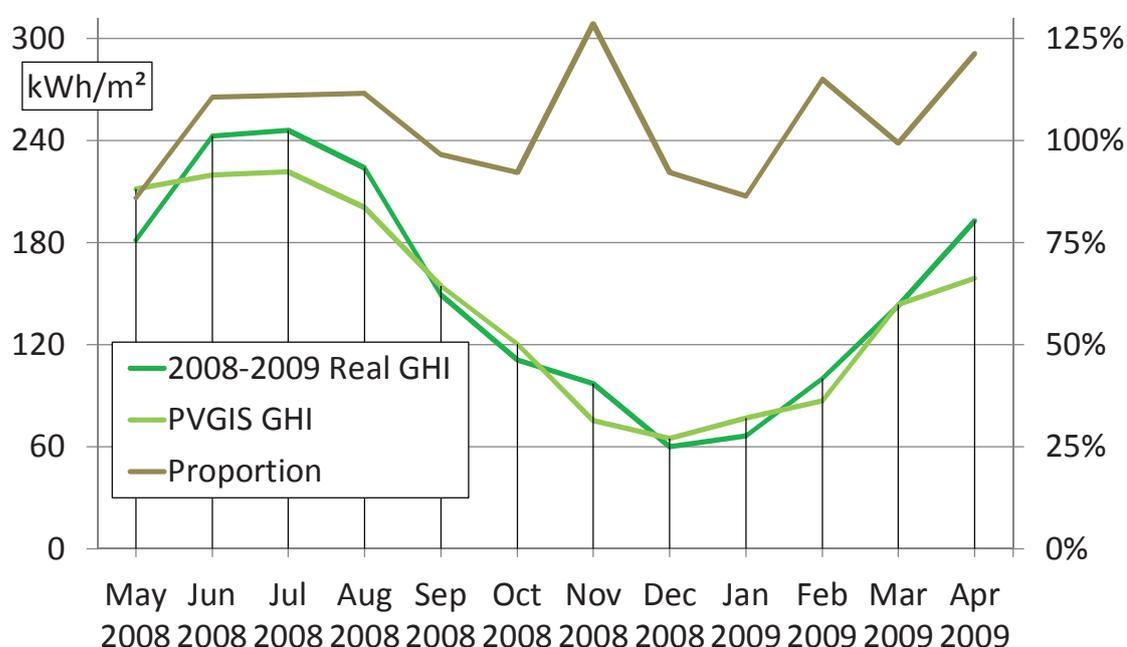


Figura 39: GHI real y dada por PVGIS, y proporción entre ambas, de mayo de 2008 a abril de 2009 para *Sanlúcar*.

La predicción de *Producción de Energía* de mayo de 2008 a abril de 2009, y la *Producción de Energía* real se presentan en la Figura 40 y en la Tabla 32. La predicción de *Producción de Energía* ha sido calculada a partir de la DNI mensual estimada utilizando datos de la estación meteorológica y la base de datos PVGIS, y suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 75% tal y como se indica en el apartado *Método*.

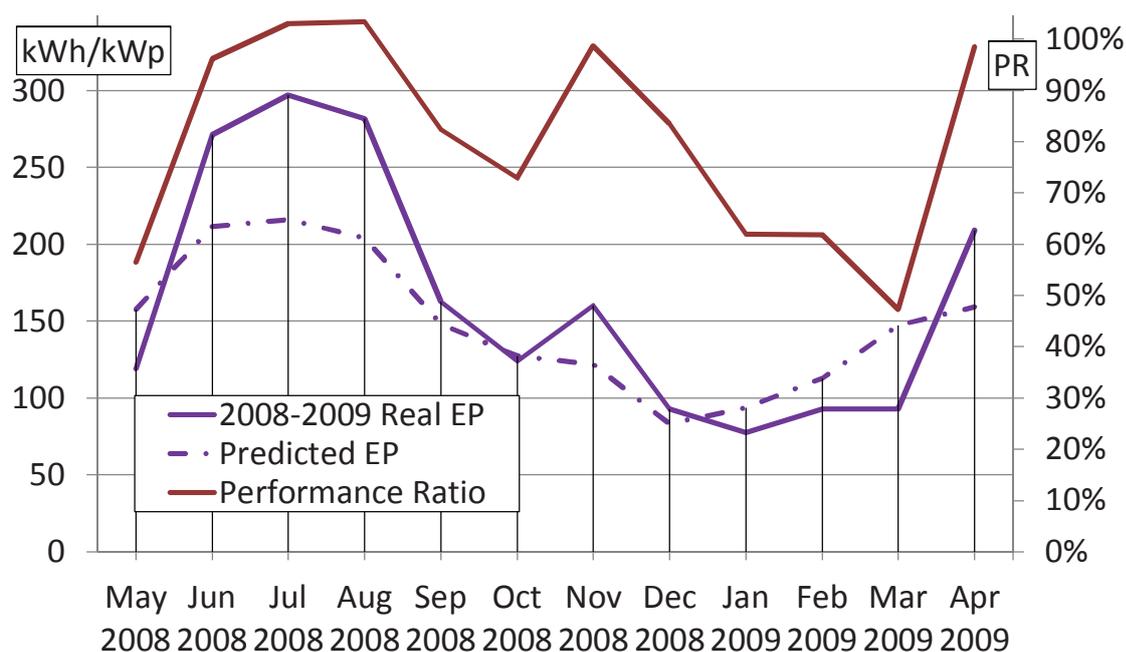


Figura 40: *Producción de Energía* real y predicción, e *Índice de Relación de Comportamiento* para la instalación de Sanlúcar.

La diferencia anual de la predicción de *Producción de Energía* y la real para la instalación de Sanlúcar es de un 10,0% anual y de un 23,4% mensual.

La Figura 40 y la Tabla 31 presentan el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p mensual estimado de mayo de 2008 a abril de 2008 para la instalación de *Concentración* de Sanlúcar. La media del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p para el periodo anterior es de 83,3%.

3. Modelo de Producción de Energía para instalaciones Concentrix

Esta sección presenta un modelo para predecir la *Producción de Energía* para los sistemas de *Concentración* de *Concentrix* considerando un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p variable en vez de constante. El modelo es aplicado a las instalaciones de *Concentración* de Puertollano y Sanlúcar la Mayor. Este modelo se establece de la misma manera que el modelo de *Amonix-Guascor Fotón*. Permite predecir la *Producción de Energía* basándose en la *Irradiancia Global Horizontal* mensual medida en estaciones meteorológicas cercanas y en la base de datos PVGIS (detallado en el apartado *Método*).

Observando la Figura 35 y la Figura 38 puede apreciarse que la estimación de *Producción de Energía* basada solamente en PVGIS no es precisa ni anual ni mensualmente. En la Figura 37 y la Figura 40 puede verse que teniendo en cuenta la radiación real se mejora la precisión de las predicciones de *Producciones de Energía*. No obstante se aprecia que se tiende a sobreestimar la *Producción de Energía* en los meses de baja irradiación y a subestimarla en los de alta radiación. Esto implica que el *Índice de Relación de Comportamiento* varía a lo largo del año en función de la radiación. En la Figura 41 se muestran las correlaciones del *Índice de Relación de Comportamiento* estimado entre la *Irradiancia Directa Normal* mensual estimada para las instalaciones de *Concentración* de *Puertollano* y *Sanlúcar*. Se han representado las líneas de regresión y los *Coefficientes de Correlación Lineal de Pearson* R^2 .

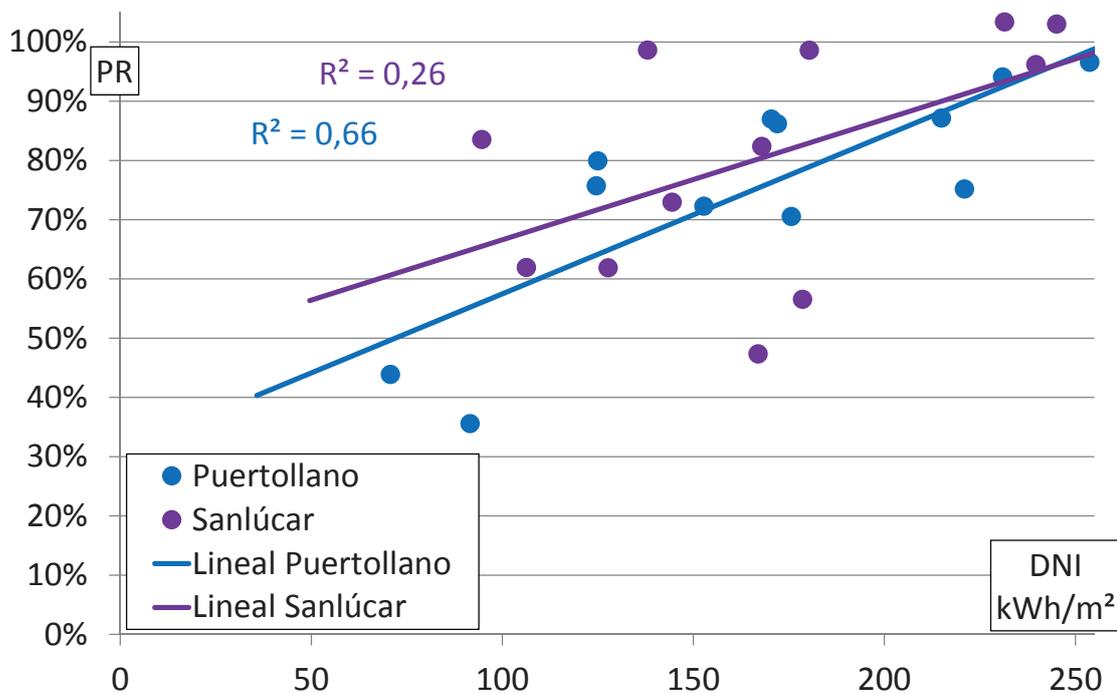


Figura 41: Correlaciones del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p mensual estimado en función de la DNI para las instalaciones de *Puertollano* y *Sanlúcar*.

La Figura 42 presenta las correlaciones entre el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p mensual estimado y la correspondiente *Producción de Energía* mensual real para las instalaciones de *Concentración* de *Puertollano* y *Sanlúcar*. Se presentan las líneas de regresión y los *Coefficientes de Correlación Lineal de Pearson*. Puede verse que la linealidad es mejor en este caso que en el anterior.

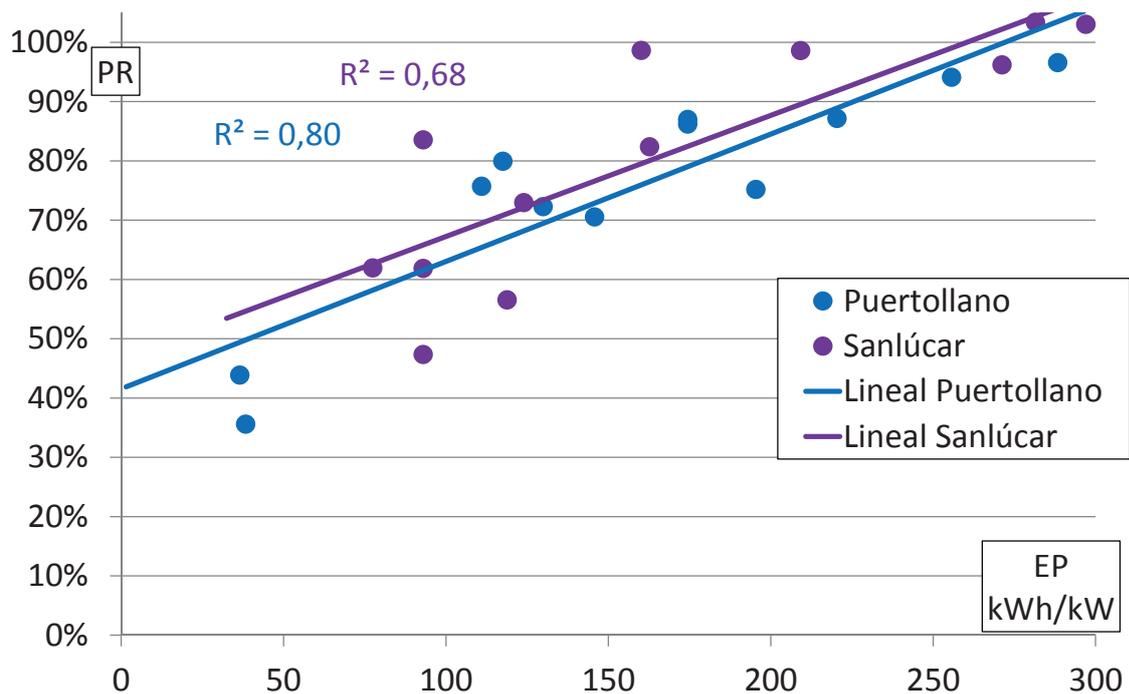


Figura 42: Correlación del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p mensual estimado en función de la *Producción de Energía* real para las instalaciones de *Puertollano* y *Sanlúcar*.

La Figura 43 presenta las correlaciones entre la *Producción de Energía* mensual con respecto a la *Irradiancia Directa Normal* estimada para las instalaciones de *Puertollano* y *Sanlúcar*. También presenta las líneas de tendencia y los *Coefficientes de Correlación Lineal de Pearson* R^2 . De la Figura 41 a la Figura 43 la linealidad de las regresiones, indicada mediante el *Coefficiente de Correlación Lineal de Pearson* R^2 mejora sensiblemente. Ambas correlaciones son casi coincidentes aun cuando las instalaciones están ubicadas alejadas entre sí. Esto indica que el patrón de comportamiento de ambas instalaciones puede modelarse por una misma regresión. El que la línea de regresión no pase por el origen indica que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p es variable con la *Irradiancia Directa Normal* DNI mensual y que para valores de DNI pequeños la *Producción de Energía* es muy reducida. Esto indica que estos sistemas tendrán un mejor funcionamiento en ubicaciones de alta irradiación.

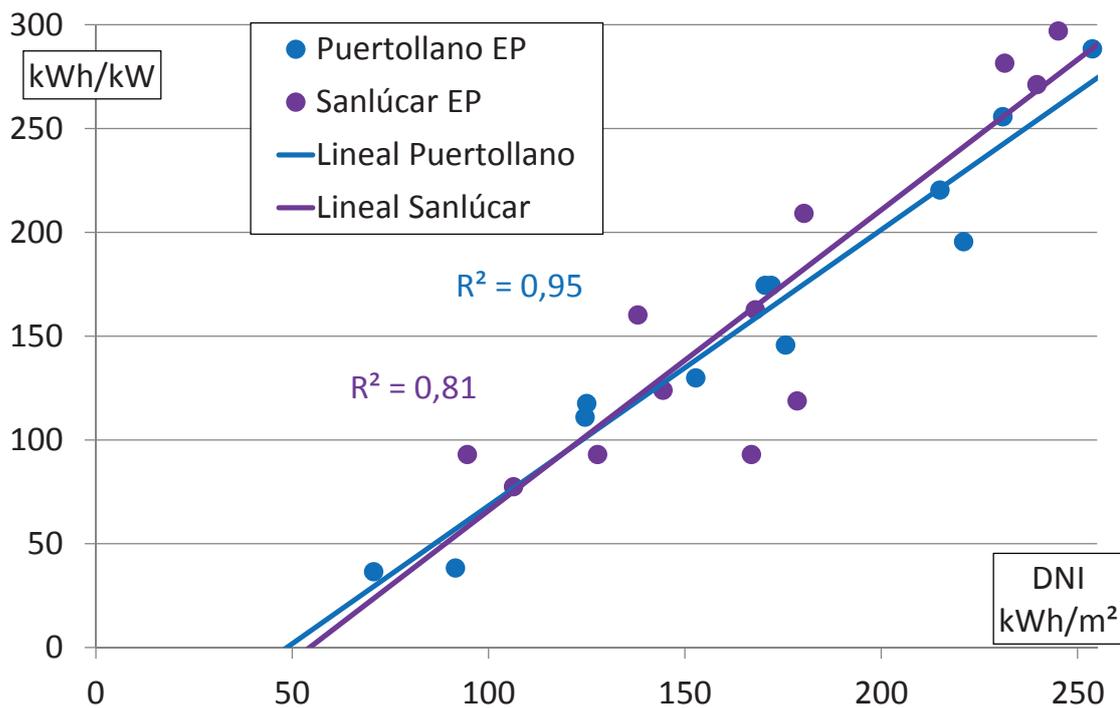


Figura 43: Correlación mensual de la *Producción de Energía* en 2009 respecto de la DNI estimada para las instalaciones de *Puertollano* y *Sanlúcar*.

La Figura 44 presenta una única correlación lineal de la *Producción de Energía* mensual con la *Irradiancia Directa Normal* estimada para las instalaciones de *Puertollano* y *Sanlúcar*. La linealidad de ambas instalaciones está representada por la Ecuación (9):

$$EP = 1,3819 \cdot DNI - 70,525 \quad (9)$$

Donde EP es la *Producción de Energía* mensual y DNI es la *Irradiancia Directa Normal* estimada.

Este modelo permite predecir la *Producción de Energía* mensual para las instalaciones de *Concentración* del tipo *Concentrix* estudiadas para cualquier ubicación basándose únicamente en estaciones meteorológicas cercanas y en el sistema PVGIS.

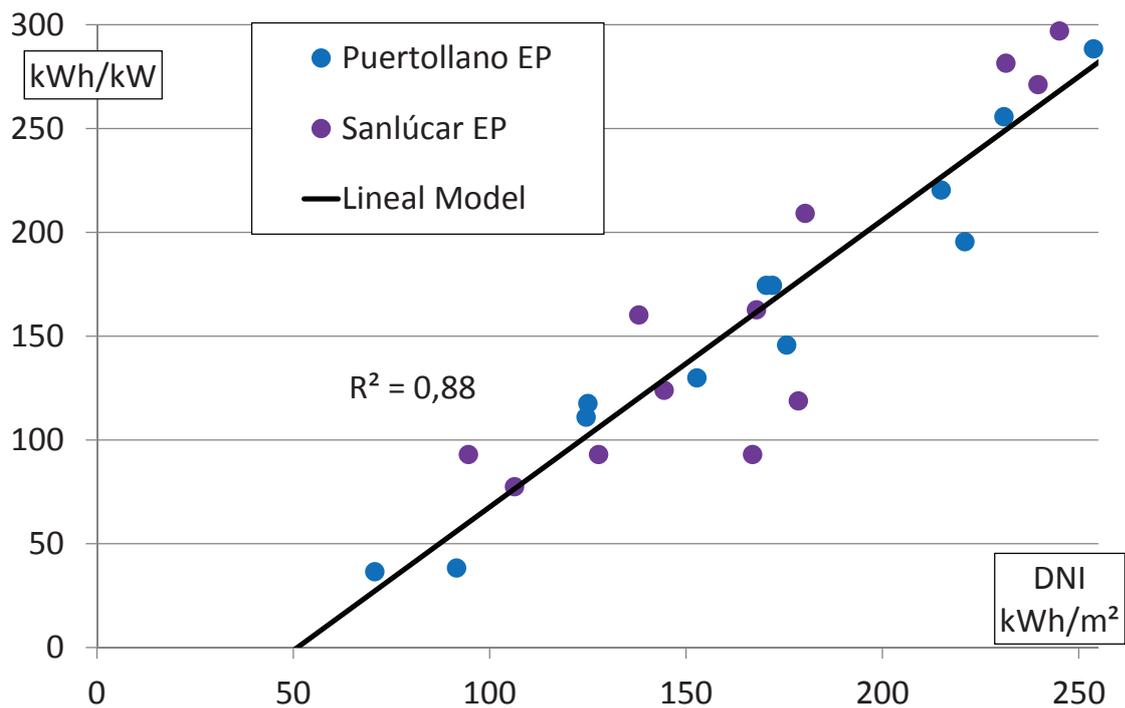


Figura 44: Correlación única mensual de la *Producción de Energía* con respecto a la DNI estimada para las instalaciones de *Puertollano* y *Sanlúcar*.

La Figura 45 presenta la aplicación del modelo anterior descrito mediante la Ecuación (9) a la instalación de *Puertollano*. La *Producción de Energía* real en el año 2009 para la instalación de *Puertollano* fue de 1968,8 kWh/kW y la estimada con el modelo es 1961,9 kWh/kW. La diferencia de la predicción de *Producción de Energía* con respecto a la real fue de un 1,7% anual, y de un 8,8% mensual.

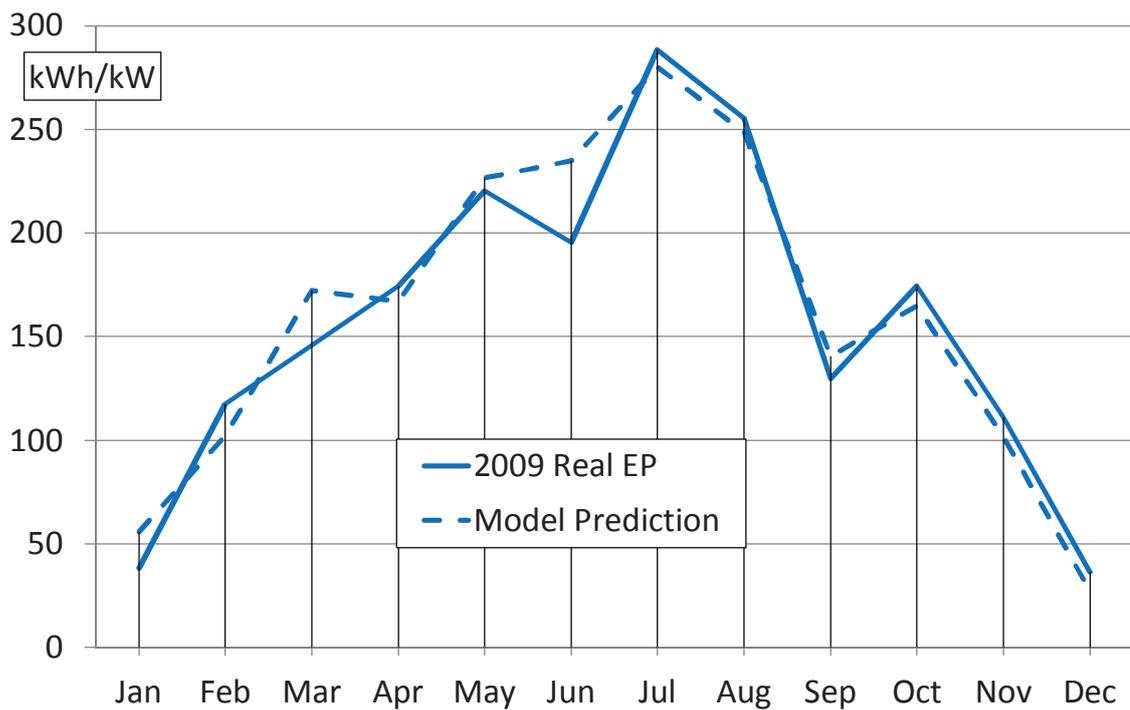


Figura 45: Predicción mediante el modelo lineal de la *Producción de Energía* en 2009, y *Producción de Energía* real para la instalación de *Puertollano*.

La Figura 46 presenta la aplicación del modelo anterior descrito mediante la Ecuación (9) a la instalación de *Sanlúcar*. La *Producción de Energía* real de mayo de 2008 a abril de 2009 para la instalación de *Sanlúcar* fue de 1980,9 kWh/kW y la estimada con el modelo es 1987,7 kWh/kW. La diferencia de la predicción de *Producción de Energía* con respecto a la real fue de un 1,7% anual, y de un 16,1% mensual.

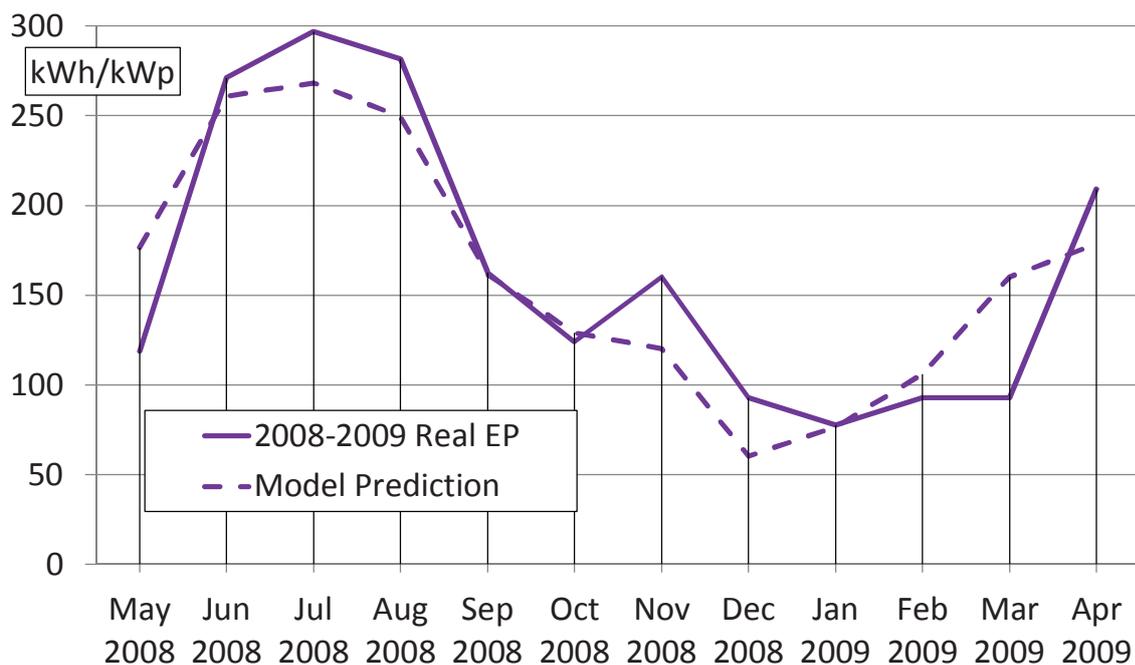


Figura 46: Predicción mediante el modelo lineal de la *Producción de Energía* en 2009, y *Producción de Energía* real para la instalación de Puertollano.

De este apartado se puede concluir los siguientes resultados:

- *Los Coeficientes de Correlación Lineal de Pearson R^2 entre la Producción de Energía real mensual y la Irradiancia Directa Normal estimada para las instalaciones de Concentración de Concentrix analizadas han sido de 0,95 y 0,81.*
- *Las dos instalaciones de Concentración, con células multiunión, comparten ambas un mismo modelo lineal con un Coeficiente de Correlación Lineal de Pearson R^2 de 0,88, a pesar de estar ubicadas alejadas entre sí.*
- *Los modelos de predicción de Producción de Energía para instalaciones de Concentración propuestos, que están basados en datos de Irradiancia Global Horizontal (GHI) y en datos de PVGIS, permiten predecir la Producción de Energía para las instalaciones de Concentrix, presentando desviaciones anuales de las predicciones respecto de los valores reales de 1,65% y 1,73%, y desviaciones mensuales de 8,8% y 16,1%.*

C. Comparación de los métodos de predicción de *Producción de Energía*

En esta sección se presenta una recopilación comparativa de la precisión de los resultados de predicciones de *Producción de Energía* mediante los diferentes métodos utilizados.

La Tabla 34 presenta una comparativa de las diferencias anuales entre la predicción de *Producción de Energía* obtenida mediante cada uno de los tres métodos presentados anteriormente, y la *Producción de Energía* real, para las instalaciones de *Amonix-Guascor Fotón*.

Tabla 34: Diferencia anual entre la predicción de *Producción de Energía* y la real mediante diferentes métodos para las instalaciones de *Amonix-Guascor Fotón* (AGF).

