

# Proyecto Fin de Carrera Ingeniería Industrial

## Mejoras de Eficiencia en el Intercambio de Plantas Fotovoltaicas. Una Aplicación al Caso Español.

Autor: Juan José Vivas Pérez

Tutor: Dr. Ángel Arcos Vargas

**Dep. Organización Industrial y Gestión de  
Empresas I  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería**

Sevilla, 2017





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería Industrial

# **Mejoras de Eficiencia en el Intercambio de Plantas Fotovoltaicas. Una Aplicación al Caso Español.**

Autor:

Juan José Vivas Pérez

Tutor:

Dr. Ángel Arcos Vargas

Profesor Contratado Doctor

Dep. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Carrera: Mejoras de Eficiencia en el Intercambio de Plantas Fotovoltaicas. Una  
Aplicación al Caso Español.

Autor: Juan José Vivas Pérez

Tutor: Dr. Ángel Arcos Vargas

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis compañeros*

*A mis maestros*

# Agradecimientos

---

Ha sido un largo periodo de mi vida estudiando entre los muros de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla. Años de formación y de aprendizaje y también años de esfuerzo y sufrimiento por alcanzar la meta que se destila en este proyecto que permite hacerme con el deseado título de Ingeniero Industrial. Son muchas las personas que me han apoyado en este periplo y me gustaría mencionar a algunas de ellas.

A mi familia, por haber estado apoyándome durante tantos años.

A todos mis compañeros que me acompañaron durante el periodo tan complejo del cambio de plan. Enhorabuena a aquellos que aguantaron. El esfuerzo será recompensado.

A Ignacio y Laia sin cuyos apuntes y material muchas asignaturas hubieran resultado mucho más difíciles de los que fueron. A Fran por su ayuda en el último minuto. Supongo que él lo entenderá. A Carlos, que también merece su mención aquí.

A la suerte, gracias a la cual algunos me llamaban “el hijo de la Juani” o decían que me había quedado con toda la buena fortuna de mi promoción.

A algunos de los profesores de esta Escuela, que aparte de ser verdaderos genios, consiguieron despertar mi interés por sus asignaturas y transmitir sus conocimientos de forma efectiva. Su justicia corrigiendo también les honra.

Y en especial a Lucía, compañera de andanzas y estudios que ha compartido todo lo bueno y lo malo de estudiar una ingeniería como ésta. Sin ti, todo hubiera sido diferente y, sobre todo, mucho más aburrido.

Han sido incontables horas de clase, de estudio, laboratorio, prácticas, biblioteca, folios y más folios. Pero la formación recibida comprende algo más que los conocimientos técnicos: moldea tu forma de pensar, tu capacidad de esfuerzo y tu motivación para afrontar los retos que esperan tras las puertas de esta Escuela.

*Juan José Vivas Pérez*

*Sevilla, 2017*

Este proyecto estudia la situación del mercado fotovoltaico español tras los diferentes cambios legislativos sucedidos en los últimos 10 años y propone un sistema para aumentar la eficiencia del mercado secundario generado.

Para ello, inicialmente presenta las diferentes medidas de promoción legislativa utilizadas en Europa para el sector de las energías renovables, encontrando que el sistema de promoción con mayor tasa de éxito ha sido las llamadas Feed-in Tariffs (o FiT) que combinan precios preferentes por kWh para los generadores de energía renovable con una obligación de compra para el mercado. Esta medida compensa los mayores costes de producción e incentiva el desarrollo y la implantación de esta tecnología.

Se realiza un estudio de los diferentes cambios legislativos sucedidos en España en el sector fotovoltaico. España es uno de los países europeos con mayor potencial fotovoltaico. El boom sufrido en el sector durante los años 2007 y 2008 gracias a unas condiciones de promoción favorables disparó la inversión fotovoltaica en España, llegándose a alcanzar los 3.105 MW instalados hasta septiembre de 2008. Este crecimiento generó inestabilidad en el sistema eléctrico y los costes de promoción se dispararon desde los 990 M€ hasta los 2.634 M€ en 2009. La situación lleva al legislador a desarrollar un gran número de cambios legislativos para controlar el déficit de tarifa del sistema eléctrico. Los sucesivos cambios legislativos limitando la tarifa premium, las horas de operación promocionada, la vida regulatoria, los impuestos relacionados y el sistema de asignación, fueron considerados en ocasiones retroactivo y afectaron de forma dramática al sector paralizando la inversión y disminuyendo los ingresos esperados de los propietarios llevando a muchos de ellos a situaciones complejas e incluso flujos de caja negativos.

Se considera el que tipo más común de planta en el mercado español y el más susceptible a ser utilizado como producto financiero es el de 100 kW. En este estudio se analiza la evolución de ingresos de tres plantas tipo según su tecnología, el año de puesta en servicio y decreto al que se acogen, encontrándose una disminución de ingresos de entre el 12% y el 28% en particular en las plantas instaladas en 2007 y 2008 que suponen el 80% del parque fotovoltaico español. Grandes fondos de inversión llevan ante el arbitrio internacional los cambios legislativos que producen esta disminución de ingresos. Tras los primeros casos favorables a España, recientemente, el tribunal del CIADI, corte de arbitraje de inversiones dependiente del Banco Mundial ha fallado en favor de los inversores, siendo el primer caso internacional perdido por España en relación con los recortes en la subvención a las renovables y estableciendo un precedente importante dado el gran número de litigios en curso al respecto.

Estas medidas afectaron de manera considerable a los propietarios de las plantas, generando un mercado secundario de las mismas. En dicho mercado secundario encontramos a los propietarios actuales que han visto reducidos sus ingresos, afectando especialmente a los pequeños propietarios; por otro lado, existen inversores nacionales e internacionales interesados de nuevo en el mercado fotovoltaico español que buscan rentabilidades positivas gracias a la mejora de la tecnología y la disminución de los costes de operación, así como la posibilidad de adquirir dichos activos a un precio mucho menor del original. Las plataformas de intercambio actuales canalizan tan solo una pequeña parte de las plantas afectadas por esta situación, en especial en el mercado español, llegando a usarse canales no especializados para productos complejos como puede ser Milanuncios y concluyéndose que gran parte de las operaciones del mercado han de ser llevadas de forma no transparente por traders



independientes.

Se realiza a su vez un estudio del estado del arte de las medidas de optimización a nivel tecnológico y financiero existentes en el mercado fotovoltaico. Las mejoras tecnológicas en eficiencia, el abaratamiento de los costes y la premura con la que se desarrollaron las plantas afectadas y la negociación en las condiciones de deuda posibilita que los nuevos inversores puedan desarrollar procesos de optimización que gestionados de forma eficaz pueden resultar en inversiones con beneficios del 10%. Dentro de las medidas tecnológicas se consideran la mejora en los módulos fotovoltaicos, inversores, sistemas de seguimiento y posicionamiento y la operación y mantenimiento de la planta. A nivel financiero se consideran el grado de endeudamiento, la negociación del tipo de interés y del plazo de devolución de la deuda, así como las garantías de propiedad.

Se propone el diseño de una plataforma que aúne en un mercado común a propietarios, inversores y optimizadores con el objetivo de aumentar la transparencia y eficiencia del sistema. Se plantean sus requisitos funcionales y no funcionales analizando los flujos de información necesarios y se evalúan las alternativas actuales de diseño optándose por el desarrollo mediante el gestor de contenidos Wordpress debido a las características de la plataforma.

Los actores principales (propietarios, inversores u optimizadores) se registran a través de la plataforma web. Los propietarios introducen los datos de las plantas a la venta, incluyendo aspectos geográficos, técnicos, financieros y regulatorios. Esta información debe ser suficiente para el análisis (pre Due Diligence) de la planta.

Un equipo de la plataforma comprueba la veracidad de la información y publica la oferta. Partiendo de esta información, los optimizadores pueden realizar propuestas de valor (ingeniería previa). El optimizador puede solicitar al equipo de la plataforma la información detallada sobre la planta, aportando las suficientes garantías. Una vez realizada la oferta de optimización, el propietario puede optar por la adquisición de la misma, alcanzando un acuerdo económico con el optimizador y terminando el proceso. En caso de que el propietario rechace la optimización por el precio acordado, la agregación del precio de la planta, más las inversiones y gastos propuestos por el optimizador, generarían una nueva unidad de oferta, que se añadiría a la plataforma, existiendo dos ofertas diferentes: la original y otra con el proceso de optimización incluido.