Anual	Estimación PVGIS	Predicción PVGIS y Est. Met.	Modelo AGF
<i>Villafranca</i>	9,6%	6,1%	0,01%
<i>Écija</i>	7,6%	0,5%	0,65%

La Tabla 35 presenta una comparativa de la media de las diferencias mensuales entre la predicción de *Producción de Energía* obtenida mediante cada uno de los tres métodos anteriores y la *Producción de Energía* real, para las instalaciones de *Amonix-Guascor Fotón*.

Tabla 35: Media de las diferencias mensuales entre la predicción de *Producción de Energía* y la real mediante diferentes métodos para las instalaciones de *Amonix-Guascor Fotón* (AGF).

Mensual	Estimación PVGIS	Predicción PVGIS y Est. Met.	Modelo AGF
<i>Villafranca</i>	18,1%	11,3%	5,6%
<i>Écija</i>	17,1%	8,5%	8,3%

La Tabla 36 presenta una comparativa de las diferencias anuales entre la predicción de *Producción de Energía* obtenida mediante cada uno de los tres métodos anteriores y la *Producción de Energía* real, para las instalaciones de *Concentrix*.

Tabla 36: Diferencia anual entre la predicción de *Producción de Energía* y la real mediante diferentes métodos para las instalaciones de *Concentrix*.

Anual	Estim. PVGIS	Predicc. PVGIS y Est. Met.	Modelo <i>Concentrix</i>
<i>Puertollano</i>	11,5%	6,4%	1,65%
<i>Sanlúcar</i>	13,4%	10,0%	1,73%

La Tabla 37 presenta una comparativa de la media de las diferencias mensuales entre la predicción de *Producción de Energía* obtenida mediante cada uno de los tres métodos anteriores, y la *Producción de Energía* real, para las instalaciones de *Concentrix*.

Tabla 37: Media de las diferencias mensuales entre la predicción de *Producción de Energía* y la real mediante diferentes métodos para las instalaciones de *Concentrix*.

Mensual	Estim. PVGIS	Predicc. PVGIS y Est. Met.	Modelo <i>Concentrix</i>
<i>Puertollano</i>	26,1%	15,1%	8,8%
<i>Sanlúcar</i>	30,6%	23,4%	16,1%

DISCUSIÓN

En este apartado se presentan los resultados extraídos del apartado anterior *Resultados* y se comentan y analizan. Está dividido en dos partes, correspondientes a las dos partes en las que se dividen los trabajos de esta tesis. Al principio de cada uno de los apartados se enumeran los resultados, y posteriormente se comenta cada uno de ellos más ampliamente.

Primera parte

La primera parte de esta tesis presenta un análisis profundo de dos variables cuantitativas que reflejan el rendimiento de una instalación fotovoltaica: la *Producción de Energía* y el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p , para cuatro configuraciones fotovoltaicas: fijas, con seguidores de un eje, con seguidores de dos ejes y de *Concentración Fotovoltaica*. La *Producción de Energía* en términos de kWh/kW refleja la capacidad de un sistema fotovoltaico de generar energía y depende tanto de la configuración fotovoltaica (fija, con seguimiento o de *Concentración*) como de su ubicación. El *Índice de Relación de Comportamiento* R_p refleja la eficiencia en la captura de la irradiación y su conversión en electricidad. Mediante la determinación de la *Producción de Energía* real de una instalación, y la estimación del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p a partir de los mejores datos de irradiación disponibles, se han podido realizar diversas comparaciones.

Resumen de resultados

De los análisis realizados en esta primera parte de esta tesis se han obtenido unos resultados que se resumen en los seis siguientes:

1. El incremento de *Producción de Energía* en 2009 en *Andalucía* mediante instalaciones con seguidores de un eje respecto a instalaciones fijas fue de un 69,5%, y con seguidores de dos ejes respecto de instalaciones fijas fue un 65,1% del teórico esperado.
2. El incremento de *Producción de Energía* con sistemas de dos ejes frente a los *Concentración* fue en *Andalucía* 1/3 mayor, y en *Navarra* el doble, que el teórico esperado.

3. La *Producción de Energía* en 2009 en *Andalucía* y *Navarra* mediante instalaciones de *Concentración* ha sido un 87,4% y 82,0% respectivamente de la teórica esperada suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 75%.
4. 4°. El *Índice de Relación de Comportamiento* R_p anual en *Andalucía* en el año 2009 fue de 79,3% para las instalaciones fijas, de 72,4 para las de seguidores de un eje, de 71,4 para las de dos ejes, y de 65,6% para la de *Concentración*.
5. 5°. El *Índice de Relación de Comportamiento* R_p anual para las instalaciones de seguidores de dos ejes fue de 71,4% en *Andalucía* y de 77,5% en *Navarra*.
6. 6°. El *Índice de Relación de Comportamiento* R_p anual para las instalaciones de *Concentración* fue de 65,6% en *Andalucía* y de 61,1% en *Navarra*.

Primer resultado

El resultado más relevante de esta primera parte del estudio es que el incremento de *Producción de Energía* en 2009 en *Andalucía* mediante instalaciones con seguidores de un eje y de dos ejes respecto a instalaciones fijas fue menor del teórico esperado. Las ganancias estimadas en la *Producción de Energía* mediante el sistema PVGIS son del 32,1% y 38,7% para los seguidores con uno y dos ejes respectivamente, mientras que los incrementos de *Producciones de Energía* reales que se produjeron durante el año 2009 fueron del 22,3% y del 25,2% para estos sistemas. Esto indica que se alcanzaron solamente el 69,5% y el 65,1% del teórico estimado para instalaciones de un eje y dos ejes respectivamente. Estos resultados revelan que el incremento de *Producción de Energía* en instalaciones con seguidores de ambos tipos es bastante inferior al teórico esperado.

Implicaciones de la baja dispersión de los datos

Los datos de *Producción de Energía* presentados en este trabajo son consistentes. La fortaleza radica en la pequeña desviación de los datos de producción anuales de energía respecto de la media. El parámetro calculado para estimar la *Desviación Estándar Muestral* (*Sample Standard Deviation SSD*), tiene en cuenta el error introducido al desconocer el valor de la *Media*, y arroja un valor mayor que el dado por la *Desviación*

Estándar. Aun así, la desviación es especialmente pequeña para los datos de producción de instalaciones fijas y de las instalaciones con seguidor de dos ejes, y algo mayor en seguidores de un eje. La desviación es de tan sólo un 3,8% para las instalaciones fijas y de un 2,3% en las instalaciones con seguidores de dos ejes. Pero del valor de estas desviaciones, un 1,0% y un 1,8% para instalaciones fijas y de dos ejes respectivamente, son atribuibles a la dispersión de los valores de irradiación en las diferentes ubicaciones de las instalaciones. Con lo que solamente la diferencia de las desviaciones de estos dos parámetros serían las atribuibles al tipo de instalación que son del 2,8% para instalaciones fijas y del 0,5% para instalaciones con seguidor. Esta consistencia de los datos puede observarse en la Figura 16 del apartado de resultados. En ellas pueden verse que las líneas correspondientes a instalaciones fijas e instalaciones de dos ejes están muy agrupadas entre ellas.

La *Desviación Estándar Muestral* de la *Producción de Energía* anual de las tres instalaciones con seguidores de un eje es de un 9,9%, siendo la *Desviación Estándar Muestral* de la GHI anual en las ubicaciones de las instalaciones de un 1,7%. Por ello solo es atribuible al sistema de seguimiento un 8,2%.

Tanto en los sistemas fijos como en los de dos ejes, las instalaciones no pueden presentar variaciones notables en cuanto a su configuración. No es el caso de las instalaciones de un eje, que pueden ser de seguidores de un eje vertical y con seguidores de un eje inclinado de dirección Norte Sur. En ambos casos las inclinaciones de las placas respecto de la horizontal en el primero, o del eje en el segundo se optimizan para una ubicación dada para maximizar la captación de energía en el conjunto del año. Aunque también existe la configuración de eje horizontal Este Oeste en seguidores de un eje, apenas se ha instalado en *España* pues la captación de energía es mucho menor.

Se ha mostrado en la Figura 15 del apartado primero de resultados que la estimación anual de la energía es prácticamente la misma para las dos configuraciones de seguidores de un eje, aunque la distribución de la *Producción de Energía* a lo largo de los meses del año presenta variaciones que sí son apreciables. La configuración con eje inclinado Norte Sur tiene más *Producción de Energía* en verano pero menos en invierno, con respecto a la de eje vertical. Por ello, la irradiación sobre los paneles en los seguidores de un eje podría estar infraestimada en verano y sobreestimada en invierno. Esto explicaría por qué la producción de seguidores de un eje es mayor que el

de fijos y el de dos ejes en veranos y menor en invierno. Por motivos de simplicidad en nuestro estudio, y debido también a la imposibilidad de determinar qué tipo de seguidores de un eje estaban instalados, y como la predicción de *Producción de Energía* anual es prácticamente la misma para ambas configuraciones de seguidores de un eje, hemos realizado los cálculos considerando que el tipo de seguidores de todas las instalaciones de un eje vertical.

La mayor *Desviación Estándar Muestral* de la *Producción de Energía* anual de las tres instalaciones con seguidores de un eje podría explicarse por dos motivos. Por un lado podría tratarse de configuraciones de instalaciones de un eje diferentes. Y por otra parte las instalaciones de un eje están más alejadas unas de otras que las fijas o las de dos ejes, tal y como puede observarse en la Figura 11.

De las instalaciones presentadas en la Figura 21 destaca que una de las seis instalaciones de dos ejes tiene, a diferencia de las otras cinco, valores bajos en mayo y altos en junio. La interpretación más probable es que parte de la *Producción de Energía* de mayo se haya consignado en junio. En ese año alguna vez la compañía eléctrica facturaba parte de la producción de un mes el mes siguiente, como todo parece indicar que ha sucedido en este caso. Esta anomalía no afecta a la *Producción de Energía* anual.

Posibles causas implicadas en los resultados

Los motivos por los cuales el incremento de *Producción de Energía* mediante instalaciones con seguidores respecto de instalaciones fijas no es el esperado, pueden ser diversos, pero el origen puede deberse a dos principales causas:

- Que la radiación incidente en el plano de las placas para los diferentes sistemas fotovoltaicos no sea el estimado mediante el sistema PVGIS. Ello podría haber dado un mayor peso a la *Irradiancia Global Normal* que utilizan las instalaciones de dos ejes, que a la *Irradiancia Global* en el plano de instalación de los paneles de las instalaciones fijas. Esta posibilidad es poco probable, debido a la calidad y el rigor con el que PVGIS ha sido hecho, y que contiene datos reales de estaciones meteorológicas que son capaces de comparar los diferentes tipos de radiaciones chequeando de este modo los resultados. Los

estudios en el campo de la medición creación de modelos de radiación están muy avanzados y ampliamente tratados en la bibliografía científica [120, 123, 128, 160].

- Que el sistema no sea capaz de aprovechar toda la radiación, o que se generen pérdidas adicionales debido a las particulares características de los sistemas de seguimiento solar. Posibles causas de estas pérdidas de potencia en la instalación fotovoltaica son [161]:
 - Pérdidas debidas a sombras producidas por unos seguidores sobre otros [35]. Los seguidores solares tienden a generar sombras entre sí sobre todo al comienzo y al final del día. Este efecto es mucho más acusado que en instalaciones fijas.
 - Consumo del posicionamiento de los seguidores solares. Al ser un elemento electromecánico, todo seguidor solar tiene un consumo de energía, que lo consideraremos como pérdida, pues disminuye la energía neta entregada a la red.
 - Posicionamiento horizontal debido a fuerte viento. Los seguidores solares suelen contar un sistema que les protege contra el viento, posicionándolos horizontalmente de manera que ofrezcan una menor resistencia al aire cuando el viento sobrepasa una determinada velocidad.
 - Tiempo fuera de servicio. Como toda máquina, es susceptible de averiarse y de no funcionar. Esto haría que el sistema no se orientase de forma óptima y redujera la *Producción de Energía*. Debido a que disminuye la energía entregada a la red, lo consideraremos como una pérdida.
 - Pérdidas debidas a la mayor temperatura de funcionamiento. Los paneles se certifican a una temperatura de 25°. Como los paneles son de *silicio*, presentan una disminución de la eficiencia con el aumento de la temperatura. Al incidir la radiación perpendicular a los paneles, la temperatura de funcionamiento de los paneles en seguidores solares será mayor que en instalaciones fijas.

Además de la consideración de superiores posibles pérdidas adicionales de los sistemas de dos ejes con respecto a las instalaciones fijas, existen también motivos por el que pudiera aumentarse, mediante la optimización mediante el control, la captación de energía de los sistemas de dos ejes. Existen estrategias de control que consiguen aumentar la captación de energía respecto a un seguimiento de dos ejes puro, modificando la posición para los días nublados, en los que la *Irradiancia Directa Normal* es muy reducida [37].

Comparación con trabajos previos

Existen pocos estudios que hayan analizado y comparado las diferencias entre *Producción de Energía* con seguidores solares e instalaciones fijas. La mayor parte de los estudios son teóricos, y no incluyen datos de instalaciones reales. Los resultados obtenidos en este trabajo están mayormente en discordancia con los trabajos previos.

Uno de los primeros estudios comparativos sobre la *Producción de Energía* en función del tipo de seguimiento solar fue realizado en 1978 por *Neville* [70]. Encuentra que los sistemas con seguimiento de dos ejes pueden incrementar hasta en un 50% la *Producción de Energía* que los sistemas fijos, mientras que nuestros resultados arrojan un incremento en *Andalucía* alrededor de la mitad para instalaciones con seguimiento a dos ejes. *Neville* también indica que los sistemas de un solo eje rinden de un 5% a un 10% menos que los de dos ejes. Este resultado estaría en concordancia con nuestros resultados. Una limitación del estudio de *Neville* es que se realiza para condiciones de cielo despejado.

Helwa y colaboradores (2000) encontraron en *Widderstall, Alemania*, un incremento *Producción de Energía* del rendimiento de los sistemas de dos ejes con respecto a los sistemas fijos de un 30% [71]. Y *Abdallah*, en 2004, encuentra *Amman, Jordania*, un incremento de la *Producción de Energía* de los sistemas con seguimiento de dos ejes con respecto a los sistemas fijos de un 43,87% [72]. Nuestros resultados reflejan incrementos menores que los anteriores. Indicar que los estudios anteriores están hechos para una instalación con fines de investigación, como la de *Helwa*, o con datos de un solo día en el caso de *Abdallah*. A diferencia de los anteriores, nuestro estudio está realizado con instalaciones comerciales durante un año entero.

Moore y colaboradores encuentran en 2005 en *Arizona* un incremento del 23% para los seguidores de un eje horizontal Este-Oeste, y de un 37% para los seguidores de un eje inclinado Norte-Sur, con respecto a los sistemas fijos [61]. Estos resultados son muy superiores a los obtenidos en nuestro trabajo para *Andalucía*.

Huld y colaboradores (2008, 2009 y 2010) presentan un estudio teórico sobre las ganancias en la *Producción de Energía* de instalaciones con seguidores respecto a instalaciones fijas, y encuentran un incremento en *Europa* entre el 25% y el 70% con los seguidores de dos ejes [60], y ligeramente menor para instalaciones con seguidores de un eje [36, 41, 73]. Estos estudios son el fundamento del sistema PVGIS, y debido a su amplia difusión, son los resultados teóricos que se han tomado como referencia en esta tesis, encontrando incrementos reales inferiores a los de *Huld* y colaboradores.

Segundo resultado

El segundo resultado de este estudio sugiere que el incremento de *Producción de Energía* con sistemas de dos ejes con respecto a sistemas de *Concentración* es superior al teórico esperado tanto en zonas de alta radiación como de baja radiación. Las ganancias teóricas estimadas en la *Producción de Energía* mediante el sistema PVGIS son del 21,1% de enero a julio en *Andalucía (Écija)*, y del 27,5% para todo el año en *Navarra (Villafranca)*, mientras que los incrementos *Producciones de Energía* reales que se produjeron fueron del 28,4% de enero a julio de 2009 en *Andalucía*, y del 56,2% en *Navarra* en todo el 2009. Esto indica que el incremento de energía producida mediante sistemas de dos ejes con respecto a sistemas de *Concentración* fue un 34,7% y un 104,4% mayor que el esperado en *Andalucía* y *Navarra* respectivamente.

El primer hecho a destacar es que en zonas de baja radiación (*Navarra*) el incremento de producción teórico con sistemas de dos ejes planos con respecto a sistemas de *Concentración* es mayor que en zonas de alta radiación (*Andalucía*). Esto indica que la proporción entre *Irradiancia Directa Normal* utilizada por las instalaciones de *Concentración*, y la *Irradiancia Global Normal* utilizada por las instalaciones de dos ejes de placas planas, es menor en zonas de baja radiación.

La proporción entre las *Producciones de Energía* teóricas con *Concentración* y con seguidores de dos ejes, es sensiblemente menor a la proporción de las irradiaciones

correspondientes estimadas con PVGIS. Esta proporción de irradiación, que es de 141,9% en *Écija* y de 150,0% en *Navarra*, se ve disminuida en un por el factor 850/1000 en la predicción de energía debido la diferencia en el rating de las placas planas (1000W) y los sistemas de *Concentración* (850W). De este modo tenemos que la proporción de *Producción de Energía* estimada es de 121,1% de enero a julio en *Écija*, y de 127,5% en *Navarra*.

El hecho de que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p de las instalaciones de *Concentración* sea mejor en *Andalucía* que en *Navarra* con respecto a las instalaciones de dos ejes tiene dos causas, con efectos que se suman, que se comentan más en detalle en el quinto y sexto resultado. Estas dos causas son:

1. Las pérdidas de las instalaciones de dos ejes son menores en *Navarra* que en *Andalucía*. Esto lo indica que el valor medio anual del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p de las instalaciones de *Andalucía* es del 71,4%, mientras que el de las instalaciones de *Navarra* es del 77,55%, como se muestra en la Figura 17 y la Figura 22. Esta diferencia de comportamiento es explicable por la diferencia de temperaturas de funcionamiento. Las temperaturas de *Navarra*, zona de menor radiación, son muy inferiores a las de *Andalucía*.
2. Las pérdidas de las instalaciones de *Concentración* son mayores en *Navarra* que en *Andalucía*. Mientras que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p de enero a julio de 2009 para la instalación de *Écija* fue de 65,6%, para la instalación de *Navarra* en 2009 fue del 61,1%. Comparaciones de los *Índices de Relación de Comportamiento* R_p pueden verse en la Figura 17 y la Figura 22 del apartado de *Resultados*. En la Figura 30, la Figura 31, la Figura 32, y la Figura 33 del apartado de *Resultados* puede comprobarse cómo la instalación de *Concentración* ubicada en *Navarra*, zona de baja radiación, se encuentra en la parte baja de la línea de regresión y presenta bajos *Índices de Relación de Comportamiento* R_p . En contraste, la instalación de *Andalucía*, zona de alta radiación, se encuentra en la parte alta de la línea de regresión con mejores *Índices de Relación de Comportamiento* R_p .

En el apartado *Introducción* se ha tratado antes la comparación de *Producción de Energía* mediante sistemas de dos ejes de placas planas y sistemas de *Concentración*.

F. Rubio encuentra que la *Producción de Energía* mediante sistemas de paneles planos con seguimiento a dos ejes y con sistemas de *Concentración* es muy similar [24, 156], mientras que en nuestros resultados la *Producción de Energía* mediante sistemas planos con seguimiento a dos ejes es sensiblemente superior tanto en zonas de baja radiación como en zonas de alta radiación. Presenta también en el mismo trabajo que la *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración* respecto a sistemas fijos es de un 10% a un 20% superior, mientras que en nuestro estudio la producción ha sido la misma. Las diferencias en los resultados pueden deberse a diferentes condiciones de rating. Así como existe unanimidad en las condiciones de test para los paneles planos, para paneles de *Concentración* no hay unas únicas condiciones [54, 56, 162].

Esta es la primera vez en la bibliografía que se estudia la *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración* en una zona de alta radiación y de baja radiación, y se comparan ambas zonas.

Tercer resultado

El tercer resultado muestra que la *Producción de Energía* en 2009 en *Andalucía (Écija)* y *Navarra (Villafranca)* mediante instalaciones de *Concentración* ha sido un 87,4% y 82,0% respectivamente de la teórica esperada suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 75%. Por lo tanto la *Producción de Energía* mediante instalaciones de *Concentración* es inferior a la producción teórica esperada tanto en zonas de alta como de baja radiación.

La instalación de *Concentración* de *Villafranca (Navarra)* es la mayor del mundo con 7,8 MW instalados. Se encuentra ubicado en una zona de baja radiación. Por este motivo se encuentra en la parte baja de la línea de regresión (Figura 33), y por ello tiene un bajo *Índice de Relación de Comportamiento* R_p . Ello condiciona que las producciones anuales en 2009 fueran de 1220 kWh/kWp, muy inferiores por ejemplo a las producciones de instalaciones de dos ejes que fueron de 1906 kWh/kWp.

En la medición de la producción específica de energía, en kilovatios hora (kWh) generados por kilovatio pico (kWp) de potencia instalada, tiene gran influencia la certificación de la potencia pico de los paneles de *Concentración*. En este estudio se ha considerado una potencia pico de 28,75 kWp por cada seguidor solar, tal y como figura

en los contratos de compraventa de las instalaciones. Esta es la potencia que ha de considerarse para poder compararla con las otras tecnologías de placas planas. Un posible motivo de las bajas producciones podría ser el hecho de que la potencia de los paneles consignada fuera mayor que la que realmente tienen.

Los resultados obtenidos están en discordancia con los artículos de *F. Rubio* (2010, 2011) [24, 156] que encuentran *Producciones de Energía* de los sistemas de *Concentración* similares a las de seguidores de dos ejes.

Cuarto resultado

El cuarto resultado son los valores comparativos *Índice de Relación de Comportamiento* R_p anual en *Andalucía* en el año 2009, que fue de 79,3% para las instalaciones fijas, de 72,4 para las de seguidores de un eje, de 71,4% para las de dos ejes, y de 65,6% para la de *Concentración*. Este resultado sugiere que las pérdidas de las instalaciones fotovoltaicas siguen un orden creciente para instalaciones fijas, con seguidores de un eje, de dos ejes, y de *Concentración*.

Este resultado es relevante y está relacionado con el resultado primero. Es un resultado lógico, pues existen pérdidas asociadas a los seguidores solares que no las presentan las instalaciones fijas. Estas pérdidas asociadas a los seguidores han sido ya explicadas en la discusión del primer resultado. Ejemplos de estas pérdidas asociadas a los seguidores son las mayores pérdidas por sombras, el consumo de energía de los seguidores, y el tiempo de estado inoperativo por avería o por viento.

Las instalaciones de *Concentración* tienen seguimiento a dos ejes, por lo que tendrán las pérdidas asociadas a los seguidores solares. Pero además, y como adición, también presentarán pérdidas específicas del sistema de *Concentración*. Por ello es coherente que en el caso de los sistemas de *Concentración* tengamos que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p es menor que en los sistemas de dos ejes de placas planas. Los sistemas de *Concentración* estudiados son de alta *Concentración*, y concentran hasta 500 veces la radiación que les llega del Sol en las células fotovoltaicas. Esto presenta mayores dificultades en esta tecnología, y mayores pérdidas debidas a las características particulares de los sistemas de *Concentración*:

- Necesitan una precisión muy elevada en la orientación hacia el Sol. El ángulo sólido que forma el Sol desde el punto de vista de un observador terrestre es de $0,5^\circ$. Para que la radiación solar directa incida en las células solares, el error de posicionamiento ha de ser en general menor de 1° - 2° . Errores significativos de posicionamiento, de hasta 5° , tienen un efecto muy pequeño sobre la *Producción de Energía* en sistemas de dos ejes de placas planas, pero en sistemas de *Concentración* como los estudiados hacen que la *Producción de Energía* sea nula. Se define como *Ángulo de Aceptación (Acceptance Angle)* el ángulo de desalineación del panel respecto del Sol para el que la *Producción de Energía* caiga hasta el 90% de la que se tendría con un alineamiento con el Sol perfecto [50]. Narkis Shatz (2009) presenta una relación de los *Ángulos de Aceptación* para los principales fabricantes de sistemas de *Concentración* [163]. La existencia de viento, fallos en el control, o en el funcionamiento, pueden causar pequeños errores de posicionamiento que conllevan grandes pérdidas de rendimiento.
- El consumo de energía derivada del posicionamiento y enclavamiento de los seguidores es mayor en los sistemas de *Concentración* que en los sistemas de dos ejes. Ello es debido a que el movimiento de los seguidores solares, tanto de placas planas como de *Concentración*, no se realiza de forma continua sino de forma escalonada. Por ello, un seguimiento más preciso del Sol se consigue disminuyendo el periodo entre posicionamientos sucesivos, e incrementando por tanto el número de posicionamientos. Esto conlleva inevitablemente un mayor consumo de energía que hace que la energía neta entregada a la red sea menor.
- Los sistemas de *Concentración* analizados en la primera parte de este estudio están basados en células de *silicio*. Las células de *silicio* monocristalino tienen una pérdida de eficiencia en función de la temperatura. Este decremento es de un 0,5% por cada aumento de 1° C de la temperatura. La temperatura estándar de certificación es de 25° para placas planas, y para placas de *Concentración*, aunque no existe una unanimidad, lo más común son 25° o 60° [54, 56, 162, 164]. El efecto de la temperatura tiende a generar pérdidas porque la mayor parte del tiempo las células se encuentran a mayor temperatura y por lo tanto tienen menor eficiencia que la nominal. Este efecto es más acusado en sistemas de

Concentración, puesto que el calentamiento debido a la radiación es mayor cuanto mayor es el índice de *Concentración*. El grado de *Concentración* no es uniforme en toda la superficie de la célula de *Concentración*, y puede llegar a quintuplicarse en la zona central. Por ejemplo, para sistemas de *Concentración* de 500x pueden alcanzarse hasta 2500x en el centro de la célula, como se indica en [108]. En estas condiciones la temperatura que alcanza la célula es muy elevada, a pesar de la colocación de materiales disipadores de calor por la zona posterior de la célula. En conclusión, el efecto de la pérdida de rendimiento debida a la temperatura será mayor en sistemas de *Concentración* basados en células de *silicio* que en sistemas de dos ejes de placas planas.

L. Moore presenta una comparativa de *Índice de Relación de Comportamiento* R_p para instalaciones fijas y con seguidores de eje inclinado y eje horizontal Este-Oeste [61]. No encuentra diferencias significativas entre los diferentes tipos de instalaciones. El alcance del cálculo es muy limitado, pues no utiliza valores reales de irradiación, sino solamente la irradiación estimada para una año medio en las ubicaciones consideradas. Quizás sea este el motivo por el que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p de las instalaciones estudiadas es muy bajo, no llegando ninguna al 75%.

No se han encontrado trabajos anteriores que comparen los 4 tipos diferentes de instalaciones fotovoltaicas.

Análisis de pérdidas en artículo de Amonix

Amonix presenta en un artículo [102] la Figura 47. En él se dice acerca de esta figura: “An additional parameter that is calculated at the UNLV site is **the integrated sun energy only when the system is generating power**. Since one of the primary areas of interest is in the performance of the power conversion system, i.e., the MegaModule and inverter, the integrated sun energy when the system is generating power would remove the variation resulting from wind stow time and **outage time**. This is expected to reduce the variations in the MEPP that will result in a better estimate of the energy performance of the power conversion system. The MEPP for the UNLV program is shown in Figure 18.”.

En este párrafo explica que se presenta el *Monthly Performance Energy Factor* cuando el sistema genera energía. Para ello se ha eliminado del cálculo del *Monthly Performance Energy Factor* la irradiación incidente cuando el sistema no está produciendo energía por alguno de estos dos motivos: cuando el sistema está en modo de protección por viento, o cuando el sistema está fuera de servicio. En el caso de fuera de servicio puede ser por no haber una radiación suficiente para que el sistema esté produciendo energía. Esto ocurre cuando la *Irradiancia Directa Normal* está por debajo de los 550-600 W/m².

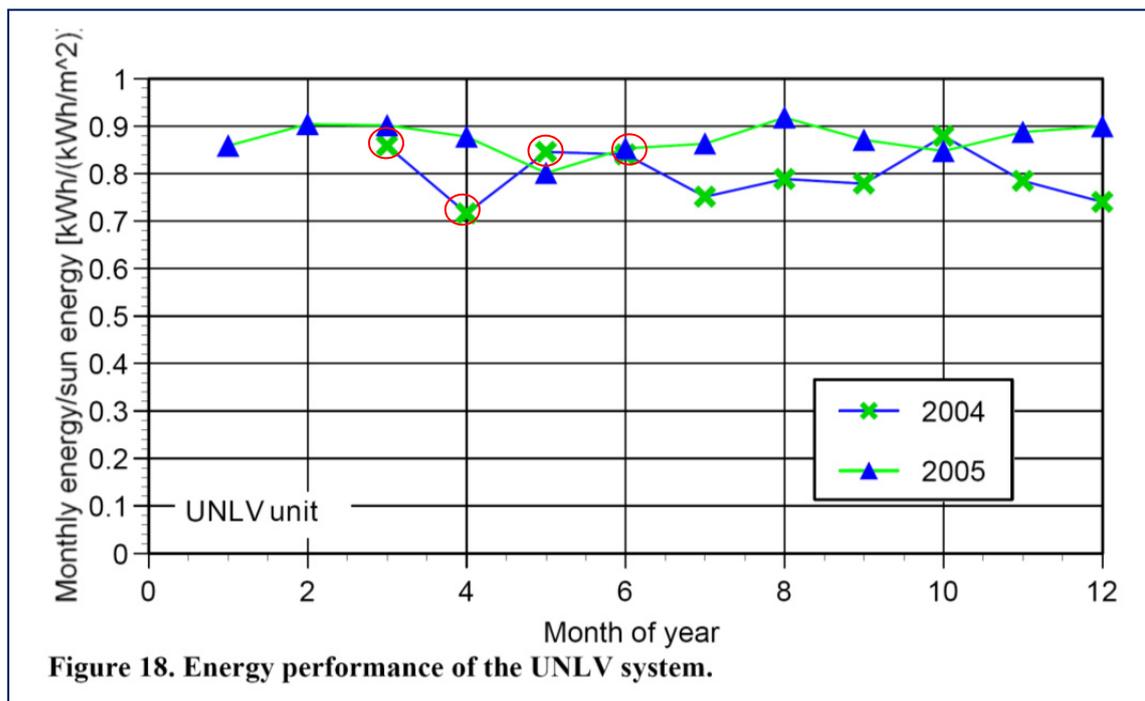


Figura 47: *Monthly Performance Energy Factor* considerando solamente la irradiación que produce energía. Figura presentada en el trabajo de Amonix [102].

Analizando los datos recogidos en la Figura 47 y la Figura 48, podemos ver que hay 4 meses analizados en ambas figuras (señalados con círculos rojos en la Figura 47). Estos meses nos puede dar una idea acerca de la irradiación del Sol que está generando energía, y de la que no está generando energía. Puesto que en ambas se analizan las mismas producciones, pero en una considerando el total de irradiación, y en la otra solamente la irradiación que produce energía, podemos calcular la irradiación que no produce energía. Los valores del *Monthly Performance Energy Factor* serán comentados más adelante en el sexto resultado.

La Tabla 38 presenta los resultados de esos 4 meses, y en la cuarta columna el cálculo de la proporción de la *Irradiancia Directa Normal* que produce y que no produce energía. Uno de los meses estudiados, abril de 2004, tiene una indicación en el artículo de origen: “*The low point for May of 2001 (month 5) and April 2004 (month 4) were the result of problem outage for an extended period of time during the month.*”. Notar que este porcentaje no tiene relación con la proporción entre la *Irradiancia Directa Normal* y la *Irradiancia Global Normal*.

Tabla 38: *Monthly Performance Energy Factor* (MPEF) considerando el total de la irradiación, o solamente la aprovechada, y proporciones de la radiación que produce energía y de la que no produce.

	MPEF		$\frac{\text{Útil DNI}}{\text{Total DNI}}$	$\frac{\text{No útil DNI}}{\text{Total DNI}}$
	Total	Aprovechada		
Marzo 2004	73,36%	85,86%	85,44%	14,56%
Abril 2004	55,29%	71,63%	77,19%	22,81%
Mayo 2004	66,68%	84,55%	78,86%	21,14%
Junio 2004	80,07%	84,03%	95,29%	4,71%

Quinto resultado

El quinto resultado encuentra que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p anual para las instalaciones de seguidores de dos ejes fue de 71,4% en *Andalucía* y de 77,5% en *Navarra*. Esto indica que las pérdidas de las instalaciones fotovoltaicas de dos ejes de paneles planos son mayores en zonas de alta radiación que en zonas de baja radiación.

Este resultado se muestra en la Tabla 15 y la Figura 22. Esta diferencia de comportamiento es explicable por la diferencia de temperaturas de funcionamiento, tal y como ya se ha apuntado en el segundo resultado. Las temperaturas de *Navarra*, zona de menor radiación, son muy inferiores a las de *Andalucía*. En 2009 la temperatura media

anual en la estación meteorológica *El Plano* del Sur de *Navarra* fue de 14,3°C [147], mientras que la temperatura media en la estación de *Écija* en 2009 fue de 18,4°C [157].

No existen, en nuestro conocimiento, publicaciones de otros autores que comparen *Índices de Relación de Comportamiento* R_p de instalaciones de *Concentración* en diferentes ubicaciones.

Sexto resultado

El sexto resultado encuentra que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p anual para la instalaciones de *Concentración* fue de 65,6% de enero a julio de 2009 en *Andalucía* y de 61,1% en 2009 en *Navarra*. Esto indica que las pérdidas de las instalaciones de *Concentración Fotovoltaicas* son mayores en zonas de baja radiación que en zonas de alta radiación, a la inversa que las de dos ejes (quinto resultado).

En las tecnologías de *Concentración* los consumos debidos al posicionamiento de los seguidores solares son mayores que en sistemas de seguimiento de placas planas. Esto se ha indicado previamente el cuarto resultado. Estos consumos son contabilizados como pérdidas, y son independientes de la radiación y la producción. En zonas de baja radiación estos consumos suponen un porcentaje mayor de la energía resultante. Y por lo tanto, cuanto menor sea la *Producción de Energía*, menor será el valor del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p .

La temperatura es otra característica de las zonas de baja radiación que afecta al *Índice de Relación de Comportamiento* R_p . En este caso positivamente: cuanto menor temperatura, mayor *Índice de Relación de Comportamiento* R_p . Pero este efecto positivo puede ser de menor magnitud que el efecto negativo debido al consumo del posicionamiento apuntado previamente.

Los *Índices de Relación de Comportamiento* R_p de las instalaciones de *Concentración* se muestran en la Figura 17, la Figura 18, la Figura 22, la Figura 23, la Figura 30 y la Figura 31 del apartado de resultados. La instalación de *Concentración* ubicada en una ubicación de baja radiación está representada en la zona baja de la línea, y presenta un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p bajo. Contrariamente, las zonas de alta radiación están representadas en la zona alta de la línea, con mayores *Índices de*

Relación de Comportamiento R_p . Ello significa que la instalación ubicada en una zona de alta radiación, como *Andalucía*, tendrá menos pérdidas.

No se conocen estudios con resultados reales ni teóricos que evalúen comparativamente el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p en zonas de alta y baja radiación.

Índice de Relación de Comportamiento R_p mensual

La Figura 48 está presentada en los trabajos de *Amonix* [49, 102]. Esta figura se presenta con la explicación: “*A better estimate of the trend in the performance can be obtained by dividing the monthly generated energy by the integrated direct incident sun irradiance for the month. Since it is desirable to be able to compare the performance trend of one unit with other units of different size, this term is also divided by the rated power level. The resulting number is referred to as the monthly performance energy factor (MPEF). The MPEF for unit W3 is shown in Figure 17.*”

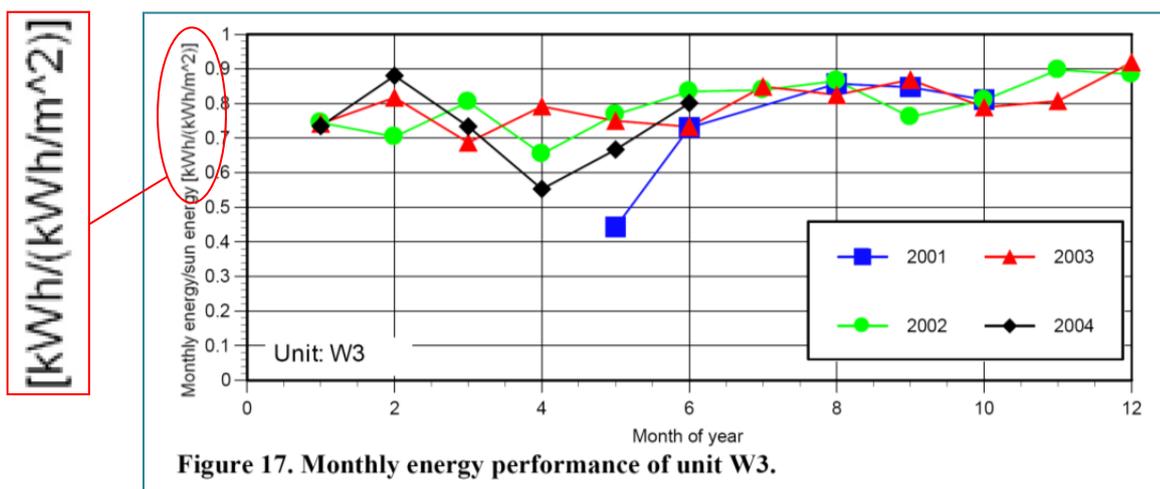


Figura 48: Figura presentada en los trabajos de *Amonix* [49, 102].

La Figura 48 presenta el denominado “*Monthly Performance Energy Factor*”. Este factor no coincide con el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p según su definición [155], y no da una idea del rendimiento real, pues tiende a presentar un rendimiento superior al que realmente tiene.

El objetivo de testar los paneles de *Concentración* con una radiación incidente de 850 W/m^2 en vez de con una radiación 1000 W/m^2 como en los paneles planos, es poder comparar el kWp de *Concentración* con el de paneles planos [162]. La radiación

aprovechada por los paneles de *Concentración* es la *Irradiancia Directa Normal*, y la aprovechada por los paneles planos es la *Irradiancia Global Normal* para el caso de seguimiento a dos ejes. Se ha estimado que para una zona de alta irradiación, la proporción de la *Irradiancia Directa Normal* con respecto a la *Irradiancia Global Normal* es del orden del 85% [56, 162]. De este modo 1 kWp instalado de *Concentración* tendría una *Producción de Energía* similar a 1 kWp instalado con seguimiento a dos ejes.

De este modo, los módulos de *Concentración* testados a 850 W/m^2 , con una *Irradiancia Directa Normal* incidente de 1000 W/m^2 , y no teniendo ninguna pérdida, el *Monthly Performance Energy Factor* sería del 117,6% y tendrían una *Producción de Energía* de $1000/850 = 1,176 \text{ kW/kWp}$, lo cual carece de lógica. De igual manera, si la *Irradiancia Directa Normal* incidente en los módulos de *Concentración* fuera la de test, 850 W/m^2 , y no tuviera pérdidas, la *Producción de Energía* sería de 1 kW/kWp , y el *Monthly Performance Energy Factor* sería 117,6%.

Existen ciertas discrepancias a la hora de tomar las condiciones de test para *Concentración Fotovoltaica* [53]. Sin embargo la norma para calcular el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p en fotovoltaica queda definido por [165] y está detallado en el apartado *Método*. Este cálculo ha sido realizado en este modo en [166], donde, más honestamente, se presentan ambos modos de evaluar el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p .

En la Figura 48, un valor, por ejemplo, del 90% del denominado *Monthly Performance Energy Factor*, corresponde a un valor del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 76,5%. Y para un valor del *Monthly Performance Energy Factor* de 70%, el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p es de 59,5%. En la Tabla 39 se presenta una correlación entre ambos factores.

Tabla 39: Correspondencia de valores entre el *Monthly Performance Energy Factor* (MPEF) y el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p .

MPEF	R_p
90%	76,5%
80%	68,0%
70%	59,5%

El valor del *Monthly Performance Energy Factor* es un 17,6% superior al *Índice de Relación de Comportamiento* R_p . En la figura se puede ver que el *Monthly Performance Energy Factor* presentado en la Figura 48 está siempre por debajo de 90%, lo que equivale a un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p menor de 76,5%. La mayoría de los meses el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p está entre 59,5% y 76,5%. Valores del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p por debajo de 75% son considerados generalmente como malos para sistemas planos.

Índice de Relación de Comportamiento R_p a potencia máxima

Figura 49 se presenta en los trabajos de Amonix [49, 102]. Se presenta como: “*The peak power of the units is another performance parameter that is being monitored. The peak power normalized by the direct normal irradiance (DNI) for the W3 unit is shown in Figure 19. Power data before 2003 was not available and the MegaModules were move in the mid part of 2004.*”. Los trabajos no refieren directamente cuál es la potencia de la unidad W3, pero por deducción del resto del trabajo solamente puede ser de 20kW o de 25kW.

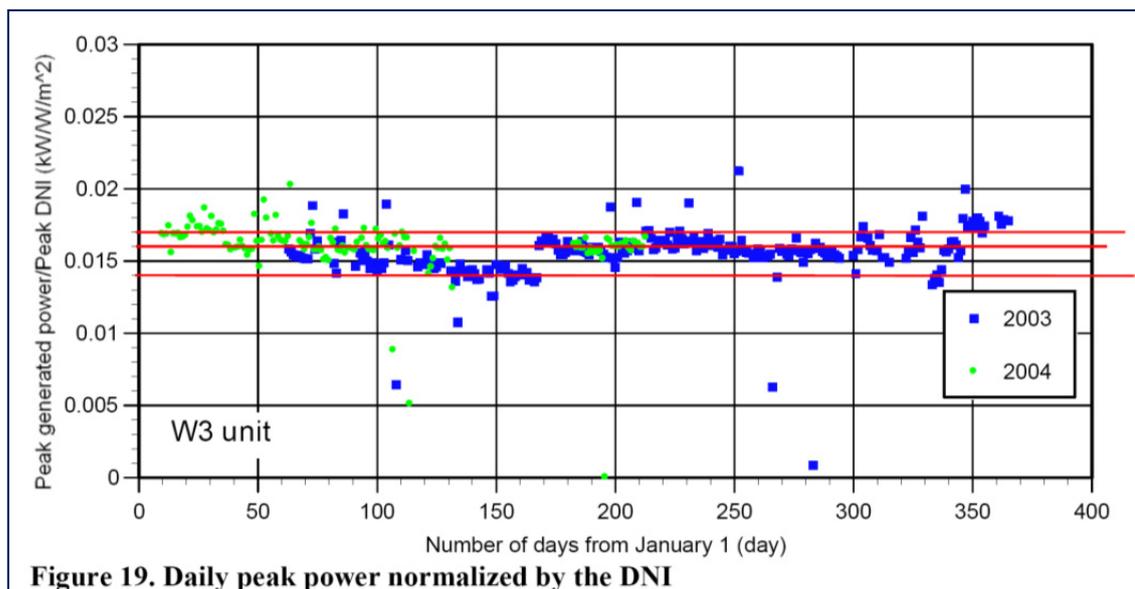


Figura 49: Puntos de potencia máxima diarios de funcionamiento de una instalación de *Amonix*. Figura tomada de [102].

La Figura 49 representa la potencia generada en el instante del día en el que ésta es máxima. Se presenta como normalizada por la *Irradiancia Directa Normal*. Considerando el caso más favorable de que el sistema tenga una potencia instalada de 20kW, en la Tabla 40 se presenta una correlación de valores del eje de abscisas del gráfico de la Figura 49 con el valor del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p . Se han marcado en la figura en líneas rojas horizontales los puntos de la Tabla 40.

Tabla 40: Correspondencia entre la potencia pico generada normalizada de la Figura 49 con el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p .

Potencia máxima normalizada	<i>Índice de Relación de Comportamiento</i> R_p
0,014 kW/W/m ²	60%
0,015 kW/W/m ²	64%
0,016 kW/W/m ²	68%
0,017 kW/W/m ²	72%

Se puede apreciar de la Figura 49 y la Tabla 40 que, en el instante del día en el que la generación de energía es máxima, el sistema funciona con un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p entre el 60% y 70% para la mayor parte de los días.

Consideración adicional primera

Utilizando datos de irradiación del PVGIS y de estaciones meteorológicas, y tomando un mismo *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) para los diferentes sistemas fotovoltaicos, las estimaciones de *Producciones de Energía* presentan sesgos en función de los sistemas utilizados: fijos, con seguidores de un eje, de dos ejes y de *Concentración*.

Por ello, para estimar la *Producción de Energía* es aconsejable, según se desprende de este trabajo, que el valor del *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) utilizado sea diferente para cada sistema fotovoltaico. Estos valores del R_p pueden ser obtenidos de estudios experimentales como el presente ($R_p = 79,3\%$ para las instalaciones fijas, $R_p = 72,4\%$ para las de seguidores de un eje, $R_p = 71,4\%$ para las de dos ejes, y $R_p = 65,6\%$ para instalaciones de *Concentración*). De este modo se conseguiría una predicción de la *Producción de Energía* más precisa y mejoraría la toma de decisiones acerca de la elección de los sistemas fotovoltaicos.

Consideración adicional segunda

El sistema PVGIS ha sido ampliamente manejado por los promotores e inversores en energía fotovoltaica debido a su gran calidad y comodidad en la utilización. No obstante sus resultados de *Producción de Energía* son teóricos, y apenas están contrastados con estudios reales. Esto ha dado lugar a dos hechos relevantes:

- PVGIS y artículos derivados de él [36, 41, 60, 73] presentan una estimación teórica del incremento de *Producción de Energía* debido al empleo de seguidores solares mayor que la real. Este hecho se ha demostrado en este trabajo. El parque fotovoltaico español tiene aproximadamente un 13% de instalaciones con seguidores de un eje, y un 24% con seguidores de dos ejes [23]. Es posible que de haber existido previamente estudios como el presente, esta difusión de instalaciones con seguidores hubiera sido menor [58].

- Los datos de radiación de PVGIS provienen de los años 1981 a 1990. Datos de NASA más recientes, desde el año 1983 al 2005, indican que la radiación actual es mayor. Por este motivo las predicciones hechas mediante PVGIS estaban hechas con datos de radiación menores que los que ha habido en 2008, 2009 o 2010. Por ejemplo, la estimación GHI dada por PVGIS para un año medio para *Écija* es de 1693,2 kWh/m² [74]. Y la media real de estos tres años medida por una estación meteorológica ha sido de 1817,9 kWh/m² [157]. Esto supone una radiación real un 7,4% mayor a la estimada media. Este incremento de radiación ha favorecido que casi todas las instalaciones fotovoltaicas hayan cumplido las expectativas de *Producción de Energía*. Inclusive las de seguidores solares a pesar de presentar más pérdidas que las instalaciones fijas. También ha podido enmascarar posibles deficiencias de diseño o ejecución de ciertas instalaciones.

Segunda parte

La segunda parte de esta tesis presenta la predicción y el análisis de *Producción de Energía* de cuatro instalaciones de *Concentración*. De ellas dos son instalaciones basadas en células de *silicio* y dos basadas en células multiunión. Y las ubicaciones de las instalaciones son representativas tanto de zonas de alta radiación como de zonas de baja radiación. El análisis de la *Producción de Energía*, junto con la estimación de la *Irradiancia Directa Normal* incidente nos muestra los patrones de funcionamiento, y con ellos hemos conseguido proponer modelos que permiten predecir la *Producción de Energía* de sistemas de *Concentración*.

Resumen de resultados

De los análisis realizados en este apartado de la tesis se han obtenido unos resultados que se resumen en los tres siguientes:

1. Los *Coefficientes de Correlación* (R^2) entre la *Producción de Energía* real mensual y la *Irradiancia Directa Normal* estimada para las 4 instalaciones de *Concentración* analizadas han sido de 0,98, 0,93, 0,95 y 0,81.
2. Las dos instalaciones de *Concentración* con células de *silicio* comparten ambas un mismo modelo lineal con un *Coefficiente de Correlación* de 0,97, a pesar de estar ubicadas en zonas de muy diferente irradiación. Y las dos de células multiunión comparten entre ellas otro diferente con un *Coefficiente de Correlación* de 0,88.
3. Los modelos de predicción de *Producción de Energía* para instalaciones de *Concentración* propuestos, que están basados en datos de *Irradiancia Global Horizontal* (GHI) de estaciones meteorológicas y en datos de PVGIS, permiten predecir la *Producción de Energía*, presentando desviaciones anuales de los valores reales de 0,01%, 0,65%, 1,65% y 1,73%, y desviaciones mensuales de 5,6%, 8,3%, 8,8% y 16,1%.

Primer resultado

El resultado más relevante de la segunda parte de este estudio es el primer resultado, el cual encuentra que la relación entre el la *Producción de Energía* real mensual y la *Irradiancia Directa Normal* estimada para las instalaciones de *Concentración* analizadas presenta una gran linealidad. Dicha linealidad se observa para las 4 instalaciones estudiadas, tanto para las instalaciones con células de *silicio* como para las de multiunión.

El origen de este hallazgo radica en que el autor previamente observó que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p variaba disminuyendo para los meses de baja radiación. Esto lleva a estudiar la variación del *Índice de Relación de Comportamiento* R_p con respecto a la *Producción de Energía* y la *Irradiancia Directa Normal* presentadas en la Figura 30, la Figura 31, la Figura 41 y la Figura 42 del apartado *Resultados*. Finalmente se observó que la mejor correlación se daba siempre para las variables *Producción de Energía* real y la *Irradiancia Directa Normal* estimada presentadas en la Figura 32 y Figura 43. Esto es razonable puesto que las variables *Producción de Energía* real y la *Irradiancia Directa Normal* estimada son las variables de partida, y la variable *Índice de Relación de Comportamiento* R_p es una variable calculada a partir de las anteriores.

La instalación de *Sanlúcar* presenta un *Coefficiente de Correlación Lineal de Pearson* $R^2=0,81$ inferior a las demás, que tienen un R^2 de 98, 0,93 y 0,95. Los datos de esta instalación han sido tomados directamente de un gráfico publicado por *Concentrix* [116], y la precisión mensual de la medida podría introducir un error considerable, de hasta el 15%, pero en el total anual el error de medición sobre el gráfico representa menos de un 1%. Este podría ser el motivo por el que esta instalación presenta una linealidad muy inferior a las demás, en la que los datos de *Producción de Energía* son obtenidos directamente de los propietarios.

El hecho de que esta característica haya sido encontrada con datos de radiación estimada en vez de con datos reales aumenta la utilidad de esta característica. Además valida el procedimiento seguido para estimar la radiación. Este procedimiento tiene como característica primordial su sencillez y facilidad de aplicación a cualquier localización.

La línea del modelo de la Figura 33 y la Figura 44 no corta el origen, sino que corta el eje de abscisas que representa la *Irradiancia Directa Normal* estimada. Esto indica que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p varía con la radiación, siendo nulo para el punto de corte con el eje abscisas, y aumentando con la DNI.

Esta característica del alto grado de linealidad de *Producción de Energía* real mensual y la *Irradiancia Directa Normal* estimada no ha sido reflejada en ninguna publicación anterior, según nuestro conocimiento, pero se ha expuesto en presentaciones orales previas del autor en diferentes congresos [167, 168]. Esta linealidad no es evidente u obvia, y se trata de una característica útil para implementar posteriores métodos de predicción de *Producción de Energía*.

Segundo resultado

El segundo resultado indica que las instalaciones de un mismo sistema de *Concentración* presentan un mismo modelo de funcionamiento independientemente de la ubicación. Esto permite caracterizar una instalación de un determinado sistema de *Concentración*, y proyectar el comportamiento a otras ubicaciones.

Sería lógico pensar que, en ubicaciones alejadas y con condiciones climáticas muy diferentes, las instalaciones de *Concentración* mostrasen patrones de comportamiento diferentes en cuanto a la *Producción de Energía*. Y esto es así en tanto en cuanto la *Producción de Energía* es mayor en zonas de alta radiación, y el porcentaje de radiación aprovechada es muy diferente. Que el porcentaje de energía aprovechada sea diferente está debido, o es la causa de que el *Índice de Relación de Comportamiento* R_p varíe tanto anualmente como mensualmente en función de la *Irradiancia Directa Normal*. Pero existe una característica, la cual fundamenta este resultado segundo, que es la coincidencia del modelo lineal de regresión de instalaciones ubicadas a más de 600 km de distancia y en climas diferentes. La coincidencia de ambas líneas de regresión no indica que operen con *Índices de Relación de Comportamiento* R_p similares o *Producciones de Energía* parecidas, ya que el segmento de funcionamiento de la instalación dentro de la línea de regresión es el que va a determinar estas dos características.

No se han encontrado publicaciones que hayan descrito este resultado, ni trabajos que versen de características relacionadas. El autor ha presentado trabajos preliminares de este resultado en varias conferencias internacionales [167, 168].

Tercer resultado

El tercer resultado indica que es posible estimar la *Producción de Energía* para instalaciones de *Concentración* con bastante precisión utilizando solamente datos ampliamente disponibles como lo son las mediciones de *Irradiancia Global Horizontal* provenientes de estaciones meteorológicas diseminadas por toda la geografía, y el sistema PVGIS disponible libremente en internet.

Poder predecir la *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración* es de vital importancia para el desarrollo de esta tecnología, puesto que el beneficio de una inversión fotovoltaica es proporcional a la *Producción de Energía*. El objetivo principal de esta tesis es la de predecir la *Producción de Energía* mediante sistemas fotovoltaicos. Esta predicción es especialmente importante para sistemas de *Concentración* debido al menor conocimiento de estos sistemas, a su menor desarrollo y difusión, a que dependen de la *Irradiancia Directa Normal* menos fácil de conocer, y a la casi total ausencia de publicaciones de trabajos en este sentido. Para las pocas ubicaciones con datos reales de *Irradiancia Directa Normal* disponibles es posible predecir la *Producción de Energía* directamente con el modelo. Y para zonas donde solo se tienen datos de *Irradiancia Global Horizontal* es posible predecir la *Producción de Energía* estimando previamente la *Irradiancia Directa Normal* mediante el sistema PVGIS y estaciones meteorológicas cercanas, y aplicando posteriormente el modelo.

Solamente se han encontrado modelos de predicción de *Producción de Energía* en [116]. En este trabajo presenta solo los resultados del modelo, pero no el modelo en sí. Estos modelos presentan gran precisión, pero tienen la limitación que están basados en mediciones instantáneas reales de *Irradiancia Directa Normal*, las cuales son muy escasas, y costosas de realizar en tiempo y en medios. Los modelos de *Producción de Energía* desarrollados en esta tesis han sido presentados por el autor en [168].

Puntos fuertes del estudio

Los puntos fuertes de esta investigación son:

1. Es uno de los escasos estudios publicados de *Producción de Energía fotovoltaica*

Existen muy pocos estudios de fotovoltaica que traten de la *Producción de Energía*, siendo ésta el mayor punto de interés a la hora de estudiar la rentabilidad de una instalación fotovoltaica. Este estudio puede servir directamente a los promotores, inversores, responsables de política energética en la toma de decisiones.