Los inversores pueden realizar búsquedas, valorar todas las alternativas existentes y hacer una oferta o solicitar un proceso optimizador. En este caso, la plataforma actuaría como mediador de la operación, reuniendo a las partes (propietario e inversor, o propietario, optimizador e inversor). Los procesos de venta y optimización serían comisionados a la plataforma, siendo esta la principal fuente de ingresos.

El análisis previo muestra la existencia de un nicho de mercado suficiente y se realiza un modelo de negocio mediante Lean Model Canvas, donde se estudia la propuesta realizada, los flujos de ingresos y costes, el segmento de clientes, los canales de difusión y las métricas clave.

Por último, se proponen una serie de conclusiones y recomendaciones a la luz de los datos estudiados y se plantean los siguientes pasos a seguir, así como comentarios al legislador.

### **Puntos Destacados**

- Evolución histórica del sector fotovoltaico en España
- Análisis de la estructura del mercado actual
- Estudio del estado del arte de medidas de optimización tecnológicas y financieras
- Propuesta de un Sistema de intermediación para mejorar la eficiencia del sistema

This project studies the situation of the Spanish photovoltaic market after the different legislative changes happened in the last 10 years and proposes a system to increase the efficiency of the secondary market generated.

To do this, it initially presents the different legislative promotion measures used in Europe for the renewable energy sector, finding that the most successful system of promotion has been the so-called Feed-in Tariffs (or FiT) that combine preferential prices for kWh for renewable energy generators with a purchase obligation for the market. This measure compensates for the higher costs of production and encourages the development and implementation of this technology.

A study of the different legislative changes that have taken place in Spain in the photovoltaic sector is made. Spain is one of the European countries with the greatest photovoltaic potential. The boom suffered in the sector during 2007 and 2008 thanks to favourable promotion conditions triggered photovoltaic investment in Spain, reaching the 3.105 MW installed until September 2008. This growth generated instability in the electricity system and the costs of promotion rose from M€ 990 to M€ 2.634 in 2009. The situation led the legislator to develop a large number of legislative changes to control the electricity system's tariff deficit. The successive legislative changes limiting the premium rate, the hours of operation promoted, regulatory life, related taxes and the allocation system were sometimes considered retroactive and dramatically affected the sector, paralysing the investment and reducing the expected revenues of the owners, leading many of them to complex situations and even negative cash flows.

It is considered the most common type of plant in the Spanish market and the most susceptible to be used as a financial product are plants of 100 kW of installed power. This study analyses the revenue evolution of three types of plants according to their technology, the year of commissioning and the decree they receive, with a decrease in revenues of between 12% and 28%, particularly in plants installed during 2007 and 2008 that account for 80% of the Spanish photovoltaic park. Large investment funds bring before the international arbitration the legislative changes that produce this decrease of income. Following the first cases favorable to Spain, the ICSID tribunal, an investment arbitration court under the World Bank, has recently ruled in favor of investors, being the first international case lost by Spain in relation to the cuts in the subsidy to and an important precedent given the large number of ongoing litigation in this regard.

These measures significantly affected plant owners, generating a secondary market for them. In this secondary market we find the present owners who have reduced their income, affecting especially the small owners; on the other hand, there are national and international investors interested in the Spanish photovoltaic market that seek positive returns thanks to the improvement of technology and the reduction of operating costs, as well as the possibility of acquiring these assets at a much lower price of the original. The current exchange platforms channel only a small part of the plants affected by this situation, especially in the Spanish market, using non-specialized channels for complex products such as Milanuncios and concluding that a large part of the market operations has been carried in a non-transparent way by independent traders.

A study of the state of the art of the optimisation measures at the technological and financial level in the photovoltaic market is carried out. Technological improvements in efficiency, lower costs, the condition with which the affected plants were developed and the negotiation in the debt conditions

allows new investors to develop optimisation processes that managed efficiently can result in investments with benefits of 10%. Within the technological measures are considered the improvement in photovoltaic modules, inverters, tracking and positioning systems and the operation and maintenance of the plant. The financial level includes the degree of indebtedness, the negotiation of the interest rate and the repayment period of the debt, as well as the property guarantees.

It proposes the design of a platform that brings together in common market owners, investors and optimizers with the aim of increasing the transparency and efficiency of the system. Functional and non-functional requirements are analysed by analysing the necessary information flows and evaluating the current design alternatives, opting for development through the Wordpress content manager due to the characteristics of the platform.

The main actors (owners, investors or optimizers) are registered through the web platform. Owners introduce plant data for sale, including geographical, technical, financial and regulatory aspects. This information must be sufficient for the analysis (pre-Due Diligence) of the plant.

The platform team checks the veracity of the information and publishes the offer. Based on this information, optimizers can make value propositions (previous engineering). The optimizer can request, providing the sufficient guarantees, detailed information of the plant to the platform. Once the optimisation offer is made, the owner can opt for the acquisition of it, reaching an economic agreement with the optimizer and finishing the process. In case the owner refuses the optimization for the agreed price, the aggregation of the price of the plant, plus the investments and expenses proposed by the optimizer, would generate a new unit of supply, which would be added to the platform, as two different offers: the original and another with the optimization process included.

Investors can search, evaluate all existing alternatives and bid or request an optimisation process. In this case, the platform would act as a mediator of the operation, bringing together the parties (owner and investor, owner, optimizer and investor). The sales and optimisation processes would be commissioned to the platform, and this is the main source of income.

The previous analysis shows the existence of a proper market niche and a business model is realised through Lean Model Canvas, which studies the proposal made, revenue and cost flow, customer segment, broadcast channels and metrics key.

Finally, in the light of the data studied a series of conclusions and recommendations are proposed as well as the following steps to follow with some comments to the legislator.

## **Highlights**

- Historical evolution of the photovoltaic sector in Spain.
- Analysis of the current market structure
- Study of the state of the art of technological and financial optimisation measures
- Proposition of an intermediation system to improve the system efficiency

<b>Agradecimientos</b>	<b>vii</b>
<b>Resumen</b>	<b>viii</b>
<b>Abstract</b>	<b>x</b>
<b>Índice</b>	<b>xii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xv</b>
<b>Glosario</b>	<b>xvi</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estructura	2
<b>2 Evolución histórica del sector fotovoltaico en España</b>	<b>3</b>
2.1 Promoción de las energías renovables	3
2.2 Los cambios legislativos en España	5
2.2.1 Etapa inicial: Legislación entre 1998 y 2004	8
2.2.2 El boom de 2007 y 2008	9
2.2.3 El decreto 1578/2008	13
2.2.4 Los cambios de 2010 a 2013 y las primeras medidas retroactivas	15
2.2.5 El gran cambio de 2014: la legislación actual	18
2.3 Análisis de las plantas	23
<b>3 Estructura del mercado</b>	<b>30</b>
3.1 El mercado secundario	32
<b>4 Medidas de Optimización</b>	<b>34</b>
4.1 Medidas tecnológicas	34
4.2 Medidas financieras	37
<b>5 Desarrollo de la plataforma</b>	<b>39</b>
5.1 Motivación	39
5.2 Objetivo	39
5.3 Definición de actores	39
5.4 Análisis de Requerimientos	39
5.4.1 Requisitos Funcionales	40
5.4.2 Requisitos No Funcionales	41
5.4.3 Caso de uso: Requisitos de Información en la introducción de una nueva planta	43
5.4.4 Caso de Uso de la plataforma	50
5.5 Diseño	51
5.5.1 Comparativa y Selección del gestor de contenidos (CMS)	51
5.5.2 Selección de CMS	53
5.6 Modelo de negocio – Lean Model Canvas	54