2. Es el primer estudio que compara los 4 principales tipos de instalaciones fotovoltaicas

Es el primer estudio que compara la *Producción de Energía* mediante los 4 tipos de instalaciones fotovoltaicas que existen. Además presenta datos de una zona de alta radiación y otra de baja radiación, y las compara entre sí. Esto le hace ser un estudio que ofrece una visión global sobre la *Producción de Energía* mediante sistemas fotovoltaicos.

3. Es un estudio independiente.

Es un estudio independiente de compañías o instituciones involucradas en el desarrollo o comercialización de sistemas fotovoltaicos. Esto avala que los resultados obtenidos no hayan podido estar influenciados por intereses económicos.

4. Está basado en instalaciones comerciales (*real world*)

Las instalaciones estudiadas han sido construidas con un fin económico. Están dadas de alta en el régimen especial de *Producción de Energía* y venden la energía con una prima (*feed-in tariff*). Al contrario que otros estudios en los que las instalaciones se han diseñado exclusivamente con fines de investigación, el funcionamiento de las instalaciones de este estudio puede considerarse representativo del que un inversor o promotor puede esperar.

5. Analiza sistemas de *Concentración* con células de *silicio* y de multiunión

En este estudio se presentan resultados de instalaciones de *Concentración* tanto con células de *silicio* como con células multiunión en varias ubicaciones. No se conocen estudios de *Producción de Energía* que relacionen y comparen diferentes tecnologías de *Concentración*.

6. Presenta un método sencillo de estimación de *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración*

En este estudio se propone un método preciso y sencillo para poder estimar la *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración*. Los métodos que utilizan mediciones reales de *Irradiancia Directa Normal* necesitan de una medición *in situ* durante un largo periodo de tiempo para poder estimar la futura *Producción de Energía* mediante un sistema de *Concentración*. Con el método presentado se pueden promover instalaciones fotovoltaicas estimando la *Producción de Energía* mediante un procedimiento sencillo sin necesidad de mediciones de radiación previas.

Limitaciones del estudio

Existen algunas posibles limitaciones en este estudio:

1. Los datos de radiación solar son estimados

En varias partes del estudio se ha utilizado la estimación de la irradiación incidente en los paneles de las instalaciones fotovoltaicas, en vez de datos reales medidos. Al no contar con mejores datos de radiación se ha seguido un procedimiento para su estimación. Este inconveniente se ha convertido en ventaja en el caso de la propuesta de un modelo de *Producción de Energía* para instalaciones de *Concentración*, pues evita de la necesidad de mediciones previas para una ubicación determinada.

2. El número de instalaciones estudiadas podría ampliarse

A pesar de que en este estudio se presentan *Producciones de Energía* de 21 instalaciones fotovoltaicas, en ciertas partes hubiera sido deseable contar con un mayor número de ellas. En la zona de *Navarra* no se han podido comparar las instalaciones con seguimiento de dos ejes y de *Concentración* con instalaciones fijas o con seguimiento de un eje.

3. Los datos de *Producción de Energía* han sido proporcionados por los propietarios

Los datos de *Producción de Energía* manejados en este estudio han sido proporcionados por los propietarios directamente o a través de bases de datos. Estos datos pudieran contener algún error. No obstante, pensamos que como son diversos los propietarios y los valores son coherentes entre sí, la fiabilidad de los datos queda asegurada.

4. Se ha supuesto que los seguidores de un eje son de eje vertical

En la evaluación de los datos de *Producción de Energía* para seguidores de un eje se ha supuesto por simplicidad que todas las instalaciones eran de eje vertical. Los seguidores solares de un eje comunes presentan dos configuraciones: eje inclinado y eje vertical. A pesar de que la *Producción de Energía* anual es similar, la distribución mensual puede variar ligeramente entre ambos.

Perspectivas futuras

A la vista de los resultados del presente estudio, se plantean una serie de posibles trabajos futuros que ampliarían el realizado en esta tesis:

1. Estudio con mayor número de instalaciones

Sería deseable realizar un estudio con un mayor número de instalaciones, y en un mayor número de zonas. Hasta ahora no se disponía de una base de datos centralizada conteniendo las *Producciones de Energía* y las características de las instalaciones en *España*. Recientemente se ha realizado por la *Comisión Nacional de la Energía* una recopilación de datos de todas las instalaciones españolas, que estará disponible a partir de verano de 2011. Con las características de las instalaciones, junto con los datos de *Producción de Energía* se podría realizar un exhaustivo estudio de principal interés, que podría confirmar o matizar los resultados de esta tesis.

2. Monitorización de instalaciones

La divergencia entre los resultados teóricos y reales que pone de manifiesto este trabajo abren una serie de interrogantes. En el apartado *Discusión* se apuntan las posibles causas de estas diferencias, pero se carece de datos detallados que permitan cuantificar dichas causas. Sería muy interesante y conveniente monitorizar al menos una instalación de cada tipo, estudiando su funcionamiento con sensores de radiación en el plano de los paneles y otros sensores, y con medidores de potencia en varios puntos de la instalación. De este modo se podrían cuantificar las causas de la divergencia de los resultados teóricos de estudios previos con los resultados reales del presente trabajo.

3. Mejora del modelo de predicción de *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración*

El modelo de predicción de *Producción de Energía* mediante sistemas de *Concentración* se basa en estimaciones mensuales de *Irradiancia Directa Normal*. Sería conveniente ampliar el estudio proponiendo modelos que tengan en cuenta estimaciones diarias de *Irradiancia Directa Normal*, para conocer el incremento que supondría en la precisión de las predicciones. También sería muy interesante contar con medidas reales

DISCUSIÓN

de *Irradiancia Directa Normal* y compararlas con estimaciones realizadas, tal y como se propone en este trabajo, al objeto de conocer el error introducido en este paso de la predicción de *Producción de Energía*.

CONCLUSIONES

Las conclusiones que se derivan de los trabajos expuestos en la presente tesis doctoral son las siguientes:

Primera parte

1. El incremento de *Producción de Energía en Andalucía* en 2009 mediante instalaciones con seguidores de un eje y de dos ejes respecto a instalaciones fijas fue de un 69,5% y un 65,1% respectivamente del teórico esperado. Ello indica que el incremento de *Producción de Energía* real con la instalación de seguidores solares es muy inferior al teórico que indica el *Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica PVGIS*.
2. El incremento de *Producción de Energía* con sistemas de dos ejes frente a los *Concentración* fue en *Andalucía* y en *Navarra* un 34,6% y un 56,2% mayor respectivamente que el teórico esperado. Ello indica que el incremento de *Producción de Energía* con sistemas de dos ejes respecto a sistemas de *Concentración* es superior al teórico que se deduce de PVGIS, y la diferencia es mayor para zonas de baja radiación.
3. La *Producción de Energía* en 2009 en *Andalucía* y *Navarra* mediante instalaciones de *Concentración* ha sido un 87,4% y 82,0% respectivamente de la teórica predecible suponiendo un *Índice de Relación de Comportamiento* R_p del 75%. Ello indica que la *Producción de Energía* mediante instalaciones de *Concentración* es inferior a la teórica esperada a partir de los datos de PVGIS.
4. El *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) anual para las instalaciones de *Andalucía* en 2009 fue 79,3% para las instalaciones fijas, 72,4% para las de seguidores de un eje, 71,4% para las de dos ejes, y 65,6% para la de *Concentración*. Esto indica que las pérdidas siguen un orden creciente para las instalaciones fijas, con seguidores de un eje, de dos ejes, y de *Concentración*.
5. Para las instalaciones de seguidores de dos ejes, el *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) anual fue 71,4% en *Andalucía* y 77,5% en *Navarra*. Esto indica que las pérdidas de este tipo de instalaciones son mayores en las zonas de alta radiación que en las de baja radiación.

CONCLUSIONES

6. Para las instalaciones de *Concentración*, el *Índice de Relación de Comportamiento* (R_p) anual fue 65,6% en *Andalucía* y 61,1% en *Navarra*. Esto indica que, a la inversa que en las instalaciones de dos ejes, las pérdidas en las instalaciones de *Concentración* son mayores en zonas de baja radiación.

Segunda parte

1. Los *Coefficientes de Correlación* (R^2) entre la *Producción de Energía* real mensual y la *Irradiancia Directa Normal* estimada para las cuatro instalaciones de *Concentración* analizadas son 0,98, 0,93, 0,95 y 0,81. Ello indica que la relación entre las dos variables es muy lineal, y en consecuencia permite una estimación precisa de la *Producción de Energía* mensual a partir de la *Irradiancia Directa Normal* estimada, tanto para sistemas basados en células de *silicio* como en células multiunión.
2. Las dos instalaciones de *Concentración* con células de *silicio* comparten ambas un mismo modelo lineal con un *Coefficiente de Correlación* de 0,97. Y las dos de células multiunión comparten entre ellas otro diferente con un *Coefficiente de Correlación* de 0,87. Ello indica que el comportamiento de las instalaciones de un mismo tipo de *Concentración* presentan un mismo modelo de funcionamiento independientemente de la ubicación.
3. Los modelos de predicción de *Producción de Energía* para instalaciones de *Concentración* propuestos, basados en datos de *Irradiancia Global Horizontal* y en datos de PVGIS, presentan desviaciones anuales de las predicciones respecto de los valores reales de 0,01%, 0,65%, 1,65% y 1,73%, y desviaciones mensuales de 5,6%, 8,3%, 8,8% y 16,1%. Esto demuestra que es posible estimar la *Producción de Energía* para instalaciones de *Concentración* con bastante precisión utilizando solamente datos ampliamente disponibles.

REFERENCIAS

- [1] "El Sol puede ser suyo. Respuestas a todas las preguntas claves sobre la energía solar fotovoltaica.," ed: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2008.
- [2] *KYOTO PROTOCOL TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE*, 1998.
- [3] *Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply*, 2000.
- [4] *DIRECTIVE 2001/77/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL*, 2001.
- [5] *PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA*, M. d. I. y. Energía, 1999.
- [6] *Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010*, 2005.
- [7] *COD(2008)0016*, 2008.
- [8] *DIRECTIVE 2009/28/EC*, 2009.
- [9] *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020*, 2005.
- [10] L. El Chaar, L. A. lamont, and N. El Zein, "Review of photovoltaic technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 2165-2175, 2011.
- [11] F. Dinçer, "The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 713-720, 2011.
- [12] *REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre*, M. d. I. y. Energía, 1998.
- [13] *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo*, M. d. Economía, 2004.
- [14] V. Salas and E. Olias, "Overview of the photovoltaic technology status and perspective in Spain," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1049-1057, 2009.
- [15] *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo*, T. y. C. Ministerio de Industria, 2007.
- [16] "GLOBAL MARKET OUTLOOK FOR PHOTOVOLTAICS UNTIL 2015," European Photovoltaic Industry Association2011.
- [17] ASIF. *Asociación de la Industria Fotovoltaica. Informe anual 2009*. Available: www.asif.org
- [18] *REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre.*, T. y. C. Ministerio de Industria, 2008.
- [19] "Solar generation 6 - Solar photovoltaic electricity empowering the world," European Photovoltaic Industry Association2011.
- [20] "Solar Generation 6. Executive Summary," European Photovoltaic Industry Association2010.
- [21] *Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre*, T. y. C. Ministerio de Industria, 2010.
- [22] *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre*, J. d. Estado, 2010.

- [23] "Hacia la consolidación de la energía solar fotovoltaica en España. Informe anual 2009," 2009.
- [24] F. Rubio, M. Martínez, A. Hipólito, A. Martín, and P. Banda, "STATUS OF CPV TECHNOLOGY," in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valencia, 2010.
- [25] (2011). *The Official Web Site of the Nobel Prize*. Available: http://nobelprize.org/nobel_prizes/physics/laureates/1921/
- [26] D. M. Chapin, C. S. Fuller, and G. L. Pearson, "A New Silicon P-N Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power," *Journal of Applied Physics*, vol. 25, pp. 676-677, 1954.
- [27] C. B. Honsberg and S. Bowden. *Photovoltaics CDROM*. Available: <http://pvcdrrom.pveducation.org/main.html>
- [28] B. Parida, S. Iniyar, and R. Goic, "A review of solar photovoltaic technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 1625-1636, 2011.
- [29] C. Y. Lee, P. C. Chou, C. M. Chiang, and C. F. Lin, "Sun Tracking Systems: A Review," *Sensors*, vol. 9, pp. 3875-3890, May 2009.
- [30] F. J. G. Gil, M. D. S. Martín, J. P. Vara, and J. R. Calvo, "A review of solar tracker patents in Spain," in *Energy Problems and Environmental Engineering*, L. Perlovsky, D. D. Dionysiou, L. A. Zadeh, M. M. Kostic, C. GonzalesConcepcion, H. Jaberg, N. E. Mastorakis, A. Zaharim, and K. Sopian, Eds., ed Athens: World Scientific and Engineering Acad and Soc, 2009, pp. 292-297.
- [31] H. Mousazadeh, A. Keyhani, A. Javadi, H. Mobli, K. Abrinia, and A. Sharifi, "A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1800-1818, 2009.
- [32] M. Blanco-Muriel, D. C. Alarcón-Padilla, T. López-Moratalla, and M. Lara-Coira, "Computing the solar vector," *Solar Energy*, vol. 70, pp. 431-441, 2001.
- [33] M. Schubnell and H. Ries, "Velocity-controlled tracking of the sun," *Solar Energy Materials*, vol. 21, pp. 207-212, 1990.
- [34] M. García, J. A. Vera, L. Marroyo, E. Lorenzo, and M. Pérez, "Solar-tracking PV plants in Navarra: A 10 MW assessment," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 17, pp. 337-346, 2009.
- [35] L. Narvarte and E. Lorenzo, "Tracking and ground cover ratio," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, pp. 703-714, 2008.
- [36] T. Huld, M. Šúri, T. Cebecauer, and E. Dunlop, "Optimal mounting strategy for single-axis tracking non-concentrating PV in Europe," in *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Valencia, Spain, 2008.
- [37] N. A. Kelly and T. L. Gibson, "Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system," *Solar Energy*, vol. 83, pp. 2092-2102, 2009.

- [38] E. Lorenzo, M. Pérez, A. Ezpeleta, and J. Acedo, "Design of tracking photovoltaic systems with a single vertical axis," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 10, pp. 533-543, 2002.
- [39] F. Mavromatakis and Y. Franghiadakis, "A highly efficient novel azimuthal heliotrope," *Solar Energy*, vol. 82, pp. 336-342, 2008.
- [40] E. Lorenzo, M. Perez, A. Ezpeleta, and J. Acedo, "Design of tracking photovoltaic systems with a single vertical axis," *Progress in Photovoltaics*, vol. 10, pp. 533-543, Dec 2002.
- [41] T. Huld, T. Cebecauer, M. Suri, and E. D. Dunlop, "Analysis of one-axis tracking strategies for PV systems in Europe," *Progress in Photovoltaics*, vol. 18, pp. 183-194, May 2010.
- [42] S. Kurtz and National Renewable Energy Laboratory (U.S.), "Opportunities and challenges for development of a mature concentrating photovoltaic power industry," National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colo.2009.
- [43] A. Luque, G. Sala, and I. Luque-Heredia, "Photovoltaic concentration at the onset of its commercial deployment," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 14, pp. 413-428, 2006.
- [44] R. M. Swanson, "The promise of concentrators," *Progress in Photovoltaics*, vol. 8, pp. 93-111, Jan-Feb 2000.
- [45] P. P. Higuera, G. Almonacid, P. Gómez, E. Muñoz, I. Luque-Heredia, P. Banda, P. Valera, and M. Cabrerizo, "PROPUESTA DE UN MARCO REGULADORIO PARA LA CONCENTRACIÓN FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA (2010-2020)," ed: ISFOC, 2010.
- [46] R. R. King, D. C. Law, K. M. Edmondson, C. M. Fetzer, G. S. Kinsey, H. Yoon, R. A. Sherif, and N. H. Karam, "40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells," *Applied Physics Letters*, vol. 90, pp. 183516-183516-3, 2007.
- [47] R. Winston, N. Shatz, and J. Bortz, "Focusing on the Optics," presented at the Concentrated Photovoltaics Summit USA 2009, San Diego, CA, 2009.
- [48] L. Fraas, "Economic Comparisons of the Various PV Options," presented at the Concentrated Photovoltaics Summit USA 2009, San Diego, CA, 2009.
- [49] V. Garboushian, K. W. Stone, and A. Slade, "The Amonix High-Concentration Photovoltaic System," in *Concentrator Photovoltaics*. vol. 130, A. L. Luque and A. Viacheslav, Eds., ed: Springer Berlin / Heidelberg, 2007, pp. 253-277.
- [50] J. C. Miñano and P. Benítez, "Advanced optics for a CPV future successful," presented at the Concentrated Photovoltaics Summit USA 2009, San Diego, CA, 2009.
- [51] F. J. Gómez, de Simón Martín, M., Peláez Vara, J., Ruiz Calvo, J., "A review of solar tracker patents in Spain," presented at the 3rd International Conference on Renewable Energy Sources, La Laguna, Tenerife, 2009.
- [52] B. J. Huang and F. S. Sun, "Feasibility study of one axis three positions tracking solar PV with low concentration ratio reflector," *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 1273-1280, 2007.

- [53] E. Muñoz, P. G. Vidal, G. Nofuentes, L. Hontoria, P. Pérez-Higueras, J. Terrados, G. Almonacid, and J. Aguilera, "CPV standardization: An overview," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 518-523, 2010.
- [54] S. R. Kurtz, D. Myers, T. Townsend, C. Whitaker, A. Maish, R. Hulstrom, and K. Emery, "Outdoor rating conditions for photovoltaic modules and systems," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 62, pp. 379-391, 2000.
- [55] F. Rubio, M. Martinez, A. Martin, A. Hipolito, and P. Banda, "Evaluation parameters for CPV Production," *AIP Conference Proceedings*, vol. 1277, pp. 252-255, 2010.
- [56] F. Rubio, M. Martinez, J. Perea, D. Sanchez, and P. Banda, "Comparison of the different CPV rating procedures: Real measurements in ISFOC," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, 2009, pp. 000800-000805.
- [57] G. Miguel, A. V. Jose, M. Luis, L. Eduardo, and P. Miguel, "Solar-tracking PV plants in Navarra: A 10 MW assessment," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 17, pp. 337-346, 2009.
- [58] O. Perpiñan, E. Lorenzo, M. A. Castro, and R. Eyras, "Energy payback time of grid connected PV systems: Comparison between tracking and fixed systems," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 17, pp. 137-147, 2009.
- [59] F. Gómez, Wang, X., Barnett, A., "Photovoltaic System Energy Production in Spain: Predictions and Results for 2009," presented at the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, 2010.
- [60] T. Huld, M. Scaronúri, and E. D. Dunlop, "Comparison of potential solar electricity output from fixed-inclined and two-axis tracking photovoltaic modules in Europe," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, pp. 47-59, 2008.
- [61] L. Moore, H. Post, H. Hayden, S. Canada, and D. Narang, "Photovoltaic power plant experience at Arizona Public Service: a 5-year assessment," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 13, pp. 353-363, 2005.
- [62] J. Muñoz, E. Lorenzo, F. Martínez-Moreno, L. Marroyo, and M. García, "An investigation into hot-spots in two large grid-connected PV plants," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, pp. 693-701, 2008.
- [63] G. Notton, V. Lazarov, and L. Stoyanov, "Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations," *Renewable Energy*, 2010 2010.
- [64] E. Kymakis, S. Kalykakis, and T. M. Papazoglou, "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete," *Energy Conversion and Management*, vol. 50, pp. 433-438, 2009.
- [65] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 112-129, 2010 2010.
- [66] G. Chicco, J. Schlabbach, and F. Spertino, "Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations," *Solar Energy*, vol. 83, pp. 1026-1039, 2009.

-
- [67] V. Salas and E. OlÃas, "Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10 kW," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1541-1550, 2009.
- [68] N. S. D'Souza, L. A. C. Lopes, and X. Liu, "Comparative study of variable size perturbation and observation maximum power point trackers for PV systems," *Electric Power Systems Research*, 2010.
- [69] M. Díez-Mediavilla, Alonso-Tristán, C, Rodríguez Amigo, M.C., García Calderón, T., Matesanz Roncero, F., "Better cheaper than expensive?: A Comparative analysis of two solar panel Technologies," presented at the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, 2010.
- [70] R. C. Neville, "Solar energy collector orientation and tracking mode," *Solar Energy*, vol. 20, pp. 7-11, 1978.
- [71] N. H. Helwa, A. B. G. Bahgat, A. M. R. E. Shafee, and E. T. E. Shenawy, "Maximum Collectable Solar Energy by Different Solar Tracking Systems," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 22, pp. 23 - 34, 2000.
- [72] S. Abdallah, "The effect of using sun tracking systems on the voltage-current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics," *Energy Conversion and Management*, vol. 45, pp. 1671-1679, 2004.
- [73] T. Huld, M. Šúri, and T. Cebecauer, "Performance of single-axis tracking photovoltaic systems in Europe," *Photovoltaic International*, 2009.
- [74] T. Huld and E. D. Dunlop. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php>
- [75] N. Aste and C. Del Pero, "Technical and economic performance analysis of large-scale ground-mounted PV plants in Italian context," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 18, pp. 371-384, 2010.
- [76] T. P. Chang, "The gain of single-axis tracked panel according to extraterrestrial radiation," *Applied Energy*, vol. 86, pp. 1074-1079, 2008.
- [77] T. P. Chang, "Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system," *Applied Energy*, vol. 86, pp. 2071-2078, 2009.
- [78] P. P. Singh and S. Singh, "Realistic generation cost of solar photovoltaic electricity," *Renewable Energy*, vol. In Press, Corrected Proof, 2009.
- [79] M.-J. Shiao, "LOW COST SOLAR ELECTRICITY ENABLED BY IMPROVED ENERGY CONVERSION EFFICIENCY," University of Delaware, 2006.
- [80] K. W. Stone, V. Garboushian, R. Boehm, R. Hurt, and A. Gray, "Analysis of five years of field performance of the Amonix High Concentration PV system," 2006.
- [81] S. Kurtz, *Bright Future for CPV (Presentation)*, 2009.
- [82] AMONIX. Available: www.amonix.com
- [83] Guascor Foton. Available: http://www.guascorfoton.com/home_en.php
-

- [84] *Concentrix Solar*. Available: <http://www.soitec.com/en/solar-energy/>
- [85] *Solfocus*. Available: <http://www.solfocus.com/en/index.php>
- [86] *Green & Gold Energy*. Available: <http://www.greenandgoldenergy.com.au/>
- [87] *Solar Systems*. Available: <http://solarsystems.com.au/>
- [88] "Espectrolab."
- [89] *Emcore*. Available: <http://www.emcore.com/>
- [90] N. Fromer, R. Johnson, S. Missirian, and J. Bobruk, "Soliant energy concentrator module performance and comparison to silicon flat panel performance," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, 2009, pp. 002467-002470.
- [91] V. Garboushian, S. Yoon, and J. Turner, "Radiation hardened high efficiency silicon space solar cell," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE*, 1993, pp. 1358-1362.
- [92] V. Garboushian, G. Turner, S. Yoon, and G. J. Vendura, Jr., "Development of back junction point contact photovoltaic cells and arrays for space," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE*, 1996, pp. 227-230.
- [93] S. Yoon, G. Turner, and V. Garboushian, "Thin, lightweight, 18% efficient space silicon solar cell and array," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE*, 1996, pp. 259-262.
- [94] Y. Sewang and V. Garboushian, "Reduced temperature dependence of high-concentration photovoltaic solar cell open-circuit voltage (Voc) at high concentration levels," in *Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on*, 1994, pp. 1500-1504 vol.2.
- [95] M. D. Lammert and R. J. Schwartz, "The interdigitated back contact solar cell: A silicon solar cell for use in concentrated sunlight," *Electron Devices, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 337-342, 1977.
- [96] R. M. Swanson, S. K. Beckwith, R. A. Crane, W. D. Eades, K. Young Hoon, R. A. Sinton, and S. E. Swirhun, "Point-contact silicon solar cells," *Electron Devices, IEEE Transactions on*, vol. 31, pp. 661-664, 1984.
- [97] R. A. Sinton, K. Young, J. Y. Gan, and R. M. Swanson, "27.5-percent silicon concentrator solar cells," *Electron Device Letters, IEEE*, vol. 7, pp. 567-569, 1986.
- [98] V. Garboushian, D. Roubideaux, G. Turner, and J. A. Gunn, "Long-term reliability concerns resolved by third generation integrated high-concentration PV systems," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE*, 1997, pp. 1373-1375.
- [99] V. Garboushian, D. Roubideaux, and S. Yoon, "Integrated high-concentration PV near-term alternative for low-cost large-scale solar electric power," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 47, pp. 315-323, 1997.

- [100] V. Garboushian, Y. Sewang, G. Turner, A. Gunn, and D. Fair, "A novel high-concentration PV technology for cost competitive utility bulk power generation," in *Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on*, 1994, pp. 1060-1063 vol.1.
- [101] V. Garboushian, D. Roubideaux, S. Yoon, and J. A. Gunn, "An evaluation of integrated high-concentration photovoltaics for large-scale grid connected applications," in *Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE*, 1996, pp. 1373-1376.
- [102] K. W. Stone, V. Garboushian, R. Boehm, R. Hurt, and H. Hayden, "ANALYSIS OF FIVE YEARS OF FIELD PERFORMANCE OF THE AMONIX HIGH CONCENTRATION PV SYSTEM," 2006.
- [103] R. Gordon, A. Slade, and V. Garboushian, "A 30% efficient (>250 Watt) module using multijunction solar cells and their one-year on-sun field performance," 2007.
- [104] G. S. Kinsey, P. Hebert, K. E. Barbour, D. D. Krut, H. L. Cotal, and R. A. Sherif, "Concentrator multijunction solar cell characteristics under variable intensity and temperature," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, pp. 503-508, 2008.
- [105] G. S. Kinsey and K. M. Edmondson, "Spectral response and energy output of concentrator multijunction solar cells," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 17, pp. 279-288, 2009.
- [106] G. S. Kinsey, P. Pien, P. Hebert, and R. A. Sherif, "Operating characteristics of multijunction solar cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, pp. 950-951, 2009.
- [107] H. Hayden, P. Johnston, V. Garboushian, and D. Roubideaux, "APS installation and operation of 300 kW of Amonix High Concentration PV systems," in *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*, 2002, pp. 1362-1365.
- [108] A. W. Bett and H. Lerchenmüller, "The FLATCON System from Concentrix Solar," in *Concentrator Photovoltaics*. vol. 130, A. L. Luque and A. Viacheslav, Eds., ed: Springer Berlin / Heidelberg, 2007, pp. 301-319.
- [109] H. Lerchenmüller, A. Hakenjos, I. Heile, B. Burger, and O. Stalter, "From FLATCON® Pilot Systems to the first Power Plant," presented at the 4th International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity or Hydrogen, Madrid, 2007.
- [110] H. Lerchenmüller, A. W. Bett, J. Jaus, and G. Willeke, "Cost and market perspectives for FLATCON®-systems," presented at the 3rd International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity or Hydrogen, Scottsdale, Arizona, USA, 2005.
- [111] A. W. Bett, B. Burger, F. Dimroth, G. Siefer, and H. Lerchenmüller, "HIGH-CONCENTRATION PV USING III-V SOLAR CELLS," presented at the 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaii, 2006.