5.6.1	Problema	55
5.6.2	Segmento de clientes	56
5.6.3	Propuesta de valor	56
5.6.4	Solución	56
5.6.5	Canales	57
5.6.6	Flujos de Ingresos	57
5.6.7	Estructura de Costes	58
5.6.8	Métricas clave	58
5.6.9	Ventaja diferencial	59
5.7	Análisis DAFO	61
5.7.1	Oportunidades	61
5.7.2	Amenazas	61
5.7.3	Puntos fuertes	61
5.7.4	Puntos débiles	61
<b>6</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>63</b>
	<b>Referencias</b>	<b>65</b>
	<b>ANEXO A Cálculo de la evolución de ingresos para las plantas propuestas</b>	<b>70</b>
	Códigos de identificación para el RD 314/2014	70
	Datos de la Retribución de la Inversión y la Operación	72
	Cálculo de ingresos anuales	73
	Evolución de los ingresos	88
	<b>ANEXO B Fondos de Inversión que inician arbitraje contra España</b>	<b>92</b>
	<b>ANEXO C Mercados Secundarios</b>	<b>95</b>
	Milk the Sun	95
	SUNDEAL	95
	MILANUNCIOS	96
	Suelo solar	96
	Solar Farm	96
	NT-SOLARGROUP	96
	Solarweb	97
	Project Forum	97
	<b>ANEXO D Simulación de las medidas de optimización</b>	<b>98</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Clasificación de las estrategias de promoción.	4
Tabla 2 Modificaciones reglamentarias 1998-2017.	7
Tabla 3 Esquema FiT para la energía solar fotovoltaica en el RD661/2007.	9
Tabla 4 Cupo de horas impuesto en el RDL 14/2010 y restricción adicional.	16
Tabla 5 Variación del precio por kWh tras cada cambio regulativo 1998-2013.	17
Tabla 6 Ajustes por desviaciones del precio de mercado.	22
Tabla 7 Revisabilidad de los parámetros.	23
Tabla 8 Características de las plantas para obtener la clasificación según el RD 413/2014.	24
Tabla 9 Referencias de clasificación de las plantas según el RD 413/2014	25
Tabla 10 Variación porcentual de los ingresos recibidos de una planta de 100 kW.	28
Tabla 11. Fondos de Inversión que inician el arbitraje por sus inversiones en España	29
Tabla 12. Mercados secundarios y volumen de proyectos.	32
Tabla 13. Medidas de optimización tecnológica y financiera.	34
Tabla 14. Simulación de algunas medidas de optimización tecnológicas y financieras.	37
Tabla 15 Análisis DAFO.	62

# Índice de Figuras

---

Figura 1 Diseños de promoción legislativa de la energía solar fotovoltaica a nivel europeo.	5
Figura 2 Potencia fotovoltaica mensual instalada en España 2004-2016 (MW).	11
Figura 3 Evolución de la retribución regulada.	12
Figura 4 Instalaciones Fotovoltaicas Anuales (MW).	12
Figura 5 Zonas de radiación solar en España.	14
Figura 6 Evolución de las tarifas por tipo de instalación 1998-2013.	18
Figura 7 Evolución de los ingresos recibidos por una placa de 100 kW de tecnología fija.	25
Figura 8 Evolución de los ingresos recibidos por una placa de 100 kW de un eje.	26
Figura 9 Evolución de los ingresos recibidos por una placa de 100 kW de dos ejes	26
Figura 10 Potencia Instalada en valor y porcentaje en los años estudiados.	27
Figura 11. Tasa de Crecimiento del sector fotovoltaico en España.	31
Figura 12. Empleos relacionados con el sector fotovoltaico.	31
Figura 13. Curva de Aprendizaje de precios (todas las tecnologías comercializables).	35
Figura 14. Development of Laboratory Solar Cell Efficiencies.	36
Figura 15 Casos de Uso y Requisitos Funcionales de la plataforma.	41
Figura 16 Caso de Uso: introducción de planta (parte 1).	45
Figura 17 Caso de Uso: introducción de planta (parte 2).	46
Figura 18 Caso de Uso: introducción de planta (parte 3).	47
Figura 19 Caso de Uso: introducción de planta (parte 4).	48
Figura 20 Caso de Uso: introducción de planta (parte 4).	49
Figura 21 Lean Canvas Model.	55
Figura 22 Lean Canvas Model desarrollado.	60

BOE	Boletín Oficial del Estado
CPI	Índice de Precio de Consumo
FiT	Feed-In Tariff
L	Ley
OM	Orden Ministerial
PV	Fotovoltaica
RD	Real Decreto
RDL	Real Decreto Ley
VAT	Value-Added Tax



# 1 INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Introducción

Una de las medidas que estableció la Unión Europea para cumplir los compromisos adoptados en el Protocolo de Kyoto (1997) fue la promoción de las energías renovables (Zafrilla et al.2012). El primer objetivo se marcó con la entrada en vigor de la Directiva 2001/77/EC en la que se fijaba como objetivo una participación de energías renovables en el mix de generación eléctrica superior al 20% antes del año 2020. Para fomentar este cambio en la estructura de generación, los países lanzaron un conjunto de medidas de promoción, entre las que podemos destacar los certificados verdes y las primas a la generación (Haas et al. 2010, Hens et al. 2006).

La reacción del Gobierno de España fue la promoción de la generación fotovoltaica, para lo que establecieron marcos retributivos muy interesantes para potenciales inversores (Mir 2012,). En este sentido, los Reales Decretos 436/2004 y 661/2007, unidos a la madurez tecnológica del sector, a la facilidad para obtener créditos y a los bajos tipos de interés, hicieron que las plantas fotovoltaicas se convirtieran en un vehículo de inversión que se comercializaba en los mercados financieros. (Del Rio 2008).

Todo esto, unido a los bajos niveles de riesgo, que aparentemente tenían este tipo de inversiones, al estar garantizados por el Estado (Guaita-Pradas and Soucase 2014), hizo que numerosos inversores se interesaran por este tipo de activos<sup>1</sup>, aumentando la solicitud de puntos de conexión y, posteriormente, la instalación de plantas.

La combinación de los factores anteriormente mencionados, provocó que la potencia instalada en el 2008 superara en más de 7 veces los objetivos marcados por el Gobierno para ese año, llegando a 2.708 MW frente a los 375 MW previstos (Azofra, 2016), Esta avalancha, permitida por las débiles medidas de control por parte de la Administración, hizo que el volumen anual de primas a las renovables superara los €2,6 Bill, lo que no resultaba sostenible para el sistema eléctrico, forzando al Regulador a modificar las condiciones retributivas (RD 1699/2011, RD 1/2012 y RD 413/2014) suponiendo a efectos prácticos una reducción sustancial de los ingresos de los inversores. Adicionalmente, las prisas en la ejecución, para poder cumplir con las fechas límites que preveía la regulación, hizo que las soluciones técnicas y los precios de adquisición de los componentes no fueran óptimos, lo que no resultaba un factor crítico, dadas las excepcionales condiciones retributivas (Ruiz-Romero et al, 2013, Pujjianto et al. 2013 y Prasanth et al, 2017, entre otros).

Por otra parte, muchas de estas plantas estaban vinculadas a fondos de inversión extranjeros

---

<sup>1</sup> El precio del kWh procedentes de plantas de menos de 100 kWp en 2007 ascendía a 44.0381 c€/kWh para los primeros 25 años de instalación, reduciéndose posteriormente a 32.2305 c€/kWh.

(Renewable Energy World, 2015 y PV Magazine, 2014), altamente endeudadas (normalmente más del 90 % y en algunos casos hasta el 100 %) y sobre-invertidas (ya que el aumento de demanda de placas y componentes provocó una elevación de precios).

En este escenario, los ingresos de los inversores se vieron afectados, provocando situaciones complicadas para las empresas. Llegados a este punto, los inversores tenían tres opciones: presentar suspensión de pagos, reestructurar la empresa (renegociación de deuda y rediseño de la planta) o vender la planta al valor real del mercado en ese momento,

Al coincidir las modificaciones en las condiciones regulativas con la restricción del crédito en el sistema bancario, apareció una sobreoferta que hizo que muchas de estas plantas acabaran en manos de los bancos financiadores.

La no existencia de mercados organizados, unido a la de dealers pseudo-profesionales, tuvo como consecuencia la aparición de transacciones no transparentes, que no mejoraban la posición competitiva del sector.

## 1.2 Objetivos

En este proyecto se definen como objetivos el estudio de los cambios legislativos referentes al sector fotovoltaico y renovable ocurridos en España en los últimos años y la evolución que ha experimentado el sector fotovoltaico en referencia a los mismos.

Además, realiza un estudio en detalle de la evolución de ingresos de tres plantas tipo según los cambios legislativos acaecidos. Garijo Martínez et al., (2017) analizan la evolución de los beneficios de las plantas situadas en fachada según los diferentes escenarios legislativos existentes y los decretos validos entre 2008 y 2012. A diferencia de dicho artículo, en este proyecto consideramos que la gran mayoría del mercado secundario de plantas es consolidado durante los decretos RD 661/07 y RD 1578/08 y que la configuración más común es la planta de 100 kW. Por lo tanto, estudiamos la evolución de los beneficios para dichas plantas según el marco legislativo en cada momento y su tecnología.