- [112] J. W. A. Hakenjos, H. Lerchenmüller, "FIELD PERFORMANCE OF FLATCON® HIGH CONCENTRATION PHOTOVOLTAIC SYSTEMS," presented at the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milan, Italy, 2007.
- [113] S. v. R. Tobias Gerstmaier, Andreas Gombert, and T. L. André Mermoud, Eric Duminil, "Software Modeling of FLATCON® CPV Systems," presented at the CPV-6, Freiburg, Germany, 2010.
- [114] J. Jaus, G. Peharz, A. Gombert, J. Rodriguez, F. Dimroth, F. Eltermann, O. Wolf, M. Passig, G. Siefer, A. Hakenjos, S. V. Riesen, and A. W. Bett, "Development of FLATCON® modules using secondary optics," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, 2009, pp. 001931-001936.
- [115] (2010). *Concentrator Technology. Technical Information*. Available: http://www.concentrix-solar.de/fileadmin/user_upload/Download/Concentrix_Solar_Data_Sheets_2010.pdf
- [116] A. Gombert, A. Hakenjos, I. Heile, J. Wüllner, T. Gerstmaier, and S. v. Riesen, "FLATCON® CPV SYSTEMS – FIELD DATA AND NEW DEVELOPMENTS," presented at the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, 2009.
- [117] A. Gombert, T. Gerstmaier, I. Heile, S. v. Riesen, M. Röttger, and J. Wüllner, "ANALYSIS OF LONG TERM OPERATION DATA OF FLATCON® CPV SYSTEMS," presented at the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain, 2010.
- [118] J. E. Hay and D. C. McKay, "Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces: A Review and Assessment of Methodologies," *International Journal of Solar Energy*, vol. 3, pp. 203-240, 1985/09/01 1985.
- [119] A. Skartveit and J. Asle Olseth, "Modelling slope irradiance at high latitudes," *Solar Energy*, vol. 36, pp. 333-344, 1986.
- [120] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance," *Solar Energy*, vol. 44, pp. 271-289, 1990.
- [121] R. Burlon, S. Bivona, and C. Leone, "Instantaneous hourly and daily radiation on tilted surfaces," *Solar Energy*, vol. 47, pp. 83-89, 1991.
- [122] K. K. Gopinathan, "Solar radiation on variously oriented sloping surfaces," *Solar Energy*, vol. 47, pp. 173-179, 1991.
- [123] D. Feuermann and A. Zemel, "Validation of models for global irradiance on inclined planes," *Solar Energy*, vol. 48, pp. 59-66, 1992.
- [124] S. A. Klein, "Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces," *Solar Energy*, vol. 19, pp. 325-329, 1977.
- [125] F. Butera, R. Festa, and C. F. Ratto, "Calculation of the monthly average of hourly and daily beam insulations on tilted surfaces," *Solar Energy*, vol. 28, pp. 547-550, 1982.

- [126] A. Zelenka, "Asymmetrical analytically weighted factors," *Solar Energy*, vol. 41, pp. 405-415, 1988.
- [127] D. T. Reindl, W. A. Beckman, and J. A. Duffie, "Diffuse fraction correlations," *Solar Energy*, vol. 45, pp. 1-7, 1990.
- [128] F. J. Olmo, J. Vida, I. Foyo, Y. Castro-Diez, and L. Alados-Arboledas, "Prediction of global irradiance on inclined surfaces from horizontal global irradiance," *Energy*, vol. 24, pp. 689-704, 1999.
- [129] R. T. Pinker and I. Laszlo, "Modeling Surface Solar Irradiance for Satellite Applications on a Global Scale," *Journal of Applied Meteorology*, vol. 31, pp. 194-211, 1992/02/01 1992.
- [130] R. T. Pinker, R. Frouin, and Z. Li, "A review of satellite methods to derive surface shortwave irradiance," *Remote Sensing of Environment*, vol. 51, pp. 108-124, 1995.
- [131] PVGIS. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>
- [132] T. A. Huld, M. Sári, E. D. Dunlop, and F. Micale, "Estimating average daytime and daily temperature profiles within Europe," *Environmental Modelling & Software*, vol. 21, pp. 1650-1661, 2006.
- [133] M. Sári, T. A. Huld, E. D. Dunlop, and H. A. Ossenbrink, "Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries," *Solar Energy*, vol. 81, pp. 1295-1305, 2007.
- [134] M. Suri, T. Huld, E. D. Dunlop, and T. Cebecauer, "Geographic Aspects of Photovoltaics in Europe: Contribution of the PVGIS Website," *Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, IEEE Journal of*, vol. 1, pp. 34-41, 2008.
- [135] M. Šuri and J. Hofierka, "A New GIS-based Solar Radiation Model and Its Application to Photovoltaic Assessments," *Transactions in GIS*, vol. 8, pp. 175-190, 2004.
- [136] M. Šuri, T. A. Huld, and E. D. Dunlop, "PV-GIS: a web-based solar radiation database for the calculation of PV potential in Europe," *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 24, pp. 55 - 67, 2005.
- [137] SSE-NASA. Available: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- [138] Meteonorm. Available: <http://www.meteonorm.com>
- [139] C. Schillings and C. Hoyer-Klick. SOLEMI [Online]. Available: http://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-6581
- [140] S. Cros, M. Albuisson, M. Lefèvre, C. Rigolier, and L. Wald. HelioClim [Online]. Available: <http://www.helioclim.org/index.html>
- [141] J. Greif and K. Scharmer. ESRA European Solar Radiation Database [Online]. Available: <http://www.helioclim.org/esra/index.html>
- [142] S@tel-light. Available: <http://www.satel-light.com/core.htm>
- [143] G-RAD. Available: <http://www.srrb.noaa.gov/surfrad/>
- [144] SODA-IS. Available: <http://www.soda-is.com/eng/index.html>

REFERENCIAS

- [145] Agencia Española de Meteorología [Online]. Available: <http://www.aemet.es/es/portada>
- [146] P. y. A. Ministerio de Agricultura. *SIAR: Sistema de Información Agroclimática para el Regadío*. Available: <http://www.mapa.es/siar/Informacion.asp>
- [147] Merereología y climatología de Navarra [Online]. Available: <http://meteo.navarra.es/estaciones/mapadeestaciones.cfm>
- [148] Agencia Andaluza de la Energía [Online]. Available: <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>
- [149] S. Hajunga. (2009) Concentrator PV power plant feeds solar electricity into public grid with 23% AC efficiency.
- [150] G. S. Kinsey, K. Stone, J. Brown, and V. Garboushian, "Energy prediction of Amonix CPV solar power plants," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, pp. n/a-n/a, 2010.
- [151] C. Whitaker and M. Real, "The impact of efficiency on area-related system costs," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 7, pp. 199-207, 1999.
- [152] L. Beer. (2005). *Das ehrliche Photovoltaik-Portal*. Available: <http://www.laaf.be/zonnepanelen/sonnertrag.php>
- [153] (2009). *Lecturas*. Available: <https://spreadsheets.google.com/ccc?key=0AkI8oQ6T9O9zdERBQnNfZmZTd3JvWVNpc2w4NWJrM2c&hl=en#gid=0>
- [154] P. W. Stackhouse. Surface meteorology and Solar Energy. A renewable energy resource site. [Online]. Available: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- [155] I. E. Commission, "Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis," vol. IEC 61724, ed, 1998.
- [156] F. Rubio, M. Martínez, D. Sánchez, R. Aranda, and P. Banda, "Two years operating CPV plants: Analysis and results at ISFOC," presented at the 7. International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems, Las Vegas (EEUU), 2011.
- [157] Sistema de Información Agroclimática para el Regadío [Online]. Available: <http://www.marm.es/es/agua/temas/observatorio-del-regadio-espanol/Sistema-de-Informacion-Agroclimatica-para-el-Regadio/default.aspx>
- [158] Surface meteorology and Solar Energy [Online]. Available: <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?#s01>
- [159] S. Hajunga. (2008, Concentrix Solar and Abengoa Solar successfully connect 2 MW power station to Spanish grid. Available: http://www.concentrix-solar.de/fileadmin/user_upload/Pressemitteilungen/CX_Press_Release_Casaque_mda_2008-10-27_neu.pdf
- [160] J. P. M. Hans Georg Beyer, Marcel Suri, Jose Luis Torres, Elke Lorenz, Stefan C. Müller, Carsten Hoyer-Klick, Pierre Ineichen, "D 1.1.3 Report on Benchmarking of Radiation Products," MESoR Management and Exploitation of Solar Resource Knowledge2009.

- [161] M. E. Meral and F. Dinçer, "A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 2176-2184, 2011.
- [162] S. Kurtz, M. Muller, B. Marion, K. Emery, R. McConnell, S. Surendran, and A. Kimber, "Considerations for how to rate CPV," NREL2011.
- [163] N. Shatz and J. Bortz, "Focusing on the Optics," presented at the Concentrated Photovoltaics Summit, San Diego (CA), 2009.
- [164] I. E. Commission, "Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules," in *Design qualification and type approval* vol. IEC 61215, ed, 2005.
- [165] I. f. S. E. a. Informatics, "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants," in *Document B. Analysis and Presentation of Monitoring Data* vol. EUR 16339 EN, ed. Luxembourg: European Comission, 1995.
- [166] A. Luque, G. Sala, J. C. Arboiro, T. Bruton, D. Cunningham, and N. Mason, "Some Results of the EUCLIDES Photovoltaic Concentrator Prototype," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 5, pp. 195-212, 1997.
- [167] F. J. Gómez Gil, X. Wang, and A. M. Barnett, "PHOTOVOLTAIC SYSTEM ENERGY PRODUCTION IN SPAIN: PREDICTIONS AND RESULTS FOR 2009," presented at the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Valencia (Spain), 2010.
- [168] F. J. Gómez Gil, X. Wang, and A. M. Barnett, "CPV ENERGY PRODUCTION ANALYSIS," presented at the CPV-7, Las Vegas (NV), 2011.

TRABAJOS RELACIONADOS

A continuación se citan resultados y actividades relacionados con el trabajo realizado para el desarrollo de esta tesis doctoral. Se presentan también íntegramente los dos artículos extraídos de esta tesis. El primero de ellos ha sido publicado por la revista *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. El segundo está siendo revisado por la revista *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*.

Relación de trabajos

Artículos

Energy Production of Photovoltaic Systems: Fixed, Tracking, and Concentrating

Autores: *Francisco Javier Gómez-Gil, Xiaoting Wang, Allen Barnett.*

Revista: *Renewable & Sustainable Energy Reviews.*

Aceptado el 11 de agosto de 2011. Referencia: RSER-D-11-00485

ISSN: 1364-0321

Factor de impacto: 4,567. Ranking: 8ª de 78 en la categoría *Energy & Fuels*.

Concentrating Photovoltaics (CPV) Energy Production Prediction and Analysis

Autores: *Francisco Javier Gómez-Gil, Xiaoting Wang, Allen Barnett.*

Revista: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications.*

Enviado el 5 de agosto de 2011. Referencia: PIP-11-199

ISSN: 1062-7995

Factor de impacto: 5,627. Ranking: 4ª de 78 en la categoría *Energy & Fuels*, y 9ª de 116 en la categoría *Physics, Applied*

Congresos

CPV Energy Production Analysis

Autores: *Francisco J. Gómez Gil, Xiaoting Wang, Allen Barnett.*

Congreso: *7. International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems.*

Comunicación oral. *Las Vegas, Estados Unidos.* Del 4 al 6 de abril de 2011.

Photovoltaic System Energy Production in Spain: Predictions and Results for 2009

Autores: *Francisco Javier Gómez-Gil, Xiaoting Wang, Allen Barnett.*

Congreso: *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.*
5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion.

Comunicación oral. *Valencia, España.* Del 6 al 10 septiembre de 2010.

ISBN: 3-936338-26-4. DOI: 10.4229/25thEUPVSEC2010-5AO.8.6

Páginas: de la 4883 a la 4889.

Revisión del estado de la técnica de dispositivos de seguimiento solar

Autores: *Miguel de Simón Martín, Francisco Javier Gómez Gil, Justo Ruiz Calvo, Jesús Pelaéz Vara.*

Congreso: *3rd International Congress on Energy and Environment Engineering and Management.*

Póster. *Portalegre, Portugal.* Del 25 al 27 de noviembre de 2009.

ISBN: 978-84-92669-15-8

Planta fotovoltaica de 900kW conectada a red

Autores: *Cristina Alonso Tristán, Montserrat Diez Mediavilla, Francisco Javier Gómez Gil, Jesús Pelaéz Vara, María del Carmen Rodríguez Amigo.*

Congreso: *3rd International Congress on Energy and Environment Engineering and Management.*

Póster. *Portalegre, Portugal.* Del 25 al 27 de noviembre de 2009.

ISBN: 978-84-92669-15-8

A review of solar tracker patents in Spain

Autores: Francisco J. Gómez Gil, Miguel De Simón Martín, Jesús Peláez Vara, Justo Ruiz Calvo.

Conferencia: *The 3rd International Conference on RENEWABLE ENERGY SOURCES.*

Comunicación oral. La Laguna, España. Del 1 al 3 julio de 2009.

ISBN: 978-960-474-093-2. Páginas: de la 292 a la 297.

Incluido en *ISI/SCI Web of Science* y *Web of Knowledge*.

Patentes

Seguidor solar basado en cinemática paralela de accionamiento individual

Autores: *Miguel de Simón Martín, Francisco Javier Gómez Gil, Justo Ruiz Calvo, Jesús Peláez Vara, Alberto Martínez Martínez, Juan Vicente Martín Fraile, Cristina Alonso Tristán, Montserrat Díez Mediavilla.*

Solicitada el 23 de julio de 2009, con nº de solicitud P200901628.

Concedida el 24 de agosto de 2010, con nº de concesión 2331721 B2.

Seguidor solar basado en cinemática paralela de accionamiento en línea

Autores: *Miguel de Simón Martín, Francisco Javier Gómez Gil, Justo Ruiz Calvo, Jesús Peláez Vara, Alberto Martínez Martínez, Juan Vicente Martín Fraile, Cristina Alonso Tristán, Montserrat Díez Mediavilla.*

Solicitada el 23 de julio de 2009, con nº de solicitud P200901629.

Concedida el 24 de agosto de 2010, con nº de concesión 2332084 B2.

Conferencias impartidas

Concentrating Photovoltaics Energy Production

Impartida en: *Electrical and Computer Engineering Department.*

Universidad de Delaware. Newark, Delaware. Estados Unidos.

El 3 de diciembre de 2010.

Photovoltaic Systems Energy Production: Four Cases

Impartida en: *Electrical and Computer Engineering Department.*

Universidad de Delaware. Newark, Delaware. Estados Unidos.

El 14 de diciembre de 2009.

Estancias de investigación

Otoño 2010 Universidad de Delaware

Grupo de investigación: *High Performance Solar Power Group.*

Departamento: *Electrical and Computer Engineering Department.*

Invitado por el profesor *Allen Barnett.*

Universidad de Delaware. Newark, Delaware. Estados Unidos.

Del 14 de octubre de 2009 al 23 de diciembre de 2010 (70 días).

Otoño 2009 Universidad de Delaware

Grupo de investigación: *High Performance Solar Power Group.*

Departamento: *Electrical and Computer Engineering Department.*

Invitado por el profesor *Allen Barnett.*

Universidad de Delaware. Newark, Delaware. Estados Unidos.

Del 6 de octubre de 2009 al 15 de diciembre de 2009 (70 días).

Participación en proyectos de investigación

Automatización, medida y modelado de variables climáticas para el uso eficiente de los recursos solares en Castilla y León

Componentes: *Montserrat Diez Mediavilla (IP), Cristina Alonso Tristán, María Jesús González Fernández, Justo Ruiz Calvo, Jesús Peláez Vara, Juan Vicente Martín Fraile, Francisco Javier Gómez Gil.*

Financiado por la *Junta de Castilla y León. Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación (BU019A08). EDU/1160/2008* de 26 de junio. *BOCYL* 03 de julio.

Cuantía: 11.100€.

Artículo primero

Comunicación recibida el 11 de agosto de 2011.

Ms. Ref. No.: RSER-D-11-00485

Title: ENERGY PRODUCTION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: FIXED, TRACKING, AND CONCENTRATING Renewable & Sustainable Energy Reviews

Dear Mr. Francisco Javier Gómez-Gil,

I am pleased to inform you that your paper "ENERGY PRODUCTION OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: FIXED, TRACKING, AND CONCENTRATING" has been accepted for publication in Renewable & Sustainable Energy Reviews.

Below are comments from the editor and reviewers.

Thank you for submitting your work to Renewable & Sustainable Energy Reviews.

Yours sincerely,

Ania Iwaniczko

Editorial Office

Renewable & Sustainable Energy Reviews

Comments from the editors and reviewers:

Reviewer #2: This is a useful paper--and should be accepted. It provides an interesting comparison between these PV approaches and technologies that should be useful to the reader and to the PV community in particular. The paper should be accepted. It is in the broadest sense, a review. The paper is extremely well written and presented. Reviewer recommends acceptance.

Reviewer #4: The paper is both an analysis and a review. However it is more than acceptable from the point of view of content. The authors are well founded in this field-- and present a somewhat controversial look at these technologies that should raise a lot of interest from the readers of RSER. I recommend accept.

For any technical queries about using EES, please contact Elsevier Author Support at authorsupport@elsevier.com Global telephone support is available 24/7:

For The Americas: +1 888 834 7287 (toll-free for US & Canadian customers) For Asia & Pacific: +81 3 5561 5032 For Europe & rest of the world: +353 61 709190



Contents lists available at SciVerse ScienceDirect

Renewable and Sustainable Energy Reviews

journal homepage: www.elsevier.com/locate/rsr



Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating

Francisco Javier Gómez-Gil^{a,*}, Xiaoting Wang^b, Allen Barnett^{b,c}

^a Department of Electromechanical Engineering, University of Burgos, Avda. Cantabria s/n, 09006 Burgos, Spain

^b Department of Electrical and Computer Engineering, University of Delaware, Newark, DE 19716, USA

^c School of Photovoltaic and Renewable Energy Engineering, University of New South Wales, Sydney 2052, Australia

ARTICLE INFO

Article history:
Received 31 May 2011
Accepted 8 July 2011
Available online xxx

Keywords:
Photovoltaics
Energy production
Sun tracking
Concentrating photovoltaics
Performance ratio

ABSTRACT

This work compares the energy production (EP) of four photovoltaic system configurations: fixed, 1-axis and 2-axis tracking flat plate, and concentrating photovoltaics (CPV). The EP comparison is based on real performance data from systems installed in Spain in 2009. These systems are located close to each other but have different configurations. Many of the systems analyzed are new installations in 2008, including two of the largest CPV systems in the world that together have 9.3 MW and represent more than 50% of the world's total CPV. The EP analysis shows: (1) compared with the fixed flat plate systems, 1-axis and 2-axis tracking flat plate systems have 22.3% and 25.2% gain in the annual EP, respectively. These real EP gains are less than 32.1% for 1-axis and 38.7% for 2-axis tracking, which are the predicted gains when only considering the difference of captured illumination by these configurations (based on the data from Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)). (2) The EP from CPV systems is quite close to that from fixed flat plate systems. This differs from the predicted 16.1% gain from CPV when only considering the illumination difference. Besides comparing the energy production, the performance ratio (PR) is also estimated and analyzed for the different configurations, based on the best available irradiation data. PR measures the agreement between the operation of a real system and of an ideal system that only considers the nominal module efficiency loss. The analysis shows the PR decreases in the order: fixed, 1-axis, 2-axis tracking flat plate, CPV.

© 2011 Elsevier Ltd. All rights reserved.

Contents

1. Introduction	00
2. Energy production in a high irradiation region: southern Spain	00
2.1. Energy production estimate	00
2.2. 2009 real energy production	00
2.2.1. 2009 energy production of planar systems	00
2.2.2. January to July 2009 energy production of planar and CPV systems	00
2.3. Performance ratio	00
3. Energy production in a low irradiation region: northern Spain	00
3.1. Energy production estimate	00
3.2. 2009 real energy production	00
3.3. Performance ratio	00
4. Conclusions	00
References	00

1. Introduction

In 2009, photovoltaic (PV) reached the third place following wind and gas in Europe for installed capacity that year. By the end of

2010, there was more than 30 GW of PV installed. Solar electricity is becoming a mainstream energy source [1].

Sun tracking is used in large grid-connected photovoltaic plants to maximize solar radiation collection. With tracking, the gain in energy production (EP) over optimally tilted fully static arrays [2,3] is expected to be up to 40%. Thus, with the deployment of PV, there has been a growth in sun tracking systems of both the 1-axis and 2-axis types [4–6].

* Corresponding author. Tel.: +34 947258918; mobile: +34 616807560.
E-mail addresses: fjggil@ubu.es, fjgomgil@yahoo.es (F.J. Gómez-Gil).

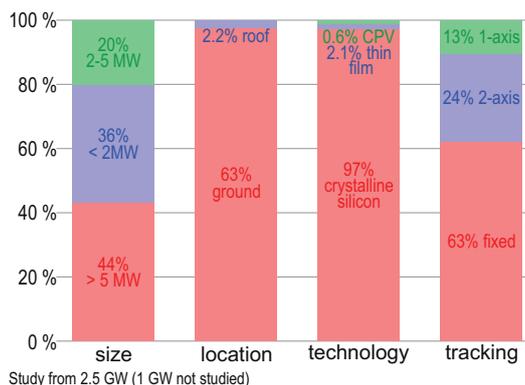


Fig. 1. Characteristics of 2.5 GW of photovoltaic systems installed in Spain by 2008.



Fig. 2. Locations of the studied installation near Seville.

For almost as long as the commercial flat plate PV has existed, concentration photovoltaics (CPV) has been in development. At its inception, it was expected to become the technology that led to the lowest cost of solar electricity [7–9].

Near 20 MW of cumulated CPV power is installed in the world. About 75% of it is installed in Spain [10]. About 10.2 MW (50% of world's total CPV) was installed during 2008 by Guascor Foton, a Spanish company that holds the licensed Amomix technology.

There is very little published work on the EP of different PV configurations that lie near each other [2,6,11]. There are some publications on CPV, few of which describe real CPV EP data [12].

The EP of photovoltaic systems is important because implementation of the feed-in tariff energy policy is directly related to the produced energy in terms of kWh rather than to the installed system capacity in terms of peak power (Wp). Therefore the EP is strongly related to the profitability of the investment.

EP estimates require irradiation data on the PV modules. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) incorporates a solar radiation database and gives climatological data of Europe. PVGIS makes it possible to calculate long-term average values and daily profiles of the irradiation on PV modules [13]. This data has been used to assess and optimize the energy yield from fixed or 2-axis tracking flat plate PV systems [14–18]. PVGIS estimates have been widely used by developers to compare EP between fixed and tracking installations. Thus, we use it here to calculate the theoretical achievable EP for different PV configurations.

ASIF: Asociación de la Industria Fotovoltaica (Solar Photovoltaic Industry Association; Madrid, Spain) published [19] the following distribution of system types for 2.5 GW of the total 3.5 GW PV installations in Spain by 2008. The large number of sampling points and the wide distribution by size, location, technology and system configuration make these installations a rich data set for comparing different system configurations. Fig. 1 shows four different classifications of these PV installations. Of particular interest for this study, more than 1/3 of these installations have sun tracking: 24% of the 2.5 GW have 2-axis tracking and 13% have 1-axis tracking. The rest are fixed systems. 0.6% of the total installations are CPV. These CPV installations include two of the largest in the world [10], with the largest system located in the less sunny north of Spain, and the second largest located in the sunnier south. Both are commercial installations, rather than research prototypes used for demonstration purpose.

This work compares the real EP of these fixed, 1-axis, 2-axis, flat plate and CPV installations. The comparisons are made within each system, comparing real with predicted performance, and across systems, comparing real performance. This work also uses the best available irradiation data to estimate the performance ratio (PR),

a measure of the agreement between the operation of a real system and of an ideal system that only considers the nominal module efficiency loss.

We note that the CPV systems studied in this paper are all of the high-concentration type and thus need 2-axis sun tracking to gather the direct normal irradiance (DNI). Since 2-axis tracking is considered a default configuration for CPV, it is not explicitly addressed in the following discussion. The “2-axis tracking” we do address refers to flat plate installations with 2-axis tracking.

2. Energy production in a high irradiation region: southern Spain

We compare the measured 2009 EP of fixed, 1-axis and 2-axis tracking flat plate, and CPV installations near Seville. Seville is a province in the southern Spain, in the Andalusian region, that is an area of high irradiation.

Fig. 2 shows the locations of the studied installations with fixed systems, 1-axis tracking flat plate, 2-axis tracking flat plate, and CPV.

The installations in Fig. 2 are located within a circle of 150 km radius. If we set the Écija CPV installation as the center, the fixed systems lie within 140 km of it (average distance 77 km), the 1-axis systems lie within 170 km (average 106 km), and the 2-axis systems lie within 130 km (average 85 km).

Table 1 presents the installations studied and their capacities. All of them adopt crystalline silicon solar cells and some are forming a so-called solar orchard or solar farm. The EP data of these installations are collected directly from owners or through the Sonnenertrag database [20].

Table 1 Locations and capacities of studied installations.

System	Location	Peak power
Fixed	Puerto Real	2.97 kWp
	Palma del Río	13.25 kWp
	Cala	100.00 kWp
	Herrera	136.60 kWp
1-Axis	Navalaencina	5.69 kWp
	Villanueva de Mesía	5.78 kWp
	Alcolea del Río	100.98 kWp
2-Axis	Soterraño	10.64 kWp
	Villanueva de la Reina	93.60 kWp
	Puebla de los Infantes	102.40 kWp
	Utrera	113.40 kWp
CPV	Écija	1.5 MW

Please cite this article in press as: Gómez-Gil FJ, et al. Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating. Renew Sustain Energy Rev (2011), doi:10.1016/j.rser.2011.07.156

Table 2
Ratio of irradiation at weather stations.

Installation	Weather station	Ratio
Puerto Real	Puerto de La Cruz	100.2%
Palma del Río	Palma del Río	100.0%
Cala	El Campillo	99.7%
Herrera	Santaella	98.6%
Navalaencina	Linares	101.1%
Villanueva de Mesía	Loja	101.2%
Alcolea del Río	Villanueva del Río	99.3%
Soterraño	El Campillo	97.9%
Villanueva de la Reina	La Higuera	101.0%
Puebla de los Infantes	Palma del Río	101.4%
Utrera	Los Morales	100.1%
Écija	Écija	100.0%

To calculate the performance ratio later in this paper, we need the real irradiation data on the PV panels. Since this data is not available for the above installation locations, we use data from the nearest weather stations (WS) to predict it. These WS data come from the *Andalusian Energy Agency* database [21]. Table 2 shows the locations of each installation and its nearby WS, and the ratio of the irradiation at the installation location relative to that at the WS (denoted as “Proportion”). The data used to calculate the irradiation ratio comes from PVGIS, and is deliberately chosen to fit the particular installation types; e.g., for the CPV installation, we choose DNI while for the 2-axis flat plate installations, we choose global normal irradiance (GNI).

Since all the values in the “Ratio” column are close to unity, there is trivial difference in irradiation between the WS and the installation locations. Moreover, since these real-time WS data are used to calculate a relative ratio, the discrepancy becomes even more negligible. Our method for using the WS data to predict the real-time irradiation at the PV installations is detailed in the PR analysis in Section 2.3.

2.1. Energy production estimate

Fig. 3 and Table 3 present the EP estimates for different PV configurations if they were to be located at Écija. This estimate is based on the irradiation data from PVGIS and a constant PR of 75%. This simple estimate provides reference EP that would be expected by the developers before new installations.

This EP estimate is based on 75% PR, assuming that, besides the nominal module efficiency loss, there is 25% loss that occurs during real operation due to temperature effect, inverter loss, mismatch between components, dirt on panels, system degradation, etc. Since systems of different configurations use the same PR, the EP difference shown in Fig. 3 and Table 3 comes from the difference in

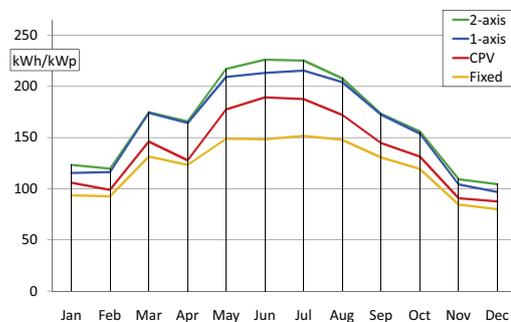


Fig. 3. EP estimates for fixed, 1-axis and 2-axis tracking and CPV systems at Écija, Sevilla.