A su vez, se realiza un estudio del mercado actual de plantas fotovoltaicas y las plataformas y medios de canalización disponibles tanto a nivel nacional como internacional para el mercado primario y secundario de plantas y se realiza un estudio del arte de las medidas de optimización tecnológicas y financieras disponibles en la actualidad.

Por último, propone la creación y el diseño de una plataforma digital como mecanismo de mejora de la eficiencia en las transacciones de las plantas, mediante el análisis técnico, económico y financiero de las mismas, buscando aglutinar en un espacio común a propietarios, nuevos inversores y optimizadores, considerándolos los actores más importantes en los procesos transaccionales fotovoltaicos y considerando tras el estudio realizado la existencia de un nicho de mercado suficiente. A su vez, propone unas conclusiones y recomendaciones al legislador en pro de aumentar la eficiencia del mercado.

## 1.3 Estructura

Para ello, además de esta Introducción, se analiza la evolución del contexto histórico del sector fotovoltaico en España, estudiando el impacto que los cambios regulativos han tenido en los ingresos de las instalaciones más frecuentes (Sección 2). En la sección 3 se presenta la estructura actual del mercado secundario de plantas fotovoltaicas, indicando a continuación las posibles medidas de optimización que se podrían aplicar a las plantas afectadas (Sección 4). A partir de los datos expuestos, se propone la organización de un mercado secundario, para lo que se diseña una plataforma “ad hoc” (Sección 5), para terminar con unas conclusiones y recomendaciones de política industrial.

## 2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

---

En el presente capítulo se hace un repaso por las diferentes estrategias de promoción renovable en Europa, seguido por el desarrollo de los diferentes cambios legislativos ocurridos en España en el sector renovable, en concreto aquellos que afectan al sector solar fotovoltaico. Una vez realizada esta perspectiva general se analiza la evolución de los ingresos sufrida para las plantas fotovoltaicas más comunes según su tecnología: fija, de seguimiento de 1 eje y de 2 ejes.

### 2.1 Promoción de las energías renovables

Dentro de las estrategias de promoción para el sector de las energías renovables podemos encontrar una primera distinción entre instrumentos directos e indirectos. Por un lado, las medidas normativas directas buscan una estimulación inmediata en el desarrollo de energías renovables, mientras que las indirectas se enfocan en la mejora de las condiciones a largo plazo para el sector.

Además de las medidas regulativas, existen otros tipos de estrategias de promoción voluntaria, centradas en la voluntad de los consumidores de pagar tarifas Premium por la electricidad con origen renovable.

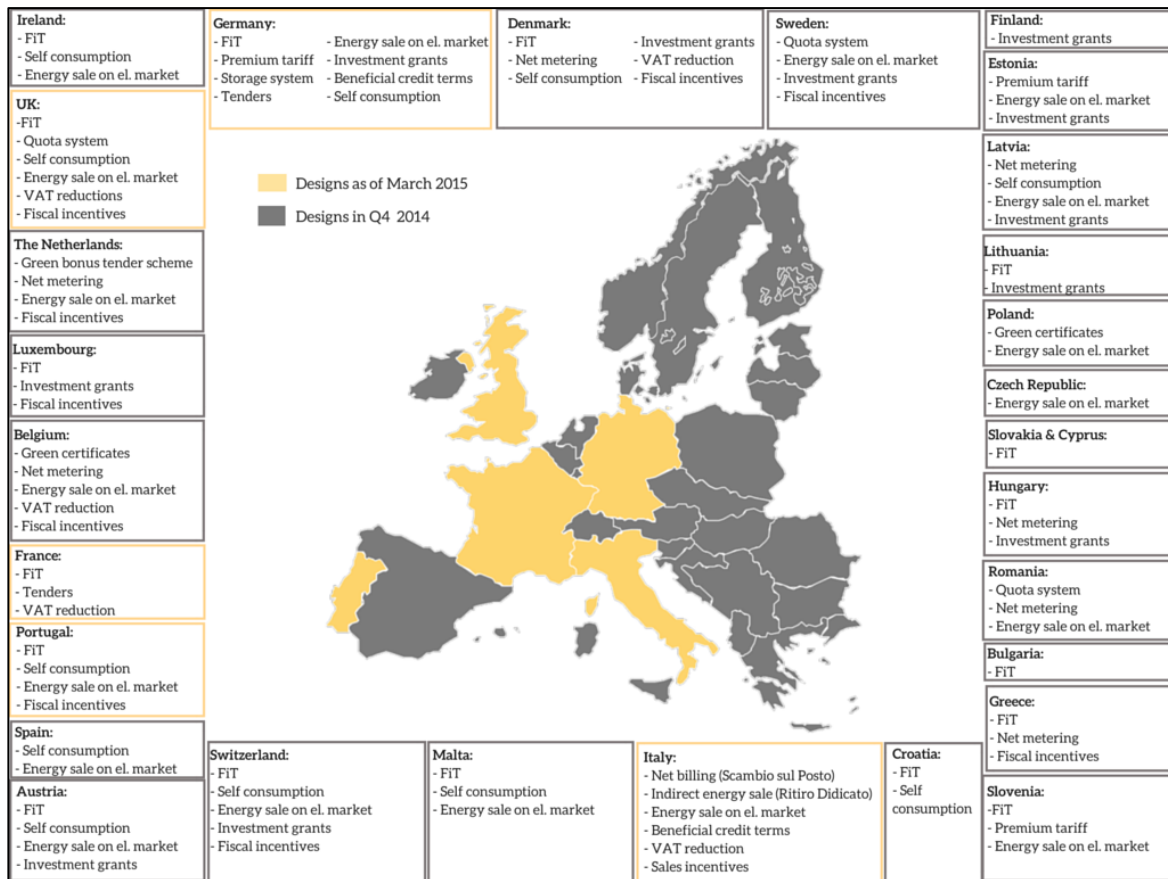
Otro criterio importante para la clasificación es si las medidas, tanto regulatorias como voluntarias, se basan en el precio o la cantidad de energía y si se promociona la inversión o la generación. La tabla 1 muestra los diferentes instrumentos de promoción de las energías renovables utilizados según su categoría.

**Tabla 1. Clasificación de las estrategias de promoción. Fuente: (Haas, et al., 2011)**

		Directo		Indirecto
		Por precio	Por cantidad	
Regulatorios	Enfocados en la inversión	Incentivos a la inversión	sistemas de licitación	Impuestos medioambientales
		Incentivos fiscales		
	Basados en la generación	Feed-in Tariffs (tarifas premium)	sistemas de licitación	
		Incentivos basados en ratios	Cuota obligatoria basada en certificados verdes comercializables (TGCs)	
Voluntarios	Enfocados en la inversión	Programas de accionistas		Acuerdos Voluntarios
		Programas de contribución		
	Basados en la generación	Green Tariff (tarifas verdes)		

De las diferentes estrategias de promoción de las energías renovables, las llamadas Feed-In Tariff (FiT) han resultado ser de las más populares. Las FiT combinan precios preferentes por kWh para los generadores de energía renovable con una obligación de compra para el mercado, compensando así los mayores costes de generación de ciertas tecnologías. Estas medidas han demostrado ser las más eficaces (Held, et al., 2006), aunque las características de su implementación influyen poderosamente en la cantidad de riesgo asumida por los inversores y en la tasa global de despliegue de las diferentes fuentes renovables (Haas, et al., 2011).

En la figura 1 podemos encontrar algunas de las políticas de promoción de energías renovables utilizadas por diferentes países europeos.



**Figura 1 Resumen de los diseños de promoción legislativa de la energía solar fotovoltaica a nivel europeo. Fuente: Solar Power Europe, 2015**

Como se puede comprobar en la imagen, la gran mayoría de países europeos han optado por la promoción mediante tarifas FiT.

A pesar del buen resultado de las FiT, y en parte debido a ellas, se han producido desequilibrios en el mercado eléctrico de los países que las han implementado (Pyrgou, et al., 2016).

La evolución de las tarifas FiT presenta una posibilidad de colapso debida a la imposibilidad o la falta de presteza de las autoridades para tomar decisiones legislativas al respecto en el momento adecuado. Prestaciones elevadas en las FiT y los bajos gravámenes, junto con una tasa de penetración elevada de las tecnologías renovables han producido desequilibrios y, en algunos casos, el colapso de estas medidas. El colapso en España y Chipre fue causado cuando la producción renovable alcanzó un nivel tan elevado que supuso un coste de red para el sistema eléctrico, mientras que el caso de Alemania y Dinamarca fue debido a la reluctancia de los inversores en realizar nuevas inversiones debido a la disminución de las tarifas.