Table 3
Comparison of annual EP estimates for different PV configurations at Écija. The two columns on the right shows the EP ratios of different configurations by setting fixed flat plate PV or CPV as the reference.

System	Energy production	Ratio	Ratio
Fixed	1452 kWh/kWp	100.0%	87.5%
CPV	1659 kWh/kWp	114.3%	100.0%
1-Axis	1939 kWh/kWp	133.5%	116.8%
2-Axis	2001 kWh/kWp	137.9%	120.6%

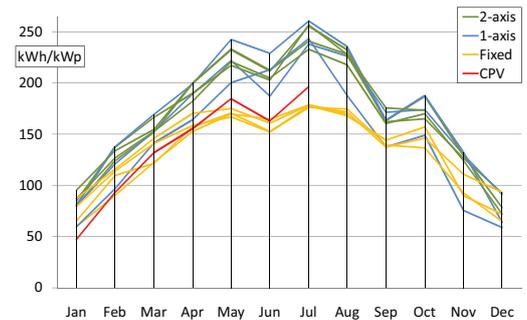


Fig. 4. Real monthly EP for all fixed, 1-axis and 2-axis tracking flat plate and CPV systems in 2009.

captured irradiation. CPV only captures the DNI while all the other three flat plate configurations capture global irradiation at different incidence angles. The difference in EP also results from the rating difference in the capacity of flat PV systems and CPV systems. Flat plate PV is rated at 1000 W/m² while CPV is rated at 850 W/m².

There are two main types of 1-axis tracking systems: tilted along a north-south oriented axis and tilted along a vertical axis. The EP estimates for both types are very close, thus for simplicity, only the vertical axis is considered in this work.

The data in Table 3 indicates that, CPV, 1-axis and 2-axis tracking flat plate PV are expected to have 14.3%, 33.5%, and 37.9% EP gain, compared with fixed flat plate PV.

2.2. 2009 real energy production

This section first compares the real EP across fixed, 1-axis and 2-axis flat plate throughout 2009. It then compares the real EP between planar and CPV from January to July (the CPV EP is only available during these months).

2.2.1. 2009 energy production of planar systems

Fig. 4 presents the real monthly EP in the 12 installations in 2009. Table 4 shows the average and sample standard deviation (S.S.D.) of the real annual EP in 2009 for different flat plate configurations. The S.S.D. is given in kWh/kWp and in percentage over the average.

The four fixed and the four 2-axis tracking flat plate installations display very consistent EP data, indicated by the 3.8% and 2.3% sample standard deviation from the average, respectively. Furthermore, these already small deviations can be partially attributed to the irradiation difference across the installation locations. In Table 5,

Table 4
Annual 2009 EP average and sample standard deviation (S.S.D.) for planar installations.

	Fixed	1-Axis	2-Axis
Avg. (kWh/kWp)	1610.2	1936.5	2019.7
S.S.D. (kWh/kWp)	61.0	191.7	46.6
S.S.D. (%)	3.8%	9.9%	2.3%

Table 5
Annual GHI average and S.S.D. from PVGIS and WS in 2009 for planar installations.

		Fixed	1-Axis	2-Axis
PVGIS	Avg. (kWh/m ²)	1725	1699	1713
GHI	S. Std. Dev. (kWh/m ²)	27.7	3.5	33.4
	S. Std. Dev. %	1.6%	0.2%	2.0%
2009	Avg. (kWh/m ²)	1807	1777	1810
GHI	S. Std. Dev. (kWh/m ²)	18.0	30.7	33.3
	S. Std. Dev. %	1.0%	1.7%	1.8%

this difference is given as 1.0% and 1.8% irradiation deviation for fixed and 2-axis installations, respectively.

To account for this irradiation difference, we calculate the average global horizontal irradiance (GHI) for the installations of the same configuration shown in Table 5. These data come from both the nearby WS and the PVGIS database. We use these average GHI numbers to correct the EP (as detailed in one of the following paragraphs explaining Table 6) and compare it across different configurations.

Table 6 shows the ratio in EP of tracking systems over fixed installations. The first row has been estimated from the average of irradiation given by PVGIS at installation locations. The second row gives the real gain in EP based on the Average EP presented in Table 6.

The third and the fourth rows use the average irradiation data from PVGIS and WS given in Table 5 to correct the EP. Thus they account for the irradiation difference across the three configurations. For instance, simply comparing the 1-axis and fixed EP presented in Table 6 results in a ratio of 120.3%. Multiplying that ratio by a correction factor of 1725/1699 based on the PVGIS irradiation data (see Table 5) gives a new ratio of 122.1%. With this correction we exclude the influence of the irradiation difference and only reflect the performance characteristics of different configurations.

From Table 6, we see the real EP gain of tracking systems over fixed systems is less than what is estimated by simply applying PVGIS data. Comparing the first and the last rows, the real EP gain of 1-axis tracking over fixed is only 69.5% of the estimated gain, and the real EP gain of 2-axis tracking over fixed is only 65.1% of the estimated gain.

2.2.2. January to July 2009 energy production of planar and CPV systems

The CPV power plant we investigate is the 1.5 MW installation located in *Écija*. This installation has the *Amonix Guascor Photon* CPV system. Each CPV system is 50' tall by 50' wide and consists of five units, called *MegaModules*, that house Fresnel lenses that concentrate 500 times the sunlight onto solar cells. The installation is constituted by 60 towers, each of which is mounted on a sun tracker and has a nominal power of 25 kWn. This rating of nominal power (Wn) is different from the standard rating of peak power (Wp) that is widely used in flat plate systems, because it considers system losses other than losses from the PV panels. To allow consistent comparison between CPV and other flat plate installation, we adopt the concept of peak power in the following

Table 6
Percent change in EP of tracking over fixed systems.

	Fixed	1-Axis	2-Axis
Estimated ratio	100.0%	132.1%	138.7%
2009 real ratio	100.0%	120.3%	125.4%
2009 ratio corr. by PVGIS	100.0%	122.1%	126.3%
2009 ratio corrected by WS	100.0%	122.3%	125.2%

Table 7
Monthly EP average and S.S.D. for January to July 2009 for *Écija* CPV.

	Avg. kWh/kWp	S.S.D. kWh/kWp	S.S.D. %
January	54.4	5.5	10.2%
February	107.1	6.1	5.9%
March	151.6	5.9	4.2%
April	178.8	5.4	3.0%
May	212.2	5.6	2.6%
June	187.5	6.5	3.5%
July	225.7	13.2	5.8%
Total	1103.6	48.1	4.4%

Table 8
PVGIS and real GHI for fixed, 1-axis, 2-axis and CPV installation locations for January to July 2009.

	Fixed	CPV	1-Axis	2-Axis
PVGIS GHI (kWh/m ²)	1113	1099	1102	1109
	100.0%	98.8%	99.0%	99.7%
2009 GHI (kWh/m ²)	1171	1204	1155	1175
	100.0%	102.8%	98.6%	100.4%

analyses. Each tower in the *Écija* CPV installation has a peak power of 28.75 kWp.

Although the 2009 EP data we have for this CPV only covers January through July, the irradiation in these months ranges from the lowest to the highest levels. Table 7 presents the monthly EP averages and S.S.D.s and Fig. 4 plots these averages.

To compare the EP across the four configurations with correction factors that consider the irradiation difference, we use the average GHIs presented in Table 8 that are based on both PVGIS and WS data (similar to Table 5). Since the comparison pool now contains CPV installations, data from only January to July is included.

Correcting for irradiation difference, Table 9 compares the EP across fixed, 1-axis, 2-axis flat plate and CPV installations from January to July. The content resembles that in Table 6 but the absolute average EP is also included with the relative ratios.

From Table 9, we see the real EP gain of tracking systems over fixed systems is less than what is estimated by simply applying PVGIS data, for January through July. The gain for the 7 months is close to the gain for a whole year (see Table 6) since the irradiation during these months ranges from the lowest to the highest levels. We also see the real EP of CPV systems is close to that of fixed systems while CPV is expected to produce more energy from the estimates by simply applying PVGIS data.

2.3. Performance ratio

Performance ratio (PR) indicates the global effect of the losses over the PV installation due to the temperature, an incomplete utilization of the irradiation and to the failures or inefficiencies of the

Table 9
Estimated and real EP for January to July 2009 for fixed, 1-axis, 2-axis and CPV.

	Fixed	CPV	1-Axis	2-Axis
PVGIS estimated EP (kWh/kWp)	890	1033	1199	1251
	100.0%	116.1%	134.7%	140.6%
2009 real EP (kWh/kWp)	978	971	1209	1247
	100.0%	99.3%	123.6%	127.4%
Corr. PVGIS	100.0%	100.6%	124.8%	127.9%
Corr. WS	100.0%	96.6%	125.3%	127.0%

Please cite this article in press as: Gómez-Gil FJ, et al. Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating. *Renew Sustain Energy Rev* (2011), doi:10.1016/j.rser.2011.07.156

system components.¹ PR is calculated as indicated in IEC 61724 [22]:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_U \cdot G_{I,ref}}{P_0 \cdot H_I} \quad (1)$$

where:

- Y_f is the final yield, it is a daily portion of energy supplied to the grid per 1 kW of the installed PV array. $Y_f = E_U/P_0$ is in h/d (hours per day), it represents the number of hours per day that the system would need to operate at its PV array's rated power P_0 to generate the same daily energy that was supplied to grid E_U .
- Y_r is the reference yield, it is total daily in-plane irradiation normalized to the PV module's in-plane reference irradiance $G_{I,ref}$. $Y_r = H_I/G_{I,ref}$ is in h/d (hours per day), it represents the number of hours per day which the solar radiation would need to be at reference irradiation levels in order to contribute the same incident energy as it was measured. For flat plate *standard test conditions* (STC) $G_{I,ref} = 1000 \text{ W/m}^2$. CPV panels are rated at $G_{I,ref} = 850 \text{ W/m}^2$. H_I is the number of hours per day that the installation would have had a constant irradiation of 1 kW/m².

Thus to compare the system operation characteristic in terms of PR across different PV configurations, we must collect data on the available irradiation. Due to the lack of irradiation measurements at the installation locations, we estimate the available irradiation reaching the panels by using data from PVGIS and nearby WS. There are many WS spread across the country that have GHI measurements. Since this is all that is available for 2009, we use these measurements (see Table 2) to predict 2009 irradiations for the four configurations.

We use CPV to show our computations. The average-year DNI for Écija (DNI_{avg}) and the average-year GHI for the closest WS (GHI_{avg}) are read from the PVGIS database. The 2009 GHI for the WS (GHI₀₉) is read from the WS database. We assume that the increase in DNI from the average year adopted by PVGIS to 2009 is proportional to the GHI increase. Then the 2009 DNI at the CPV installation location (DNI₀₉) is predicted as:

$$DNI_{09} = DNI_{avg} \cdot \frac{GHI_{09}}{GHI_{avg}} \quad (2)$$

This method is also used to predict the available irradiation for the flat plate installations. The DNI_{avg} in the above equation must be replaced with the parameter that is appropriate for the configuration being analyzed; e.g., GNI should be used for 2-axis tracking flat plate installations.

Using the predicted irradiation and the real EP, we calculate PR. Fig. 5 presents the monthly averaged PR for the various PV configurations. For Écija CPV installation, PR from only January to July 2009 is presented.

The PRs for fixed and 2-axis tracking systems display a consistent gap during the year. Since monthly irradiation is estimated, uncertainties of this calculation could influence the monthly PR. However, it is not the absolute value but the proportion between the systems that is important here, and those proportions remain very consistent.

1-Axis trackers can have two main configurations: tilted axis and vertical axis. Thus even when the annual EP is similar, monthly distributions are different since the tilted axis configuration has more EP in the summer time but less in the winter time. For the sake of simplicity, we have assumed in our irradiation calculations a vertical 1-axis tracking configuration. Therefore the irradiation could be underestimated in summer and overestimated in winter.

¹ From PR definition in IEC 61724.

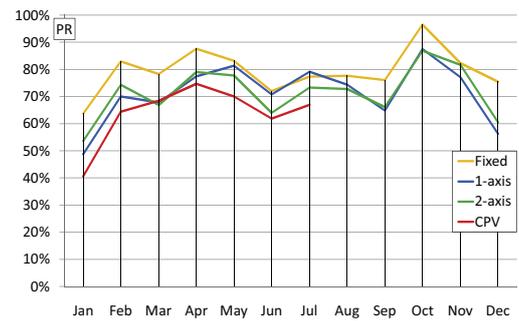


Fig. 5. Average monthly PR for fixed, 1-axis and 2-axis flat plate and CPV installations in 2009.

Table 10
Calculated average annual PRs across flat plate installations in 2009.

	Fixed	1-Axis	2-Axis
Average PR	79.3%	72.4%	71.4%
S.S.D.	3.8%	7.3%	1.7%

Table 11
Calculated average PRs across flat plate and CPV installations for January through July 2009.

	Fixed	1-Axis	2-Axis	CPV
January–July PR	78.3%	72.5%	70.5%	65.6%

This would explain why the PR of 1-axis in Fig. 5 is higher than that of fixed and 2-axis in the summer and lower than them in the winter.

Table 10 presents the averaged annual PR and its S.S.D. from average across flat plate installations throughout 2009.

Table 11 presents the averaged PR across the different installation types from January to July 2009.

From the two tables above, we see that PR decreases from fixed to 1-axis tracking flat plate to 2-axis tracking flat plate to CPV.

Fig. 6 plots the monthly PR for different EP values for the four PV configurations from January to July 2009. The regression lines for the four different configurations indicate the same tendency that, higher PR occurs at higher irradiation. Comparing the four regression lines indicates that, fixed flat plate PV has the highest PR among the four configurations.

From the analysis in this section, we see that, one significant reason why the real EP gain of the other three configurations over the fixed flat plate is smaller than the estimated is they all have lower PR.

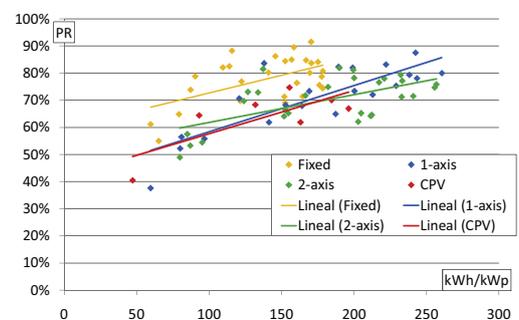


Fig. 6. Monthly PR vs. EP for fixed, 1-axis, 2-axis flat plate and CPV installations for January–July 2009 with regression lines.



Fig. 7. Locations of installations that are studied in Navarre.

3. Energy production in a low irradiation region: northern Spain

We compare the estimated and real EP of CPV and 2-axis tracking flat plate installations in Navarre province. Navarre is a province in the northern Spain that is 600 km north of Seville and experiences low irradiation. We also estimate and compare the PRs.

This section examines 2009 EP from the world's largest (7.8 MW) CPV power plant that is located at Villafranca, in Navarre province. This plant houses the same Amonix Guascor Photon CPV systems that is installed at Écija. It was installed in three phases between 2006 and 2008 [23] and is owned by hundreds of small investors.

Fig. 7 marks the locations of the Villafranca CPV installation and that of the six 2-axis flat plate installations. The 2-axis installations lie within a circle of 40 km radius from the CPV installation.

Table 12 lists the locations and the peak power capacities of the 2-axis flat plate installations that are studied in this region. Each is part of a larger installation, but it has its own meter and is independent from the rest of the set. This table also presents the WS located near each installation and the distance to it. WS data is obtained from the Meteorology and Climatology of Navarre database [24] and is used to estimate the PR as we did for the southern Spain installations is calculated.

3.1. Energy production estimate

Fig. 8 and Table 13 present the EP estimates for different PV configurations if they were to be located at Villafranca. Using the same method as with southern Spain installations, we estimated the EP using PVGIS data. This simple estimate provides reference EP that would be expected by the developers before new installations.

Table 13 indicates that the estimated EP for CPV is only 3.4% greater than that for fixed plate. Moreover, there is no large change in EP when converting from 1-axis to 2-axis installations.

EP estimate in the past were based on the irradiation data from the PVGIS database. The pool of the data is from 1981 to 1990. More

Table 12

Locations and capacities of 2-axis flat plate installations in Navarre province and the locations of and distances to their nearby weather stations.

Install.	Power	Weather station	Dist.
Cascañte	7.301 kWp	Cascañte	2 km
Tudela I	6.300 kWp	Tudela Valdetellas	2 km
Tudela II	34.000 kWp	Tudela Valdetellas	2 km
Olite	11.340 kWp	Olite	2 km
Cáseda	5.940 kWp	Aibar	7 km
Autol	7.480 kWp	Sartaguda	18 km

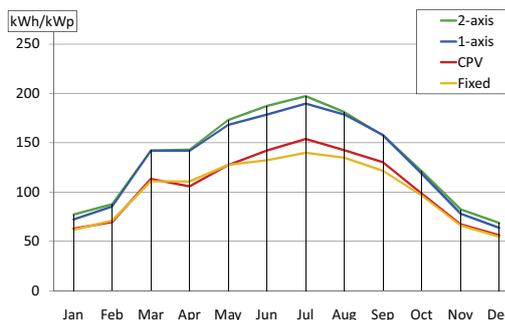


Fig. 8. EP estimates for fixed, 1-axis, 2-axis tracking flat plate, and CPV systems in Villafranca.

Table 13

Comparison of annual estimates for different PV configurations at Villafranca. The two columns on the right shows the EP ratios of different configurations by setting fixed flat plate PV or CPV as the reference.

	Energy production	Ratio	Ratio
Fixed	1228 kWh/kWp	100.0%	96.7%
CPV	1269 kWh/kWp	103.4%	100.0%
1-Axis	1574 kWh/kWp	128.2%	124.0%
2-Axis	1618 kWh/kWp	131.8%	127.5%

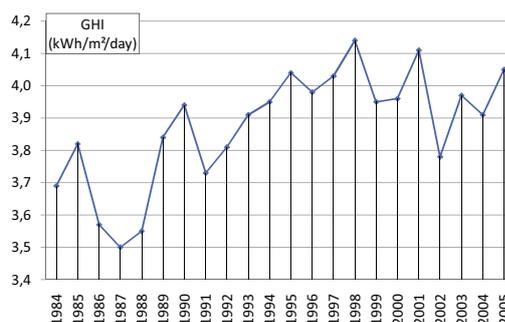


Fig. 9. Average daily GHI for each year from the NASA database for Villafranca.

recent data from the NASA database [25] covering 1983–2005 indicates that the 1980s used by PVGIS experienced lower irradiation than the subsequent decades. This is shown in Fig. 9 where the average daily GHI for each year included in the NASA database is plotted. Since PVGIS data comes from the 1980s, it tends to give an underestimate for 2009 irradiation.

PVGIS has been widely used for economic evaluation in PV projects, e.g., to calculate the EP improvement that can be achieved by using sun trackers. Due to this popularity, we present EP estimates based on PVGIS in this work.

Table 14 compares (for the Villafranca CPV) the real 2009 EP with the annual EP estimated from the PVGIS, the NASA databases and by the developer. The DNI estimate using the NASA database is 12.7% larger than the estimate using PVGIS. The developer estimate

Table 14

Annual EP estimates and real EP for Villafranca CPV installation in 2009.

	Energy production	Ratio
PVGIS estimate	1269 kWh/kWp	100.0%
NASA estimate	1430 kWh/kWp	112.7%
Developer estimate	2000 kWh/kWp	157.6%
2009 real	1220 kWh/kWp	96.1%

Please cite this article in press as: Gómez-Gil FJ, et al. Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating. Renew Sustain Energy Rev (2011), doi:10.1016/j.rser.2011.07.156

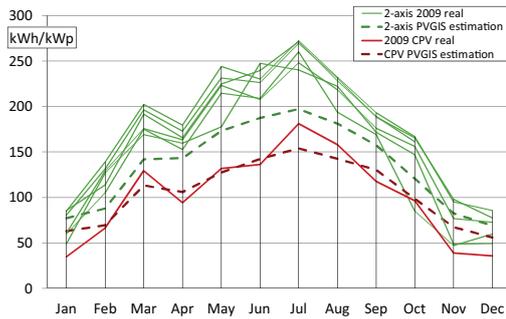


Fig. 10. PVGIS estimates and 2009 real monthly EP for 2-axis flat plate and CPV installations in Navarre.

is much larger than the both the other estimates and the real 2009 EP.

3.2. 2009 real energy production

This section compares the real EP of 2-axis flat plate to CPV throughout 2009 in the Navarre province.

Fig. 10 indicates the real 2009 EP for 2-axis flat plate and CPV installations with continuous lines. Estimates based on PVGIS data are denoted by dashed lines. We note that there is a 2-axis installation whose EP is abnormally low in May but abnormally high in June. This is because part the EP of May was billed in June, a common occurrence in real operation. However, this abnormality does not affect the annual EP.

Table 15 presents the real 2009 EP and the EP estimate based on PVGIS for six 2-axis flat plate installations. The real EP data was collected from the *Sonnenertrag* database and updated by the owners [20]. This table also gives the S.S.D. and the ratio of the real EP to the estimate.

Table 16 presents the average monthly and annual EP in kWh/kWp for the *Villafranca* CPV installation in 2009. EP values are reported directly by owners in a special database [26] and these EP values come from 23 of the total 313 towers. The table also gives the S.S.D.

Table 17 compares the real 2009 EP and the EP estimate based on PVGIS between the of 2-axis flat plate and CPV

Table 15
Real and estimated annual EP for 2-axis flat plate installations in Navarre.

	Avg. EP	S.S.D.	Ratio
PVGIS est.	1649 kWh/kWp	2.0%	100.0%
2009 real	1942 kWh/kWp	7.9%	117.7%

Table 16
2009 monthly EP for CPV at *Villafranca*.

	Average kWh/kWp	S.S.D. kWh/kWp	S.S.D. %
January	34.9	4.0	11.3%
February	66.5	6.5	9.7%
March	129.2	7.6	5.8%
April	94.3	5.7	6.1%
May	131.7	7.4	5.6%
June	136.1	6.4	4.7%
July	181.0	8.1	4.5%
August	158.1	6.9	4.4%
September	117.7	6.1	5.2%
October	96.4	7.1	7.3%
November	38.8	2.4	6.2%
December	35.8	4.1	11.4%
Annual	1220.4	56.0	4.6%

Table 17
Annual estimated and real EP for CPV and 2-axis flat plate installations in Navarre.

	CPV kWh/kWp	2-Axis kWh/kWp	EP gain
PVGIS est.	1269	1618	27.5%
2009 real	1220	1906	56.2%

installations. We note that here, the real 2009 EP for 2-axis flat plate is 1906 kWh/kWp, different from the 1942 kWh/kWp given in Table 15. This is because the average irradiation at the 2-axis flat plate installations is 1.9% higher than that at the CPV installation. To exclude this irradiation difference when comparing the two configurations, we correct the original 1942 kWh/kWp value by multiplying by 1/1.019. The last column shows the EP gain of 2-axis flat plate over CPV.

The analysis in this section indicates that, the real EP difference between the 2-axis flat plate and CPV is much larger than the estimated EP difference by simply considering the PVGIS irradiation data.

3.3. Performance ratio

Following the method described in Section 2.3, we use data from PVGIS and WS to predict the available irradiation for the installations in Navarre. For the 2-axis flat plate systems, the WS located near them are listed in Table 12. For the CPV installations, we use GHI data from six nearby WS that lie within a circle of 8 km radius centered at the CPV installation. These stations are located at: *Barranco, Yugo, Cadreita, Funes, Traibuenas and Plano*. WS data are obtained from the *Meteorology and Climatology of Navarre* database [24].

Fig. 11 presents the monthly PR for 2-axis installations in Navarre and for the CPV installation at *Villafranca* in 2009. Across

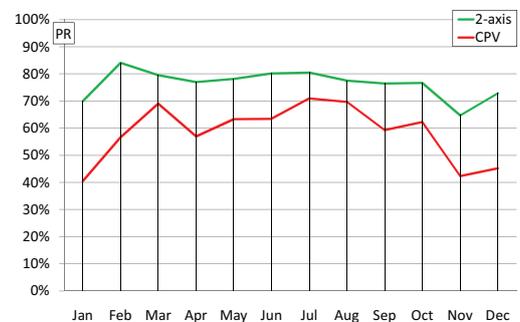


Fig. 11. 2009 monthly predicted PR for 2-axis and CPV installations in Navarre.

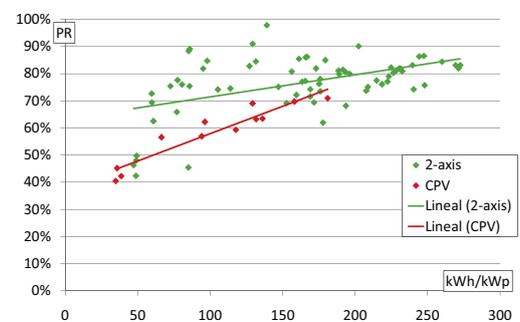


Fig. 12. Monthly PR vs. EP for CPV and 2-axis installations in Navarre with regression lines.

Please cite this article in press as: Gómez-Gil FJ, et al. Energy production of photovoltaic systems: Fixed, tracking, and concentrating. *Renew Sustain Energy Rev* (2011), doi:10.1016/j.rser.2011.07.156

the 2-axis installations, the average annual PR is 77.5% with a S.S.D. of 5.8%; for the CPV, it is 61.1%.

Fig. 12 plots the monthly PR at different EP for the studied installations. From the analysis in this section, we see that, one significant reason why the real EP gain of 2-axis flat plate over CPV is larger than the estimated is 2-axis flat plate has higher PR.

4. Conclusions

Two quantities that reflect the performance of a PV system are studied in this paper: energy production (EP) and performance ratio (PR). EP in terms of kWh/kWp reflects the ability of a PV system to generate energy. It is affected by: (1) the ability to collect irradiation and (2) the ability to convert irradiation to electricity. On the other hand, PR, a relative ratio, excludes the influence of irradiation capturing ability, and simply reflects how well the captured irradiation can be converted to electricity. This paper presents deep analyses of both parameters across four different PV configurations. Using EP data from real installations and PR estimated from the best available irradiation data, we can make wide comparisons.

Since the three configurations of flat plate systems lie close to each other in southern Spain, the EP of 1-axis and 2-axis sun-tracking installations can be compared to that of fixed systems. The estimate based on PVGIS gives an EP gain of 32.1% and 38.7%, for 1-axis and 2-axis tracking, respectively. However, the real 2009 EP data shows a gain of 22.3% and 25.2%, for these systems, respectively (see Table 6). Moreover, the EP of a nearby CPV (the second largest CPV installation in the world) can be added to this comparison. While the estimate based on PVGIS gives a gain of 16.1% for CPV over fixed flat plate, the real 2009 EP data shows only a 0.6% gain (see Table 9).

The EP difference among various systems is caused by two factors mentioned above: (1) irradiation capturing capability and (2) energy conversion capability. While the former is determined simply by the configuration, the latter can be investigated by examining the PR. We estimate the irradiation reaching the PV panels with the best available data and use it to calculate PR for the various configurations. Our results show that PR decreases from fixed to 1-axis tracking flat plate to 2-axis tracking flat plate to CPV (see Table 11).