## 2.2 Los cambios legislativos en España

Como se ha planteado en la introducción, el boom ocasionado por los cambios regulatorios favorables en España durante 2007-2008, fue seguido por una plétora de cambios legislativos, en una dinámica que algunos expertos denominan un ciclo boom-bust (del Río & Mir-Artigues, 2012). Las medidas de

contención instauradas limitaban el periodo o el número de horas anuales donde la FiT era aplicable, la cuantía de la tarifa promocionada, cambios en la revisión de las tarifas, impuestos a la generación y al acceso a la red y limitación a la vida útil aplicable de la instalación.

Ante la imposibilidad de hacer frente a este volumen de primas, se publicaron hasta diez modificaciones reglamentarias que afectaban a la prima, a las horas máximas de producción anual, al periodo de amortización, a los impuestos específicos y/o a la forma de participar en el mercado, dependiendo del tipo de instalaciones, Un resumen de estas modificaciones se presenta en la Tabla 2. En ella se muestra un resumen de los eventos destacables incluidos en los Reales Decretos, Leyes y Órdenes Ministeriales que conforman los cambios legislativos en materia fotovoltaica en España. A su vez, se muestran los cambios según las categorías principales que afectan a las plantas fotovoltaicas a nivel legislativo: la clasificación de la planta, la tarifa FiT, la vida regulatoria, el límite a las horas de regulación, los impuestos asociados y el sistema de remuneración y el mercado al que acuden.

Tabla 2 Modificaciones reglamentarias 1998-2017. Fuente BOE y elaboración propia.

Año	Ley	Eventos Destacables	Clasificación	Tarifa Feed-In	Vida Regulatoria	Horas de Operación	Impuestos	Remuneración y Mercado
1998	RD2818/1998	Condiciones y procedimientos para acceder al régimen especial, pudiendo optar entre tarifa Premium fija o tarifa FIT.	Potencia instalada	Sí	No	No	No	No
2004	RD 436/2004	Relaciona la subvención con la Tarifa Media de la Electricidad (AET) disminuyendo con el tiempo pero garantizándose para la vida de la instalación. Aumenta la categoría con acceso a la subvención máxima hasta 100 kW. Revisiones de tarifa cada 4 años.	Potencia instalada	Sí	Sí	No	No	No
2007	RD 661/2007	Se vincula la subvención al CPI. Se establece un sistema de límites al precio (cap-and-floor). Revisiones cada 4 años. Tarifa de acceso a red para la fotovoltaica.	Potencia instalada	Sí	Sí	No	No	No
2008	RD 1578/2008	Se establece un cupo dinámico anual de nueva potencia instalada. Clasificación según tipo (techo/fachada y resto) y por potencia. Asignación por orden de llegada de solicitud. Subvención ajustada a la inflación durante 25 años.	Potencia instalada y tecnología	Sí	No	No	No	No
2010	RD 1565/2010	Se reduce la subvención de las plantas acogidas al 661 a 25 años. Se reduce la FIT en factor entre 0.55 y 0.95 según categoría. Condiciones técnicas para optar a la tarifa.	Idem	Sí	Sí	No	No	No
2010	RDL 14/2010	Limitación al número de horas operativas con derecho a FIT, dependiendo de su tecnología (fija, de uno o dos ejes) y de su localización geográfica. Impuesto de acceso a la red de 0.56/MWh. Extensión de la subvención de las plantas acogidas al 661 de 25 a 28 años.	Potencia instalada, tecnología y área geográfica	No	No	Sí	Sí	Sí
2011	RD 1669/2011	Regulación para pequeñas instalaciones (menores de 100kW) y planteamiento del autoconsumo. Simplifica los requisitos de aprobación para instalaciones fotovoltaicas menores de 10kW	No	No	No	No	No	No
2012	RDL 1/2012	Se paraliza la preasignación de nuevas instalaciones y se suprime la tarifa FIT para las mismas.	No	No	No	No	No	Sí
2012	L 15/2012	Impuesto del 7% de las ventas a toda la energía eléctrica generada. Este impuesto no se puede pasar a los clientes, debiendo asumirlo el generador.	No	No	No	No	Sí	No
2013	RDL2/2013	Revisión anual de la subvención basada en la inflación básica (CPI menos productos alimenticios y energéticos) en lugar del CPI	No	No	No	No	No	Sí
2013	RDL 9/2013	Abolición del marco legislativo anterior. Revisión de la subvención basada rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario +300 puntos básicos, revisable cada 6 años. Se establece una retribución específica y un término de operación aplicable a instalaciones "eficientes y bien gestionadas"	No	No	No	No	No	Sí
2014	RD 413/2014	Establece los parámetros retributivos de las instalaciones por tipo, incluyendo la vida útil y el número de horas equivalente de funcionamiento.	Potencia instalada, tecnología, sistema eléctrico y antigüedad	Sí	No	Sí	No	Sí
2014	OM IET/1045/2014	Definición de los parámetros regulatorios mencionados en RD 413/2014. Reclasificación de los tipos de plantas existentes y de la rentabilidad razonable, periodos de revisión, y el mecanismo retributivo basado en la inversión, los costes de operación y el precio de venta de la electricidad.	Idem	Sí	Sí	No	No	Sí

El resultado de este conjunto de medidas fue la reducción en más de un billón de euros el volumen de las primas reguladas, con el consecuente impacto económico en los inversores de las plantas.

A continuación, se desarrollan las principales etapas legislativas que afectan al sector fotovoltaico en España.

### **2.2.1 Etapa inicial: Legislación entre 1998 y 2004**

El Plan Energético Nacional 1991-2000 (Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, 1991) y la Ley 54/1997 del Sector eléctrico aprobada el de 27 de noviembre plantean las bases del desarrollo normativo que afectaría al conjunto de energías renovables estableciendo el régimen ordinario y especial. Acorde con esta ley, las instalaciones acogidas al régimen especial incluyen los autoprodutores que usen cogeneración, aquellas cuya fuente primaria sea energía renovable no consumibles, biomasa, biocarburante o residuos no renovables. Además, se incluye el derecho del régimen especial a percibir una prima aparte del beneficio obtenido por la venta en el mercado.

Es el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre el que regula de una manera consistente la generación eléctrica en régimen especial y establece los primeros incentivos a la generación fotovoltaica en forma de tarifa FiT. Se clasifican las instalaciones productoras atendiendo a su tecnología y potencia, se detallan las condiciones de entrega de energía eléctrica a la red y se fija un régimen económico para las instalaciones de régimen especial fijando la prima o incentivo y definiendo un complemento para factores de potencia cedidos positivo para aquellos mayores a 0,9 y negativos si resulta inferior.

Además, animaba a las instalaciones fotovoltaicas a compartir puntos de conexión a la red, incluso en la situación de diferente titularidad de las mismas. Se crea por tanto la figura del huerto solar como la agregación de plantas de pequeña potencia con el fin de obtener la máxima retribución y aprovechar economías de escala compartiendo equipos y líneas de evacuación.

El establecimiento de una tarifa más favorable para instalaciones fotovoltaicas con potencia nominal inferior a 5 kW provocó a que el 70% de las instalaciones inscritas en el Registro Especial de Productores de Energía (REPE) correspondieran a este rango de potencia. A pesar de todo, estas medidas no tuvieron un efecto significativo en el desarrollo y la participación de la energía solar fotovoltaica en el mercado español debido al soporte relativamente bajo de las tarifas establecidas y la incertidumbre acerca de las actualizaciones anuales y los canales de apoyo y subvención para los inversores.

En 2004, el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se deroga el anterior Real Decreto 2818/1998 y se establece la metodología para actualizar y ejecutar un nuevo régimen jurídico y económico aplicable sobre la producción eléctrica en régimen especial.

Se especifican las instalaciones que forman el régimen especial, según categorías, grupos y subgrupos y se aumenta la capacidad de los huertos solares hasta los 100 kW. Establece dos regímenes retributivos, una tarifa basada en la tarifa eléctrica media o de referencia, única para todos los periodos y diferente según el tipo de tecnología, y otro basado en la venta de energía a precio de mercado y adicionalmente percibir una prima como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia. Se introducen unos límites superior e inferior asegurando unos ingresos mínimos al promotor cuando el precio de mercado resulta excesivamente bajo y cancelándola cuando garantiza la cobertura de los costes.

Se les reconoce prioridad de acceso a la red a las plantas pertenecientes al régimen especial, además de un sistema de compra garantizada para la energía generada durante la vida útil de la instalación. Con ello se busca incentivar la participación en el mercado eléctrico y reducir el peso administrativo del legislador en el mercado eléctrico.