In addition to the analysis of the installations in southern Spain, this work also analyzes PV systems in the northern part, including the biggest CPV installation in the world. We compare the EP and PR of this CPV to that of nearby 2-axis flat plate systems. The real 2009 EP of the 2-axis flat plate systems is 56% higher than that of the CPV (see Table 17). The PR value is 77.5% for 2-axis flat plate and 61.1% for CPV (see Table 17).

From the analyses of the actual energy production of PV systems and real-time irradiation from weather stations, we conclude that: simply applying the irradiation data from PVGIS and assuming a constant performance ratio for different PV configurations can lead to overestimation of energy production. The performance ratio must be determined separately for each different PV configuration to enable reliable assessment of the energy production capability.

References

- [1] Solar generation. 6. Executive summary. European Photovoltaic Industry Association; 2010.
- [2] Huld T, Scaronúri M, Dunlop ED. Comparison of potential solar electricity output from fixed-inclined and two-axis tracking photovoltaic modules in Europe. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2008;16:47–59.
- [3] Huld T, Cebecauer T, Suri M, Dunlop ED. Analysis of one-axis tracking strategies for PV systems in Europe. *Progress in Photovoltaics* 2010;18:183–94.
- [4] Lee CY, Chou PC, Chiang CM, Lin CF. Sun tracking systems: a review. *Sensors* 2009;9:3875–90.
- [5] Gil FJG, Martín MDS, Vara JP, Calvo JR. A review of solar tracker patents in Spain. In: Perlovsky L, Dionysiou DD, Zadeh LA, Kostic MM, Gonzales Concepcion C, Jaberg H, et al., editors. *Energy problems and environmental engineering*. Athens: World Scientific and Engineering Acad and Soc.; 2009. p. 292–7.
- [6] Mousazadeh H, Keyhani A, Javadi A, Mobli H, Abrinia K, Sharifi A. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009;13:1800–18.
- [7] Swanson RM. The promise of concentrators. *Progress in Photovoltaics* 2000;8:93–111.
- [8] Luque A, Sala G, Luque-Heredia I. Photovoltaic concentration at the onset of its commercial deployment. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2006;14:413–28.
- [9] Kurtz S, National Renewable Energy Laboratory (U.S.). Opportunities and challenges for development of a mature concentrating photovoltaic power industry. Rev. February ed. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory; 2009.
- [10] Rubio F, Martínez M, Hipólito A, Martín A, Banda P. Status of CPV technology. In: *Proceedings of the 25th European photovoltaic solar energy conference*. 2010.
- [11] Moore L, Post H, Hayden H, Canada S, Narang D. Photovoltaic power plant experience at Arizona Public Service: a 5-year assessment. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2005;13:353–63.
- [12] Stone KW, Garboushian V, Boehm R, Hurt R, Gray A. Analysis of five years of field performance of the Amonix High Concentration PV system; 2006.
- [13] Huld TA, Súrri M, Dunlop ED, Micalé F. Estimating average daytime and daily temperature profiles within Europe. *Environmental Modelling and Software* 2006;21:1650–61.
- [14] Súrri M, Huld TA, Dunlop ED, Ossenbrink HA. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy* 2007;81:1295–305.
- [15] Suri M, Huld T, Dunlop ED, Cebecauer T. Geographic aspects of photovoltaics in Europe: contribution of the PVGIS website. *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing* 2008;1:34–41.
- [16] Huld T, Dunlop ED. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, Renewable Energy Unit. Latest access: August 2011, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>.
- [17] Súrri M, Hofierka J. A new GIS-based solar radiation model and its application to photovoltaic assessments. *Transactions on GIS* 2004;8:175–90.
- [18] Súrri M, Huld TA, Dunlop ED. PV-GIS: a web-based solar radiation database for the calculation of PV potential in Europe. *International Journal of Sustainable Energy* 2005;24:55–67.
- [19] Hacia la consolidación de la energía solar fotovoltaica en España. Informe anual 2009; 2009.
- [20] Beer L. Das ehrliche Photovoltaik-Portal. *Sonnenertrag*; 2005.
- [21] Solar radiation. Andalusian Energy Agency. Latest access: August 2011, <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>.
- [22] IE Commission. Photovoltaic system performance monitoring—guidelines for measurement, data exchange and analysis; 1998.
- [23] AMONIX, editor. Incremental deployment leads to largest CPV solar power plant under the Sun. 2010.
- [24] Meteorology and climatology of Navarra. Government of Navarra. Latest access: August 2011, <http://meteo.navarra.es/estaciones/mapadeestaciones.cfm>.
- [25] Surface meteorology and Solar Energy. NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center. Latest access: August 2011, <http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?#s01>.
- [26] Lecturas. Latest access: August 2011, <https://spreadsheets.google.com/ccc?key=0AkI8oQ6T9O9zdERBQnNfZmZTD3JvVWVnPc2w4NWJrM2c&hl=en#gid=0>.

Energies **2011**, *4*, 1-x manuscripts; doi:10.3390/en40x000x

OPEN ACCESS

energies

ISSN 1996-1073

www.mdpi.com/journal/energies

Article

Artículo segundo

Concentrating Photovoltaics (CPV) Energy Production Prediction and Analysis

Francisco J. Gómez-Gil ^{1,*}, Xiaoting Wang ² and Allen Barnett ³

¹ Department of Electromechanical Engineering, University of Burgos, Burgos, Spain

² Department of Electrical and Computer Engineering, University of Delaware, Newark, DE 19716, USA

³ School of Photovoltaic and Renewable Energy Engineering, University of New South Wales, Sydney, 2052 Australia

E-Mails: fjggil@ubu.es (F. J. G.-G.); xiaoting@udel.edu (X. W.); allen@ambarnett.com (A. B.)

* Author to whom correspondence should be addressed; Tel.: +34-947-258918; Fax: +34-947-259088

Received: / Accepted: / Published:

Abstract: This work predicts and analyzes the *Energy Production* (EP) of four *Concentrating Photovoltaics* (CPV) installations. These installations are located in Spain, where 15 MW of the total 20 MW of CPV in the world is installed. Of the four installations that we study, two are based on silicon solar cells and the other two are based on multi-junction III-V solar cells. We use three methods to predict their EP. First, we estimate it using a constant *Performance Ratio* (PR) and the *Direct Normal Irradiation* (DNI) of an average year. Second, still adopting a constant PR, we estimate the DNI based on the real-time *Global Horizontal Irradiation* (GHI) and the DNI and GHI in an average year. We propose using this estimate for DNI since GHI is a widely measured meteorological parameter while DNI is rarely recorded for most locations. Further analysis demonstrates good linearity between the real EP and the estimated DNI. This finding leads us to propose a third prediction method that incorporates the estimated DNI and the varying PR and thus should improve EP prediction. For the installations studied in this work, we find that the difference between the newly predicted values and the real data is less than 2% for annual EP and is in the range of 5.6%-16.1% for monthly EP. Our new lineal method shows significant improvement in predicting EP.

Keywords: CPV, energy production, prediction, analysis.

1. Introduction

Concentrating Photovoltaics (CPV) technology concentrates solar radiation onto high efficiency *Photovoltaics* (PV) cells. In 2008, this technology experienced a big deployment with the installation of new plants. Of the total approximately 20 MW CPV power installed in the world, 15 MW is housed in Spain [1].

Promoting the development of CPV requires that it offers the same predictability in *Energy Production* (EP) as flat plate PV. In order to predict the EP for a CPV installation, *Direct Normal Irradiation* (DNI) must be measured over a long period of time. However, DNI is not widely measured.

This work presents a model that predicts EP from CPV installations by using, instead of DNI data, *Global Horizontal Irradiation* (GHI) data. We propose this model because GHI measurements from weather stations near CPV installations are widely available.

We analyzed the data from four CPV installations in Spain (see Figure 1). These installations represent different irradiation conditions. The *Amonix-Guascor Foton* installations house silicon cell based systems while the *Concentrix* installations have multi-junction solar cell based systems. The EP of Amonix CPV is analyzed in [2]; and the Concentrix CPV model for simulating the EP is presented in [3] and the EP is reported in [4-6]. In this work, our EP prediction model is based on the analysis of real performance data. The Concentrix monthly EP is extracted from published work while the Amonix monthly EP comes directly from the owners of the systems.

Figure 1. Locations of the analyzed installations.



The Amonix web page presents several papers about real installations. These report the total EP of several installations at different locations and different times. However, since they only provide partial data, we cannot perform an EP study [7].

The earliest Amonix publications examine the performance of the high efficiency Amonix back contact Si cells in CPV and in space applications under high concentration conditions [8-11]. Their back contact Si cells are based on the previous works of *Lammert*, *Swanson* and *Sinton* [12-14]. The Amonix CPV system and the improvements and refinements made in its hardware are described in [15]. EP estimates and a study of the cost are given in [16], but no real EP data is provided.

However, there are articles that can provide us with information on the real performance. [17, 18] report correlation between output power and DNI. This output power was measured at the module output, and does not take into account losses in the wiring and the inverter.

The latest Amonix works focus on the multi-junction operation in CPV systems [19-22]. They do not report real EP data but provide only EP predictions for several locations [19, 21].

The Concentrix web page presents several scientific papers. Some [23, 24] describe the Concentrix company, its evolution from the Fraunhofer ISE and Ioffe-Institute, and its Flatcon technology. They also explain the use of III-V solar cells in the Concentrix system.

Sun tracking and accuracy considerations are covered in [25, 26]. Since multi-junction solar cells are very sensitive to the spectrum, a model for EP simulation is presented that takes the spectrum into account [3]. The utilization of secondary optics in a new Concentrix CPV system is explained and related to the performance of this system [27].

A Concentrix technical report also plots a curve relating EP performance to the incident DNI [28].

For our purposes of analyzing EP performance, the most relevant articles are [4, 5]. The data in these articles come from the Concentrix installations shown in Figure 1 and are analyzed here.

2. Amonix-Guascor Foton installations

This section presents and analyzes the EP in 2009 of two *Amonix-Guascor Foton* CPV installations. Both were grid connected in 2008. The *Amonix-Guascor Foton* system is based on silicon solar cells.

2.1. Villafranca, 7.8 MW CPV installation

The 7.8 MW CPV power plant located in *Villafranca, Navarre*, in northern *Spain*, is the world's largest CPV installation. Its location represents a poor irradiation location. The *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) database reports an annual average of 1439 kWh/m² DNI.

The 2009 EP of the *Villafranca* CPV installation is reported directly by the owners [29]. Each unit system is called a tower that has power of 25 kW. The reported EP comes from 23 of the total 313 towers housed by the installation. The real 2009 EP is presented in Figure 2.

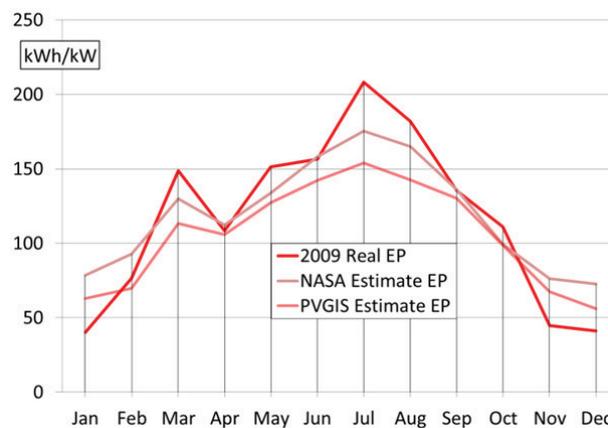
In order to estimate the EP of the CPV installation for an averaged year we analyzed data from PVGIS and NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) databases. Figure 2 and Table 1 present EP estimates using these databases. These estimates assume that the systems are working with a constant *Performance Ratio* (PR) of 75%. PR is defined in [30] and is presented in Equation (1). Only DNI is considered as the input.

Table 1. Annual EP estimates using PVGIS and NASA for averaged year, real EP in 2009, and EP predicted for 2009 using constant PR (introduced later), for *Villafranca* CPV installation.

	<i>Energy Production kWh/kW</i>	Ratio
PVGIS estimate	1269	90.4%
NASA estimate	1430	101.9%
2009 real	1403	100.0%
2009 prediction constant PR	1489	106.1%

The annual DNI from the NASA database is 12.7% greater than that from PVGIS. However, the PVGIS database covers 1981 to 1990 and more recent data (1983 to 2005) from the NASA database [31] indicates that PVGIS could underestimate the average irradiation.

Figure 2. Real monthly EP in 2009 and EP estimates using PVGIS and NASA databases, for *Villafranca* CPV installation.



The difference between the PVGIS estimate and the real EP in 2009 is 9.6% for the annual EP, and 18.1% for the monthly EP. This difference is due to one year data can not be compared with the average data given by PVGIS or NASA databases.

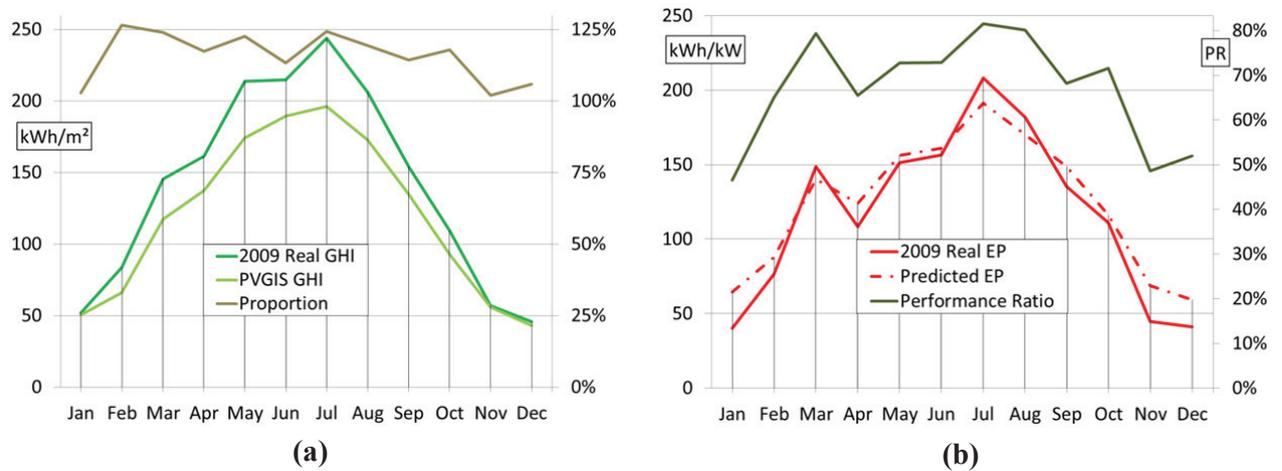
2.1.1. 2009 prediction supposing constant Performance Ratio

This section presents a first simple way estimate the monthly EP supposing the monthly PR were constant all over the year, not depending on the irradiance. We will expose later that this first supposition is not accurate, and that the PR changes significantly over the year. To predict the EP of the CPV installation for a given year, we need to use the real-time DNI rather than the DNI of an average year. However, DNI is not a widely measured parameter so we propose using real-time GHI, a parameter that is widely measured by weather stations. With real-time GHI and the GHI and DNI of an average year, we assume that monthly DNI increments from the averaged year are the same as monthly GHI increments.

Irradiation data from six weather stations surrounding the CPV installation location are available. These stations are located within a circle of under 8 km radius. These stations are at *Barranco*, *Yugo*, *Cadreita*, *Funes*, *Traibuenas* and *Plano* [32]. 2009 real GHI from these stations are averaged for each month and compared to the monthly GHI from the PVGIS database. The ratio is then applied to the monthly DNI from PVGIS to calculate the 2009 monthly DNI.

Figure 3 (a) presents the 2009 monthly GHI from PVGIS, and from weather stations near the *Villafranca* CPV installation. The ratio of the latter to the former is presented in red. The annual GHI, calculated by integrating the area under the curves, is 17.9% greater for the real weather station data than for the PVGIS data.

Figure 3. (a) Real GHI, PVGIS GHI, and real/PVGIS GHI in 2009. **(b)** Real EP, EP prediction based on constant PR, and estimated PR values for *Villafranca* CPV installation in 2009.



With the estimated monthly DNI for 2009, the monthly EP can be calculated by assuming a constant PR of 75%. Figure 3 (b) and Table 1 present the predicted EP, and compare it to the real EP. The difference between the prediction and the real data is 6.1% for the annual EP and 11.3% for the monthly EP.

Using the estimated 2009 DNI and the real 2009 EP, we can estimate the PR of an installation. This parameter takes into account the global effect of losses due to temperature, the incomplete utilization of the irradiation and the failures or efficiency losses of the system components. PR, as indicated in IEC 61724 [30], is calculated as:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} = \frac{E_U \cdot G_{I,ref}}{P_0 \cdot H_I} = \frac{EP \cdot 850}{DNI_{09} \cdot 1000} \tag{1}$$

where:

- Y_f , the final yield, is the daily portion of energy supplied to the grid per 1 kW of the installed PV array. $Y_f = \frac{E_U}{P_0}$ is in hours per day (h/d) and represents the number of hours per day that the system needs to operate at its PV array’s rated power, P_0 to generate the same daily energy that was supplied to grid E_U . In this case, rated power P_0 is alternating current (AC) rated power not peak power.
- Y_r , the reference yield, is the total daily in-plane irradiation normalized to the PV module’s in-plane reference irradiance $G_{I,ref}$. $Y_r = \frac{H_I}{G_{I,ref}}$ is in h/d and represents the number of hours per day that the solar radiation would need to be at reference irradiation levels in order to contribute the same incident energy. For CPV $G_{I,ref} = 0.85 \text{ kW/m}^2$. H_I is the number of hours per day that the installation would have experienced a constant irradiation of 1 kW/m^2 .

The 2009 monthly estimated PR for the *Villafranca* CPV installation is presented in Figure 3 (b). We assume that the system capacity rating for each tower is 25kW as claimed by the system developer. Then, the annual estimated PR is 70.3%.

2.2. Écija, Seville, 1.5 MW CPV installation

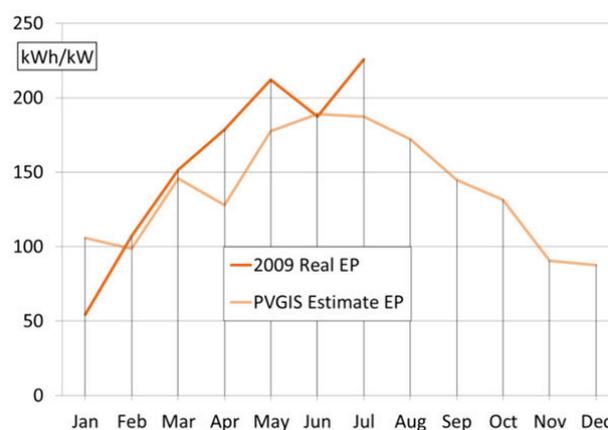
This section presents and analyzes 2009 EP data from the 1.5 MW CPV power plant in *Écija*, in *Seville* province, in southern *Spain*. This CPV is sited 600 km from the *Villafranca* installation. It is the second largest in the world and has the *Amonix-Guascor Photon* CPV system. This location represents a good irradiation location. Because it is so hot, *Écija* is called *the Spanish frying pan*. PVGIS database reports an annual average of 1880 kWh/m² DNI.

2009 EP data for this installation is only available from January to July. Although this data does not cover the whole year, these months cover the range from minimum to maximum irradiation.

The EP is provided by the 60 towers that has the entire 1.5 MW CPV installation, and is given in kWh/kW. Figure 4 present the real monthly EP from January to July 2009 of this installation.

The EP estimate for the *Écija* CPV from the PVGIS database is 1659 kWh/kW, assuming the systems are working with a PR of 75% and only considering DNI. This estimate is shown in Figure 4.

Figure 4. Real EP in 2009 and monthly EP estimate from PVGIS for *Écija* CPV installation.



For the 7 months studied, the difference between the total estimated EP based on PVGIS data and the total real EP is 7.6%. The average difference between the PVGIS estimate and real monthly EP values is 17.1%.

2.2.1. 2009 prediction supposing constant Performance Ratio

Figure 5 (a) presents the GHI given by PVGIS, the real GHI measured in weather stations, and the proportion between them. The weather station is located in the same town as the installation. For *Écija*, the annual GHI is 11.1% higher than the estimate from PVGIS, and 9.0 % higher just from January to July (Table 2).

Table 2. January to July PVGIS GHI, real GHI and their proportion for CPV installation location in 2009.

	January-July GHI kWh/m ²	proportion
PVGIS	1105	100.0%
Real	1204	109.0%

Figure 5. (a) Real GHI, PVGIS GHI, and real/PVGIS GHI in 2009. (b) Real EP, EP prediction based on constant PR, and estimated PR values for *Écija* CPV installation in 2009.



The predicted 2009 monthly EP from January to July from GHI is presented in Table 3 and Figure 5 (b). The predicted EP has been calculated (as in Figure 3 (b)) by estimating DNI from the weather stations, and by assuming a constant monthly PR of 75%. The predicted EP from January to July 2009 is 1111 kWh/kW while the real EP over the same time period is 1117 kWh/kW.

The difference between the predicted and real January to July values is only 0.5% and the average difference between the predicted and real monthly EP values is 8.5%.

Table 3. January to July PVGIS EP estimate for averaged year, real EP in 2009, and EP predicted for 2009 using constant PR, for *Écija* CPV in 2009.

	Energy Production kWh/kW	Ratio
PVGIS estimate	1032.5	92.4%
2009 real EP	1117.2	100.0%
2009 prediction constant PR	1111.4	99.5%

Figure 5 (b) also shows the monthly estimated PR from January to July 2009 for the *Écija* CPV installation. This parameter is calculated using Equation (1) with a calculated 2009 DNI and a real 2009 EP. The average estimated PR for the studied months is 77.1%.

2.3. Amonix prediction model with variable Performance Ratio

In previous sections we estimated the EP for 2009 supposing a constant monthly PR. Figure 2 and Figure 4 show that this method tends to overestimate EP in low irradiation months, and underestimate it in high irradiation months. This discrepancy between the real and predicted EP comes mainly from the assumption of a constant PR.

This section presents a model that predicts the EP for the *Amonix-Guascor Foton* CPV installations while considering PR as a variable rather than a constant. This model allows us to predict the CPV EP using GHI data from nearby weather stations and the PVGIS database.

Figure 6 (a) shows the monthly estimated PR and the corresponding monthly estimated DNI for the *Villafranca* and *Écija* CPV installations. It also presents a regression line where the value of the correlation coefficient R^2 is one when perfect linearity is present.

Figure 6. (a) Correlation of estimated monthly PR with monthly estimated DNI for *Villafranca* and *Écija* CPV installations in 2009. (b) Correlation of estimated monthly PR with real monthly EP in *Villafranca* and *Écija* CPV installations in 2009.

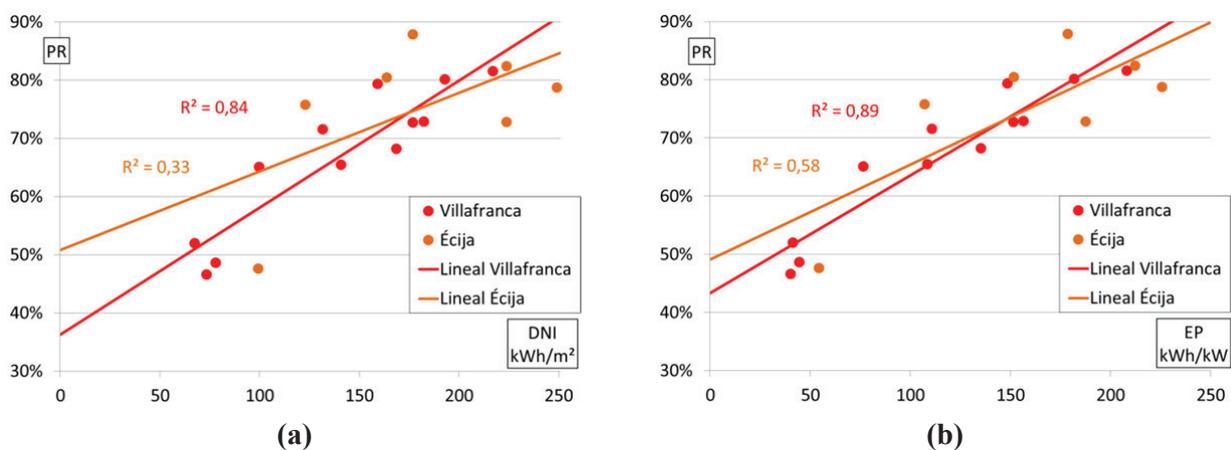


Figure 6 (b) presents the monthly estimated PR and the corresponding monthly EP for these installations. The correlation coefficient here is higher than with the previous correlation so the linearity is better.

Figure 7 (a) plots the correlation between the real monthly EP and the calculated monthly DNI. It also gives three linear trend lines, two of them for each installation. The correlation coefficient here is very close to one, indicating near perfect linearity. Thus, the performance of the CPV installation can be modeled linearly. Since the trend line does not start from the origin, it means that the CPV installations rarely generate energy at very low irradiation. Moreover, since PR reflects the ratio of EP to DNI, the linear trend line not passing through the origin indicates that PR is a variant of DNI, rather than a constant.

Both installations, which are of the same type, have a very linear performance. Moreover, the lineal regressions of both match even though they are located in places with opposite radiation characteristics. This indicates that CPV performance can be modeled linearly with the same model for both locations.

Figure 7. (a) Correlation of real monthly EP with calculated monthly DNI for *Villafranca* and *Écija* CPV installations in 2009, and for both together. **(b)** Real monthly EP and EP predicted by the model with variable monthly PR for *Villafranca* and *Écija* CPV installations in 2009.

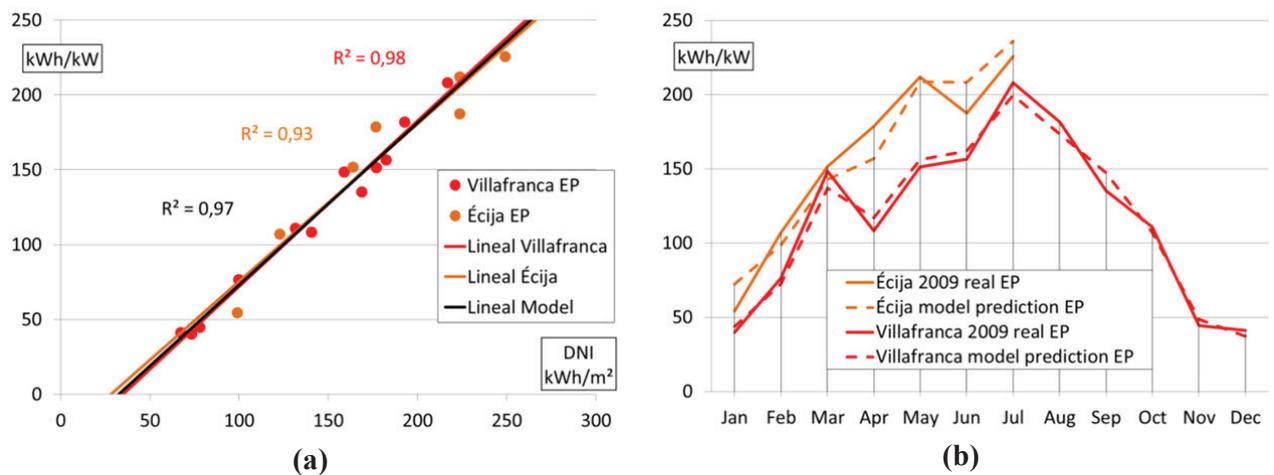


Figure 7 (a) also plots a third linear trend line for both installations where the correlation coefficient R^2 is close to one. Thus EP can be modeled linearly. Notably, the linear trend line for both installations matches well although they represent different irradiation conditions. The linearity between monthly EP and monthly DNI is quantified in Equation (2):

$$EP = 1.084 \cdot DNI - 35.550 \tag{2}$$

Thus, this model allows us to predict the EP of any CPV installation using data from nearby weather stations and from the PVGIS database.