Al igual que con el anterior real decreto, las instalaciones inscritas al primer rango de potencias superaban el 90% del total. Aunque las medidas propuestas eran atractivas para los inversores la tecnología no se encontraba lo suficientemente madura para atraer un volumen de inversión suficiente. El efecto de las diferentes políticas en el sector renovable en España hasta 2007 está desarrollado en (del Río González, 2008).

### 2.2.2 El boom de 2007 y 2008

Fue el RD 661/2007 el que tuvo un importante impacto en el sector fotovoltaico, con el objetivo de acelerar el despliegue de la potencia fotovoltaica instalada en pro de cumplir con los objetivos propuestos en Plan de Energías Renovables (2005-2010), que proponía alcanzar los 400 MW para 2010 y debiéndose revisar el régimen especial debido a su crecimiento de cara a mantener la seguridad y la calidad del sistema eléctrico. El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo deroga la regulación existente hasta la fecha, modificando el régimen jurídico y económico existente con los siguientes cambios principales:

- Se mantiene la libre opción del titular a inscribirse en el régimen retributivo que él convenga: Venta a precio de mercado más prima o venta a tarifa regulada
- La retribución anual pasa a estar ligada a la evolución del Índice de Precios al Consumo (IPC) en lugar de a la tarifa media eléctrica o de referencia (TMR).
- Se establecen revisiones al marco retributivo, la primera de ellas en 2010 y, de ahí en adelante, cada cuatro años.
- Se establece un límite para el volumen de potencia instalada de 371 MW. Alcanzado el 85 por 100 de este objetivo, se pone en marcha el proceso de revisión de las tarifas (art. 22.1) con el anuncio del plazo máximo de prórroga del esquema retributivo vigente, cuya duración no podía ser inferior a un año. Una vez vencido este periodo
- extra, las nuevas plantas pasarían a percibir una remuneración equivalente al precio
- final horario del mercado mayorista de la electricidad (si habían optado por la tarifa,
- como era habitual en el sector fotovoltaico).
- Se modifica la clasificación de las plantas según su potencia, así como la tarifa percibida y los años de mantenimiento de la misma según la tabla 3, apreciándose una subida del 82% en el tramo de 100 kW a 10 MW, buscando el fomento de instalaciones mayores.

**Tabla 3 Esquema FiT para la energía solar fotovoltaica en el RD661/2007. Fuente: RD661/2007**

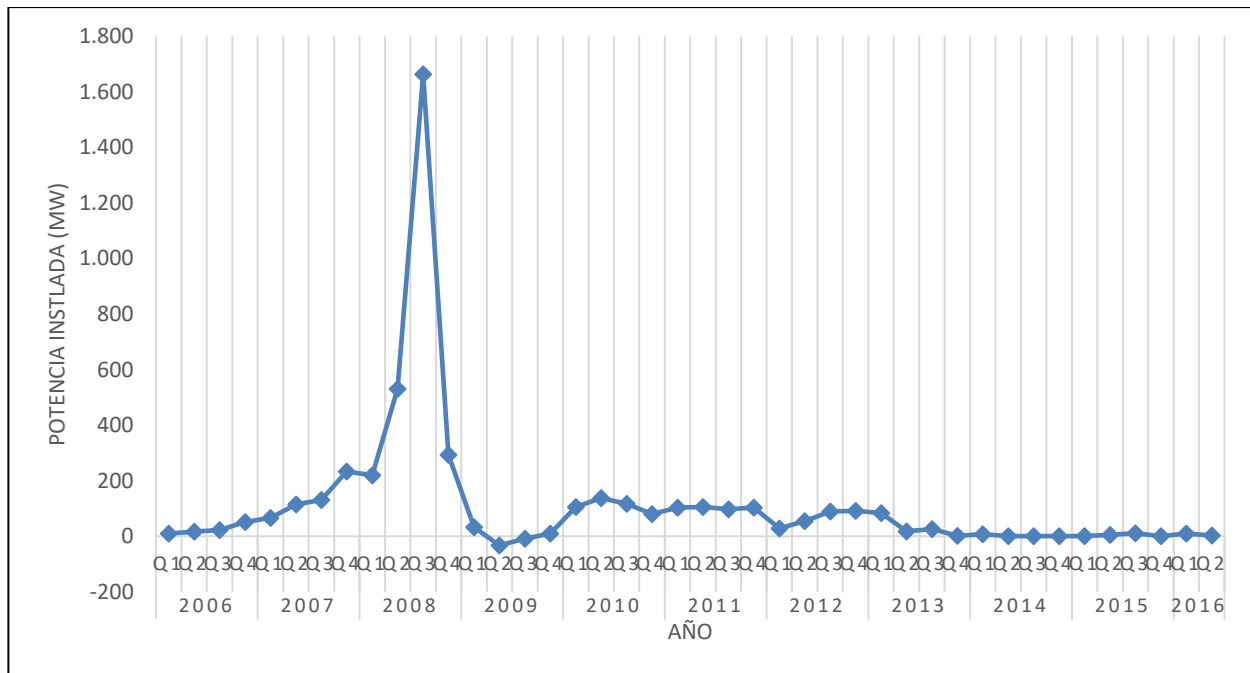
Tamaño	Duración	Tarifa (€/kWh)
<100Kw	Primeros 25 años	0,440381
	Después de 25 años	0,352305
>100 kW y <10 MW	Primeros 25 años	0,4175
	Después de 25 años	0,334
>10 MW y <50 MW	Primeros 25 años	0,229764
	Después de 25 años	0,183811

- Quedarán fuera de este régimen a tarifa las instalaciones que sobrepasen el límite de producción establecido según su tecnología pudiendo acceder con la energía sobrante al precio final horario del mercado.
- Obligación para el régimen especial a tarifa de presentar ofertas al mercado de producción a precio cero.
- Se reconoce el derecho de instalaciones en régimen especial de conexión y acceso a la red y se exige tener un aval a las instalaciones que soliciten acceso a la red de distribución.
- Obligación de conectarse a un centro de control para instalaciones con potencia instalada superior a 10 MW.
- Se fija el año 2008 para elaborar el nuevo PER 2011-2020.
- Se fija un complemento por eficiencia de la tecnología, aplicable por la energía inyectada a la red de transporte o distribución.
- Se fija un complemento por energía reactiva aplicable a las todas las instalaciones de régimen especial. Se determina como un porcentaje del valor 7,8441 c€/kWh de revisión anual, en función del factor de potencia de entrega de electricidad se aplica un porcentaje a dicho valor.

El desarrollo del PER 2011-2020 señalaba a los inversores que el respaldo continuaría después de 2010, donde se realizaría la primera revisión de tarifas (IDAE, 2011).

La potencia fotovoltaica instalada creció de forma espectacular de junio de 2007 a septiembre de 2008 a una media de 178 MW mensuales, alcanzando los 3.105 MW. A su vez, los costes se dispararon desde los 990 M€ hasta los 2.634 M€ en 2009, suponiendo el 38% de los costes de las tarifas renovables.

En la Figura 2, se muestra la evolución mensual de las instalaciones fotovoltaicas desde 2004 a 2016.