Figure 7 (b) presents the results of applying our prediction model to the *Villafranca* and *Écija* installations. It shows the real EP and the EP predicted by the model. For the *Villafranca* installation, the real 2009 EP is 1403.4 kWh/kW while the EP predicted by the model is 1403.5 kWh/kW. For the *Écija* installation, the real EP from January to July 2009 is 1117.2 kWh/kW while the predicted EP is 1124.5 kWh/kW.

Thus, the difference between the predicted and real annual EP is 0.01% and 0.65% for the *Villafranca* and *Écija* installations, respectively; and the average difference between the predicted and real monthly EP is 5.6% and 8.3%, respectively.

Table 4 and Table 5 summarize the differences between the real EP values and those predicted by the two methods: supposing constant monthly PR, and utilizing the proposed model with a variable PR.

Table 4. Percent differences between the real and predicted monthly EP with the two prediction methods.

Monthly	Constant PR	Model variable PR
Villafranca	11.3%	5.6%
Écija	8.5%	8.3%

Table 5. Percent differences between the real and predicted annual EP with the two prediction methods.

Annual	Constant PR	Model variable PR
Villafranca	6.1%	0.01%
Écija	0.5%	0.65%

3. Concentrix installations

This section presents and analyzes the EP from two *Concentrix* CPV installations. The *Concentrix* systems are based on multi-junction III-V solar cells.

3.1. Puertollano CPV installation

This section analyzes 2009 EP data from a CPV power plant located at *Institute for Photovoltaic Concentration Systems (ISFOC)* in *Puertollano*, in southern *Spain*. The power plant was grid connected at the end of September 2008. This location is a good irradiation location. The PVGIS database reports an annual average of 1894 kWh/m² DNI.

The installation has 18 sun trackers, each with a power of 5.75 kW [5, 33]. This EP data comes from published ISFOC and Concentrix papers [5, 6] that report the monthly cumulated yield of this power plant for 2009. Figure 8 presents the real monthly EP in 2009 for the *Puertollano* CPV installation.

Figure 8 and Table 6 present the EP estimate calculated from the PVGIS DNI for an average year assuming the system is working with a PR of 75%. The estimated annual EP for an averaged year is 1671 kWh/kW and the real annual EP in 2009 is 1888 kWh/kW.

Figure 8. Real EP and monthly EP estimate from PVGIS for *Puertollano* CPV installation in 2009.

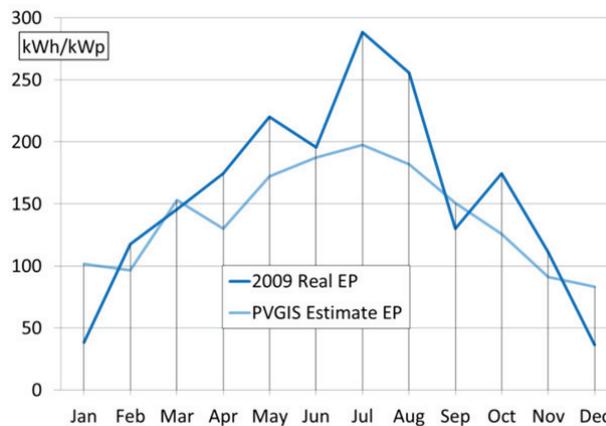


Table 6. PVGIS estimate for averaged year, real EP in 2009, and EP predicted for 2009 using constant PR, for *Puertollano* CPV installation in 2009.

	Energy Production	Ratio
PVGIS estimate	1671 kWh/kW	88.5%
2009 real	1888 kWh/kW	100.0%
2009 prediction constant PR	1768 kWh/kW	93.6%

Thus the difference between the PVGIS estimate and the 2009 real data is 11.5% for the annual EP, and 26.1% for the monthly EP.

3.1.1. 2009 prediction supposing constant Performance Ratio

Table 7 and The annual DNI measured by ISFOC for 2009 was 1974 kWh/m², as indicated in [6]. The annual DNI that we estimated in this work is 2003 kWh/m². Thus the difference between our estimate and the real measured value is only 1.48%.

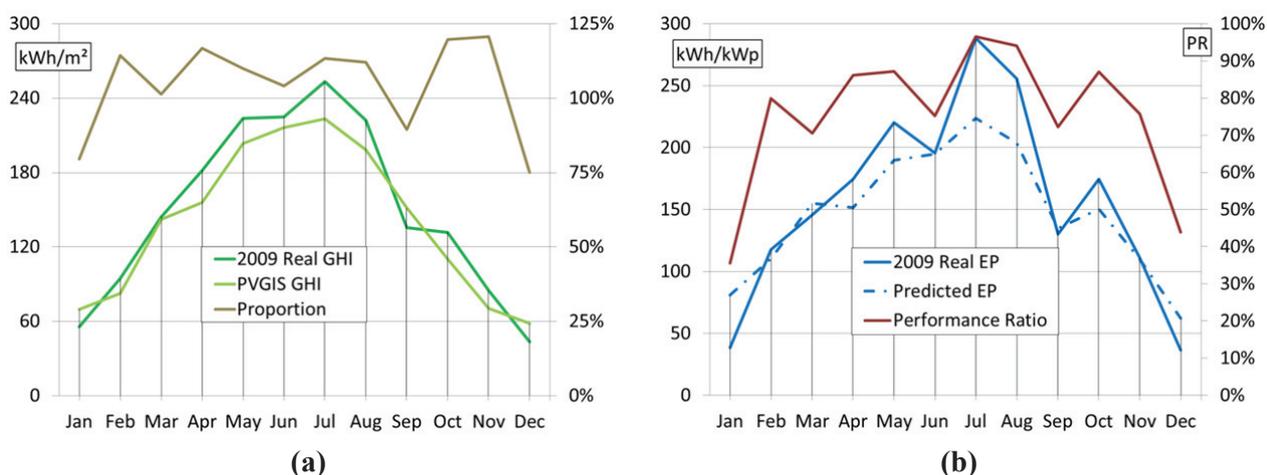
Figure 9 (a) present the GHI estimate given by PVGIS for the installation, the real GHI measured by the weather station, and the proportion between them. The nearest weather station is located in *Ciudad Real*. For this location, the real 2009 GHI has been 6.8% higher than the GHI estimated by PVGIS.

Table 7. PVGIS GHI, real GHI and their proportion for *Ciudad Real* weather station in 2009.

	GHI	Proportion
PVGIS	1682 kWh/m ²	100.0%
2009 WS	1796 kWh/m ²	106.8%

The annual DNI measured by ISFOC for 2009 was 1974 kWh/m², as indicated in [6]. The annual DNI that we estimated in this work is 2003 kWh/m². Thus the difference between our estimate and the real measured value is only 1.48%.

Figure 9. (a) PVGIS GHI, real GHI, and their proportion in 2009. **(b)** Real EP, EP prediction based on constant PR, and estimated PR values for *Puertollano* CPV installation in 2009.



The annual and monthly EP predictions for 2009 are shown in The annual DNI measured by ISFOC for 2009 was 1974 kWh/m², as indicated in [6]. The annual DNI that we estimated in this work is 2003 kWh/m². Thus the difference between our estimate and the real measured value is only 1.48%.

Figure 9 (b), respectively. The predicted EP has been calculated by estimating DNI from weather station data, and by assuming a PR of 75%. The difference between the predicted and real annual EP is 6.4% and the average difference between the predicted and real monthly EP is 15.1%.

The annual DNI measured by ISFOC for 2009 was 1974 kWh/m², as indicated in [6]. The annual DNI that we estimated in this work is 2003 kWh/m². Thus the difference between our estimate and the real measured value is only 1.48%.

Figure 9 (b) also presents the monthly estimated PR for this installation, calculated by Equation (1). The estimated average PR for 2009 is 80.1%.

3.2. Seville CPV installation

This section analyzes EP from May 2008 to April 2009 for the CPV installation located in *Sanlúcar la Mayor*, close to *Seville* in southern *Spain*. This location is a good irradiation location. The PVGIS database records an annual average of 1944 kWh/m² DNI.

The system CX-P6 was put into operation at the end of April 2008. Figure 10 presents the real monthly EP of the *Sanlúcar* CPV installation from May 2008 to April 2009. This EP data comes from published Concentrix paper [4] that reports the monthly cumulated yield of the power plant.

Figure 10 and Table 8 present the EP estimate for the *Sanlúcar la Mayor* location using the PVGIS for an average year and assuming the system is working with a PR of 75%. From May 2008 to April 2009, the estimated annual EP is 1715 kWh/kW and the real annual EP is 1981 kWh/kW.

Figure 10. Real EP and monthly EP estimate from PVGIS for *Sanlúcar la Mayor* CPV installation for 2008-2009.

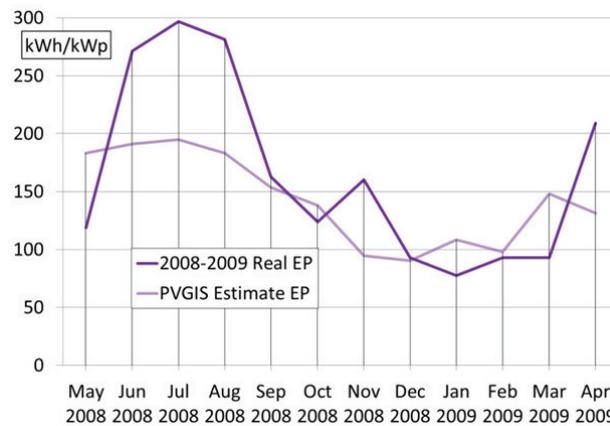


Table 8. PVGIS EP estimate for averaged year, real EP in 2009, and EP predicted for 2009 using constant PR for *Sanlúcar la Mayor* CPV installation.

	Energy Production	Ratio
PVGIS estimate	1715 kWh/kW	86.6%
2008-2009 real	1981 kWh/kW	100.0%
2008-2009 prediction constant PR	1783 kWh/kW	90.0%

The difference between the PVGIS estimate for an averaged year, and the real EP from May 2008 to June 2009 is 13.4% and the average difference between the predicted and real monthly EP is 30.6%.

3.2.1. 2009 prediction supposing constant Performance Ratio

Table 9 and Figure 11 (b) present the GHI estimate given by PVGIS, the 2008-2009 real GHI measured in weather stations, and the proportion between them.

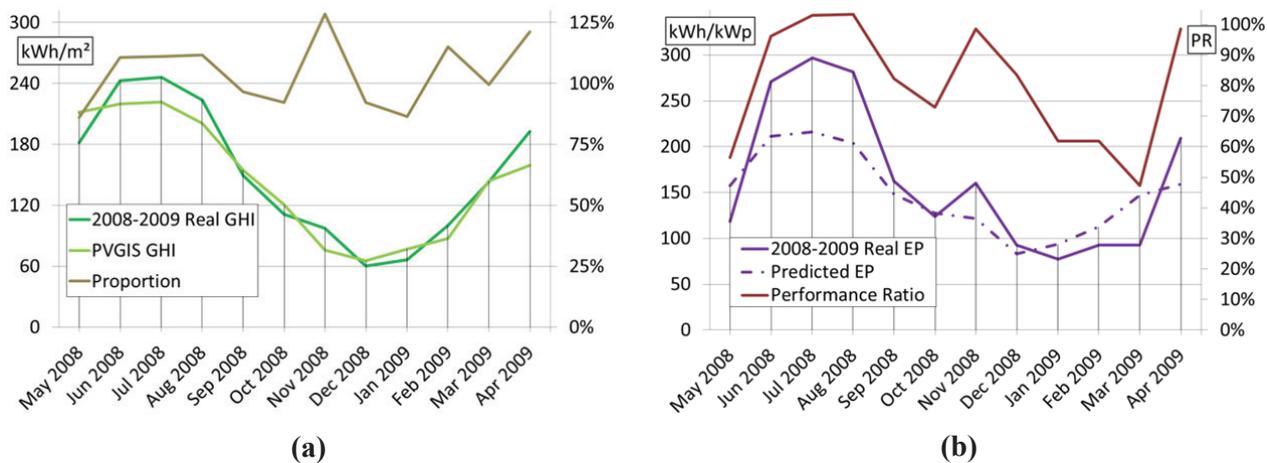
The weather station is located in the same town as the installation: *Sanlúcar la Mayor*. From May 2008 to April 2009, the aggregated real GHI is 4.5% higher than the PVGIS estimate.

Table 9. PVGIS GHI, real GHI from weather stations, and their proportion from May 2008 to April 2009, for *Sanlúcar* location.

	GHI	proportion
PVGIS	1736 kWh/m ²	100.0%
2008-2009 WS	1814 kWh/m ²	104.5%

Monthly predicted EP from GHI is presented in Table 8 and Figure 11 (b). These predicted values have been calculated by estimating DNI from the weather stations with a PR of 75%.

Figure 11. (a) PVGIS GHI, real weather station GHI, and proportion between them. **(b)** Real EP, EP prediction based on constant PR, and estimated PR values for *Sanlúcar la Mayor* CPV installation for 2008-2009.



The difference between the predicted and real annual production is 10.0% and the average difference between the predicted and real monthly EP is 23.4%.

Figure 11 (b) presents the 2008-2009 estimated monthly PR for the *Sanlúcar la Mayor* CPV installation, calculated from Equation (1). The estimated average PR for the studied months is 83.3%.

3.3. Concentrix prediction model with variable Performance Ratio

This section presents a model that predicts the EP for the CPV *Concentrix* installations using data from the *Puertollano* and *Sanlúcar* installations analyzed above. This model is established in the same manner as the model for the *Amonix* installations, and it predicts the EP using DNI calculated from the GHI data of nearby weather stations and the PVGIS database, and assuming a variable PR.

Figure 9 (b) Figure 11 (b) show that our predictions considering a constant PR tend to overestimate the EP in low radiation months, and to underestimate them in high radiation months.

Figure 12 plots the correlation between the monthly EP of the *Puertollano* and *Sanlúcar la Mayor* CPV installations and their monthly calculated DNI. It also gives three linear trend lines, two of them for each installation. Both installations are of the same type and exhibit linear performance. This indicates that although the installations lie in different locations, their performance, on average, is the same. since the trend line does not start from the origin, it means that the CPV installations rarely generate energy at very low irradiation. Moreover, since PR reflects the ratio of EP to DNI, the linear trend line not passing through the origin indicates that PR is a variant of DNI, rather than a constant.

Figure 12. Correlation between monthly EP and monthly estimated DNI for *Puertollano* and *Sanlúcar* CPV installations, and for both together.

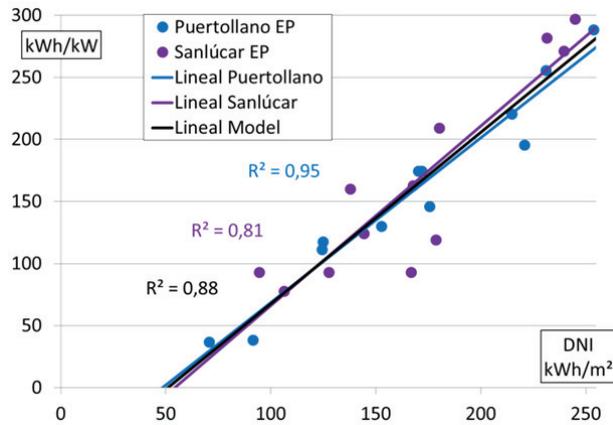


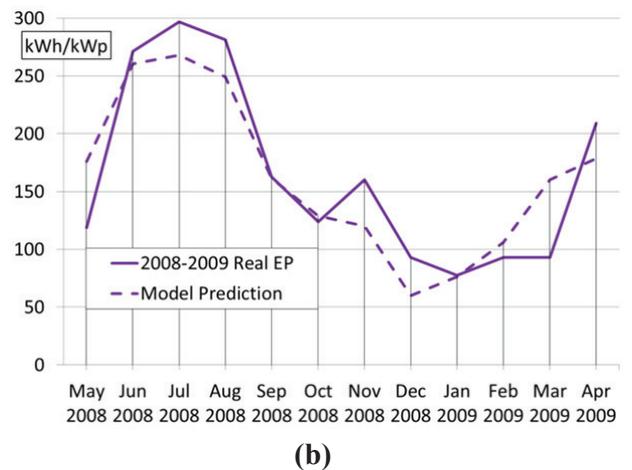
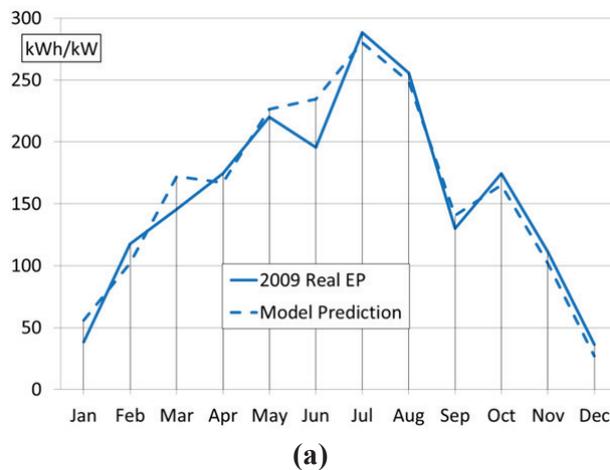
Figure 12 also presents a third regression line, which is the relationship between real monthly EP and calculated monthly DNI for the two CPV installations using a unique regression model. Thus we propose a performance model given by:

$$EP = 1.3819 \cdot DNI - 70.525 \quad (3)$$

For the *Puertollano* CPV installation, the real EP and the EP predicted by applying the proposed model are shown in Figure 13 (a). The annual real EP is 1968.8 kWh/kW and the EP estimated by the model is 1961.9 kWh/kW.

Thus, for this installation, the difference between the predicted and real values for annual EP is 1.7%, and that difference for monthly EP is 8.8%.

Figure 13. (a) Real monthly EP and model with variable PR prediction for *Puertollano* CPV installation in 2009. **(b)** Real monthly EP and model with variable EP prediction for *Sanlúcar* CPV installation in 2008-2009.



For the *Sanlúcar* CPV installation, the real EP and the EP predicted by applying the model are shown in Figure 13 (b). The real EP from May 2008 to April 2009 is 1980.9 kWh/kW and the EP estimated by the model is 1987.7 kWh/kW.

Thus, for this installation, the difference between the predicted and real values for annual EP is 1.7%, and that difference for monthly EP is 16.1%.

Table 10 and Table 11 summarize, for the Concentrix installations, the differences between the real EP values and those predicted by the various methods: using only PVGIS, using PVGIS and weather stations, and utilizing the proposed model with a variable PR.

Table 10. Percent differences between real and predicted monthly EP for the various prediction methods.

Monthly	Constant PR	Model
Puertollano	15.1%	8.8%
Seville	23.4%	16.1%

Table 11. Percent differences between real and predicted annual EP for the various prediction methods.

Annual	Constant PR	Model
Puertollano	6.4%	1.65%
Seville	10.0%	1.73%

4. Conclusions

Our proposed model for calculating EP with variable monthly Performance Ratio allows us to predict the performance of a CPV installation at any location based only on GHI data from nearby weather station and PVGIS data without the need for measurement of DNI over a long time period.

The Energy Production of the CPV installations studied in this work shows good linearity with respect to the estimated DNI. This characteristic holds regardless of whether the location experiences low or high irradiation. Moreover, the linearity is observed in both silicon and multi-junction solar cell systems.

This generally applicable linearity allows us to establish a model that predicts the energy production at any location using the estimated DNI. This DNI can be derived using the real-time GHI data measured at nearby weather stations and the average-year GHI and DNI found in the PVGIS database. Thus we avoid the need to measure DNI over a long duration at the CPV installation location.

Compared with the EP predictions that assume a constant monthly PR, and DNI estimated based on real-time GHI, our proposed simple lineal model significantly improves on the prediction accuracy. Table 4, Table 5, Table 10 and Table 11 summarize the differences between real and predicted EP values for the two prediction methods and for all the CPV installations analyzed in this work. These data show that the EP predictions from our model best match the real values.

Across all the installations, the difference between the predicted and real annual EP is less than 2%; and the average difference between the predicted and real monthly EP lies in the range of 5.6%-16.1%.

The estimated average PR of the *Amonix-Guascor Foton* CPV installations over the period we studied is 70.3% for the *Villafranca* installation, and 77.1% for the *Écija* installation. The estimated average PR of the *Concentrix* CPV installations over the period we studied is 80.1% for the *Puertollano* installation, and 83.3% for the *Sanlúcar* installation. These PR calculations are based on the AC power rating claimed by the system developers, not the DC power rating widely adopted by flat plate PV systems. Since the system rating is set by the developers and no clear standards apply, direct comparison of PR across different types of CPV systems does not necessarily indicate the quality of the installation.

About the PR, what should be noticed, rather than the absolute value, is the dynamic variation in different months of a given year. This phenomenon indicates the direction of future CPV research in terrestrial applications.

References

1. Rubio, F.; Martínez, M.; Hipólito, A.; Martín, A.; Banda, P. In *STATUS OF CPV TECHNOLOGY*, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, 2010; Valencia, 2010.
2. Stone, K. W.; Garboushian, V.; Boehm, R.; Hurt, R.; Gray, A., Analysis of five years of field performance of the Amonix High Concentration PV system. 2006.
3. Tobias Gerstmaier, S. v. R., Andreas Gombert,; André Mermoud, T. L., Eric Duminil, Software Modeling of FLATCON® CPV Systems. In *CPV-6*, Freiburg, Germany, 2010.
4. Gombert, A.; Hakenjos, A.; Heile, I.; Wüllner, J.; Gerstmaier, T.; Riesen, S. v., FLATCON® CPV SYSTEMS – FIELD DATA AND NEW DEVELOPMENTS. In *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, Germany, 2009.
5. Gombert, A.; Gerstmaier, T.; Heile, I.; Riesen, S. v.; Röttger, M.; Wüllner, J., ANALYSIS OF LONG TERM OPERATION DATA OF FLATCON® CPV SYSTEMS. In *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Valencia, Spain, 2010.
6. Rubio, F.; Martínez, M.; Sánchez, D.; Aranda, R.; Banda, P., Two years operating CPV plants: Analysis and results at ISFOC. In *7. International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems*, Las Vegas (EEUU), 2011.
7. Stone, K. W.; Garboushian, V.; Boehm, R.; Hurt, R.; Hayden, H., ANALYSIS OF FIVE YEARS OF FIELD PERFORMANCE OF THE AMONIX HIGH CONCENTRATION PV SYSTEM. 2006.
8. Garboushian, V.; Yoon, S.; Turner, J. In *Radiation hardened high efficiency silicon space solar cell*, Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE, 1993; 1993; pp 1358-1362.
9. Garboushian, V.; Turner, G.; Yoon, S.; Vendura, G. J., Jr. In *Development of back junction point contact photovoltaic cells and arrays for space*, Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 1996; 1996; pp 227-230.

10. Yoon, S.; Turner, G.; Garboushian, V. In *Thin, lightweight, 18% efficient space silicon solar cell and array*, Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 1996; 1996; pp 259-262.
11. Sewang, Y.; Garboushian, V. In *Reduced temperature dependence of high-concentration photovoltaic solar cell open-circuit voltage (Voc) at high concentration levels*, Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, 1994; 1994; pp 1500-1504 vol.1502.
12. Lammert, M. D.; Schwartz, R. J., The interdigitated back contact solar cell: A silicon solar cell for use in concentrated sunlight. *Electron Devices, IEEE Transactions on* 1977, 24, 337-342.
13. Swanson, R. M.; Beckwith, S. K.; Crane, R. A.; Eades, W. D.; Young Hoon, K.; Sinton, R. A.; Swirhun, S. E., Point-contact silicon solar cells. *Electron Devices, IEEE Transactions on* 1984, 31, 661-664.
14. Sinton, R. A.; Young, K.; Gan, J. Y.; Swanson, R. M., 27.5-percent silicon concentrator solar cells. *Electron Device Letters, IEEE* 1986, 7, 567-569.
15. Garboushian, V.; Roubideaux, D.; Turner, G.; Gunn, J. A. In *Long-term reliability concerns resolved by third generation integrated high-concentration PV systems*, Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 1997; 1997; pp 1373-1375.
16. Garboushian, V.; Roubideaux, D.; Yoon, S., Integrated high-concentration PV near-term alternative for low-cost large-scale solar electric power. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 1997, 47, 315-323.
17. Garboushian, V.; Sewang, Y.; Turner, G.; Gunn, A.; Fair, D. In *A novel high-concentration PV technology for cost competitive utility bulk power generation*, Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, 1994; 1994; pp 1060-1063 vol.1061.
18. Garboushian, V.; Roubideaux, D.; Yoon, S.; Gunn, J. A. In *An evaluation of integrated high-concentration photovoltaics for large-scale grid connected applications*, Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 1996; 1996; pp 1373-1376.
19. Gordon, R.; Slade, A.; Garboushian, V., A 30% efficient (>250 Watt) module using multijunction solar cells and their one-year on-sun field performance. 2007.
20. Kinsey, G. S.; Hebert, P.; Barbour, K. E.; Krut, D. D.; Cotal, H. L.; Sherif, R. A., Concentrator multijunction solar cell characteristics under variable intensity and temperature. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2008, 16, 503-508.
21. Kinsey, G. S.; Edmondson, K. M., Spectral response and energy output of concentrator multijunction solar cells. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2009, 17, 279-288.
22. Kinsey, G. S.; Pien, P.; Hebert, P.; Sherif, R. A., Operating characteristics of multijunction solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2009, 93, 950-951.

23. Lerchenmüller, H.; Bett, A. W.; Jaus, J.; Willeke, G., Cost and market perspectives for FLATCON®-systems. In *3rd International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity or Hydrogen*, Scottsdale, Arizona, USA, 2005.
24. Bett, A. W.; Burger, B.; Dimroth, F.; Siefer, G.; Lerchenmüller, H., HIGH-CONCENTRATION PV USING III-V SOLAR CELLS. In *4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Hawaii, 2006.
25. A. Hakenjos, J. W., H. Lerchenmüller, FIELD PERFORMANCE OF FLATCON® HIGH CONCENTRATION PHOTOVOLTAIC SYSTEMS. In *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Milan, Italy, 2007.
26. Lerchenmüller, H.; Hakenjos, A.; Heile, I.; Burger, B.; Stalter, O., From FLATCON® Pilot Systems to the first Power Plant. In *4th International Conference on Solar Concentrators for the Generation of Electricity or Hydrogen*, Madrid, 2007.
27. Jaus, J.; Peharz, G.; Gombert, A.; Rodriguez, J.; Dimroth, F.; Eltermann, F.; Wolf, O.; Passig, M.; Siefer, G.; Hakenjos, A.; Riesen, S. V.; Bett, A. W. In *Development of FLATCON® modules using secondary optics*, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE, 7-12 June 2009, 2009; 2009; pp 001931-001936.
28. Concentrator Technology. Technical Information. http://www.concentrix-solar.de/fileadmin/user_upload/Download/Concentrix_Solar_Data_Sheets_2010.pdf
29. Lecturas.
<https://spreadsheets.google.com/cc?key=0AkI8oQ6T9O9zdERBQnNfZmZTd3JvWVNpc2w4NWJrM2c&hl=en#gid=0> (October 2011),
30. Commission, I. E., Photovoltaic System Performance Monitoring - Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis. In 1998; Vol. IEC 61724.
31. Surface meteorology and Solar Energy. In NASA Langley Research Center Atmospheric Science Data Center.
32. Meteorología y climatología de Navarra.
<http://meteo.navarra.es/estaciones/mapadeestaciones.cfm> (October 2011),
33. Hajunga, S., Concentrix Solar and Abengoa Solar successfully connect 2 MW power station to Spanish grid. 2008.

© 2011 by the authors; licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution license (<http://creativecommons.org/licenses/by/3.0/>).