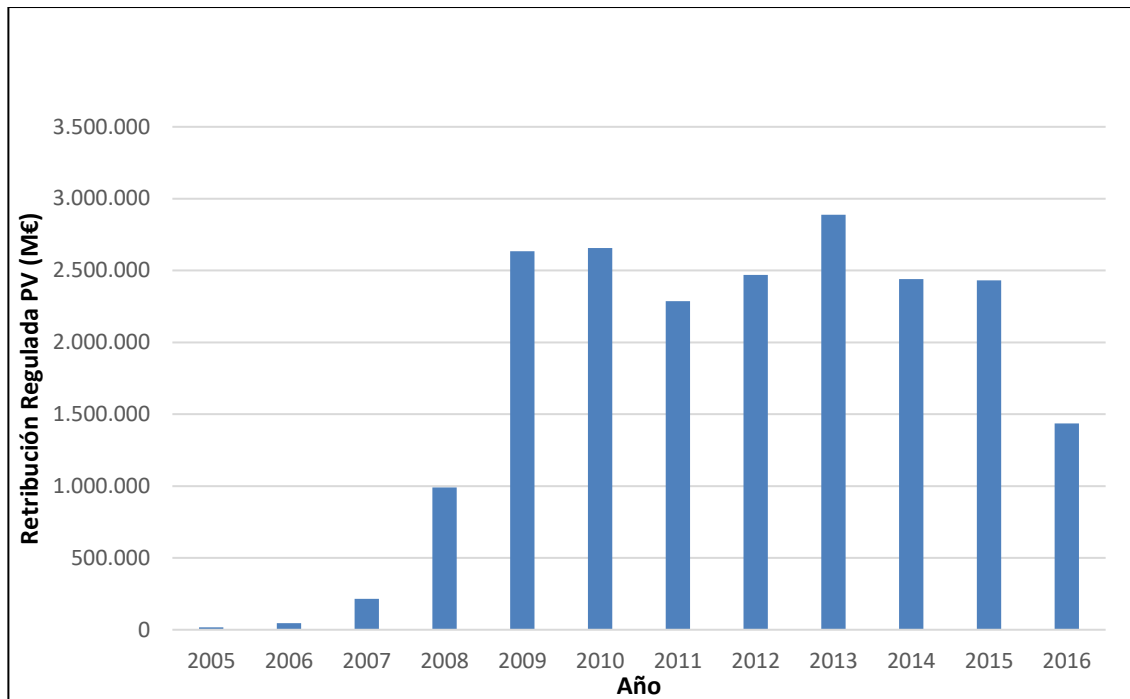
**Figura 2 Potencia fotovoltaica mensual instalada en España 2004-2016 (MW). Fuente CNMC y elaboración propia.**

Analizando la Figura 2, se observa que la instalación de plantas fotovoltaicas alcanzó unos valores desproporcionados entre abril y octubre del 2008, que convirtió a España en el primer país del mundo en el sector, tanto en valor absoluto, como en potencia instalada por habitante.

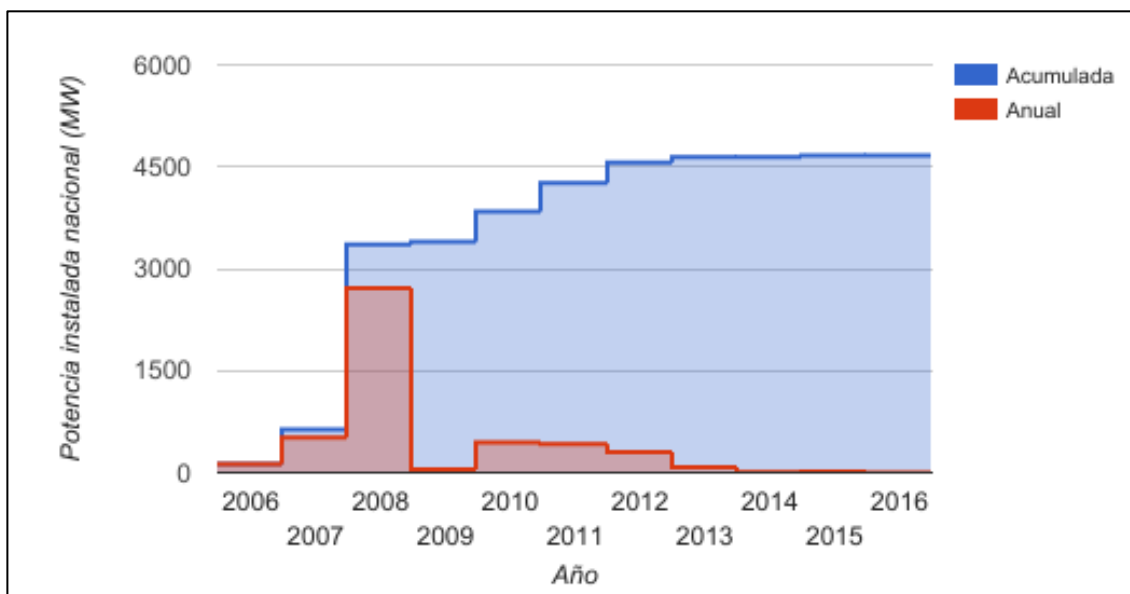
El RD 661/2007 preveía una prima para los inversores del 575% del precio medio de la electricidad convencional (TMR) durante 25 años, lo que suponía unos ingresos medios por kWh cercanos a los 0,45 €. Esta prima fue calculada por el Ministerio para obtener una retribución entre el 5 y el 9%, aunque las sucesivas optimizaciones técnicas (mayor potencia en placas que la nominal del inversor) y la búsqueda de los mejores emplazamientos cercanos a los puntos de evacuación, posibilitó que las rentabilidades finales pudieran duplicar las prevista por el Ministerio. Por otra parte, al generar unos ingresos recurrentes y garantizados, resultaba sencillo estructurar vehículos de inversión (project finance), en los que los niveles de endeudamiento podían llegar al 90% en unas condiciones favorables, lo que proporcionaba rentabilidades para el accionista superiores al 30%.

La potencia fotovoltaica prevista por el Ministerio en estas condiciones estaba limitada a 375 MW hasta el año 2010. En mayo de 2008, el sistema de control de la Administración detectó que se había superado dicho valor, estableciendo un período de seis meses para finalizar la puesta en servicio de las instalaciones terminadas. En la práctica, este hecho produjo un efecto llamada a instaladores, inversores y fabricantes, para instalar, en un tipo record, la máxima cantidad de instalaciones, de forma que se pudieran beneficiar de las extraordinarias condiciones anteriores.

Como consecuencia de este “sprint”, el volumen de primas que debía soportar el sistema se multiplicó por cuarenta, siendo ésta una de las causas principales del déficit de tarifa. En la Figura 3, se muestra la evolución de las primas en el período considerado y la Figura 4 la potencia instalada y acumulada en el mismo periodo.



*Figura 3 Evolución de la retribución regulada Fuente: CNMC.*



*Figura 4 Instalaciones Fotovoltaicas Anuales (MW). Fuente: Elaboración propia a partir de Red Eléctrica de España.*

(Mir-Artigues, 2012), (del Río & Mir-Artigues, 2012) y (del Río & Mir-Artigues, 2014) clasifican las causas de este crecimiento desmedido en cuatro grandes categorías que se citan a continuación:

políticas, tecnológicas, financieras y administrativas.

- Políticas:
  - Un incremento superior en las tarifas para las plantas de tamaño medio
  - La posibilidad de agregar varias plantas cercanas formando huertos solares
  - Tarifas poco flexibles
  - Posibilidad de realizar “repowering” en las instalaciones
  - Actualizaciones de la capacidad de las plantas
  - Anticipación a un cambio poco favorable en la política de precios
  - Cambios lentos en la política
- Tecnológicas
  - Caída de los precios de fabricación
  - Mejora de la capacidad
  - Incremento de la eficiencia
  - Tecnología modular, fácil de instalar y de ampliar
- Financieras
  - Fácil acceso al crédito bancario debido al tipo de inversión asegurada por el Estado
  - Tasa de cambio \$/€ favorable, que permitió el aumento de la fabricación de módulos
  - Recepción de la inversión que huía de los mercados inmobiliarios
- Administrativas
  - Permisos rápidos aportados por las autoridades regionales
  - Poca coordinación entre el gobierno central y el regional

### 2.2.3 El decreto 1578/2008

El RD 1578/2008 de 26 de septiembre de 2008 constituye el primer intento de racionalizar el desajuste del mercado eléctrico provocado por la legislación anterior.

Se impone una cuota dinámica límite a las concesiones a 500 MW anuales, se reclasifican las instalaciones según su posicionamiento (suelo o techo) y su capacidad máxima y se ajusta su remuneración (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2008).

Mediante este Real Decreto 1578/2008 se aprueba una nueva retribución a la producción eléctrica a partir de tecnología solar fotovoltaica, de aplicación sobre dichas instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento del régimen económico asignado en el Real Decreto 661/2007 y se instauran las primeras medidas de control de costes para controlar el evidente boom producido en los meses anteriores a la aprobación de este decreto.

Se clasifican las instalaciones solares fotovoltaicas en nuevas categorías con diferentes tarifas:

- Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se

encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana. Y éstas a su vez en dos subtipos:

- Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.
- Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW.
- Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I.

Otro criterio de clasificación depende de la zona climática establecida en el código técnico de edificación (ver figura 4)



**Figura 5 Zonas de radiación solar en España. Fuente: RD 314/2006 (Código Técnico de Edificación)**

También se establecen unas cuotas en la capacidad instalada por cuatrimestre, para cada tipo y subtipo, creándose un registro para la preasignación de las plantas admitidas, incluidas de manera secuencial hasta rellenar el susodicho cupo. Dada la estrechez de los cupos, la falta de experiencia y el retraso en los calendarios durante las primeras convocatorias, el número de proyectos de plantas de tipo II que quedaron a la espera fue muy alto. En el caso de los de tipo I no consiguieron cubrir el cupo correspondiente hasta finales de 2009.

Se reduce la duración de las tarifas bonificadas con respecto a la anterior legislación que las mantenía durante toda la vida operativa de la planta, hasta un límite de 25 años.

A los nuevos proyectos que se inscriban en el Registro administrativo se les exige tener una potencia máxima de valor no superior a 2 MW para las instalaciones tipo I y no superior a 10 MW para las instalaciones tipo II. Además, para evitar prácticas incorrectas como el registro individual de instalaciones próximas entre sí, se considerará como una única instalación a aquellas que se encuentren en referencias catastrales con los catorce primeros dígitos idénticos.

El nuevo modelo tarifario se basaría en una tarifa regulada con retribuciones variables por instalación

y repartido en convocatorias trimestrales. La tarifa regulada del subtipo I.1 no podrá ser inferior a la del subtipo I.2, y será de un valor notablemente inferior respecto al alcanzado en el anterior Real Decreto 661/2007.

Se establece un método de actualización que prevé la modificación de las tarifas si no se alcanzara el cupo o cuando la potencia preasignada a la convocatoria anterior supera el 50% sin superar el cupo (aumentándose) o si lo igual o supera (disminuyéndose).

#### **2.2.4 Los cambios de 2010 a 2013 y las primeras medidas retroactivas**

Pese a los cambios introducidos con el RD 1578/2008, la situación llevó al gobierno a lanzar una batería de medidas urgentes para paliar el déficit del sistema eléctrico y limitar su exposición a los costes fotovoltaicos.

Las primeras de estas medidas se establecen con Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre equipara los requisitos de las instalaciones más grandes (mayores de 2 MW) a las eólicas frente a los huecos de tensión. Establece la vida útil con derecho a tarifa regulada en veintiséis años para las instalaciones de tipo b.1.1 y se incluye una especificación en la definición de instalaciones tipo I exigiendo que en el lugar de su ubicación deberá existir un punto de suministro de potencia contratada de valor al menos un 25% de la potencia nominal que se pretende instalar. Se establece un factor de potencia de referencia de 0,98, capacitivo e inductivo, penalizando su incumplimiento y bonificándolo si logra un rango un rango entre 0,995 inductivo y capacitivo.

En noviembre de 2010 se realiza la primera reforma considerada retroactiva. El RD 1565/2010 reduce la retribución de todos los tipos de instalaciones, en especial las de tipo II y promueve los sistemas integrados en edificios, tanto de fachada como de techo, a expensas de los sistemas de suelo. La retroactividad se presenta en la eliminación de la tarifa FiT después de 25 años para plantas en operación registradas antes del 30 de septiembre de 2008.

Otro cambio que afectó de forma importante a los productores fue la limitación de horas anuales a las que les correspondía FiT, impuesto por el RDL 14/2010 de 23 de diciembre.

Esta medida imponía una limitación a horas equivalentes (obtenidas a partir de la producción anual de energía (en kWh) y la potencia nominal de la instalación (en kW)) según el tipo de instalación, fija, de uno o dos ejes y la zona climática, no siendo las horas de funcionamiento que superen la limitación objeto de prima (ver tabla 4). También incluía un límite temporal adicional hasta diciembre de 2013, como puede verse en la tabla, resultando este último fácilmente alcanzable y resultando otra medida retroactiva.

**Tabla 4 Cupo de horas impuesto en el RDL 14/2010 y restricción adicional. Fuente: RDL 14/2010**

	RD 661/2007	RD 1578/2008					
Tecnología	Todas las zonas	Área I	Área II	Área III	Área IV	Área V	Restricción Temporal Adicional (hasta diciembre de 2013)
Instalación Fija	1.250	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753	1.250
Seguimiento de 1 Eje	1.644	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279	1.644
Seguimiento de 2 Ejes	1.707	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367	1.707

También se crea un peaje de acceso a la red de transporte y distribución. En concordancia con los cambios de esta norma, para asegurar una rentabilidad justa y razonable se amplía a 28 años la referencia de vida para instalaciones tipo b.1.1 (anteriormente en 25 años).

El cargo por acceso a la red establecido por el RDL 14/2010 fue finalmente implementado en el RD 1544/2011 en enero de 2011. Según éste, los generadores RES debían pagar un cargo de 0,5 €/MWh por el uso de la red.

El RD 1699/2011 reguló la conexión a la red para sistemas de menos de 100 kW junto con el autoconsumo y los procedimientos y trámites burocráticos para sistemas menores de 10 kW.

El RD 1/2012 del 27 de enero de 2012 suspendió el procedimiento de preasignamiento para la retribución de renovables, lo que significó una moratoria en la instalación de nuevas plantas fotovoltaicas.

Un impuesto del 7% a la venta de electricidad de fuentes renovables con intención de disminuir el déficit eléctrico fue añadido en la Ley 15/2012.

Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, forma parte del paquete de medidas urgentes por la sostenibilidad del sistema eléctrico y precede a una batería de modificaciones que supone la ruptura con el marco legislativo anterior. Este real decreto elimina las primas en régimen especial “suprimiendo la opción de precio de mercado más prima para aquellas tecnologías a las que era aplicable, determinando la retribución con arreglo a tarifa de todas las instalaciones del denominado régimen especial, al tiempo que modificaba los parámetros de actualización de la retribución de las actividades reguladas del sistema eléctrico” (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013).

En la Tabla 5, se puede observar el impacto de estas medidas en el precio por kWh para los distintos tipos de plantas, según el decreto al que se acogían para su puesta en servicio, que hasta el año 2014, pensaban tenían asegurados estos precios durante los primeros 25 años de explotación.

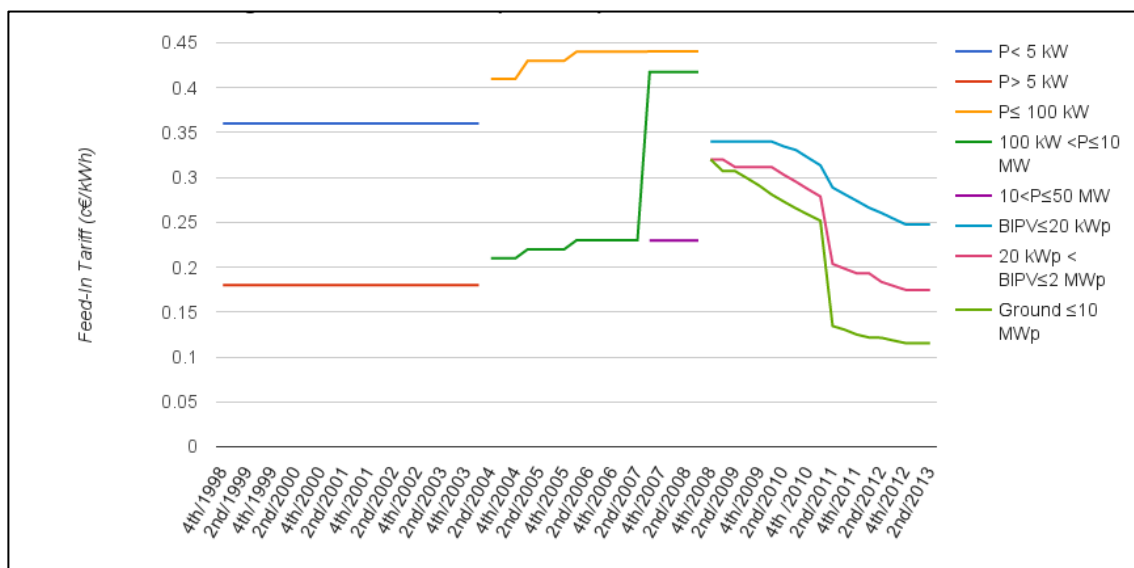


**Tabla 5 Variación del precio por kWh tras cada cambio regulativo 1998-2013. Fuente BOE y elaboración propia.**

Feed-in Tariff (c€/kW)	Fachada			Suelo		
	Potencia <5 kW	5 kW ≤ Potencia ≤100 kW	Potencia ≤10 MW	Potencia < 5 kW	5 kW ≤ Potencia ≤100 kW	Potencia ≤10 MW
4th/1998-1st/2004	0,3600	0,1800	0,1800	0,3600	0,1800	0,1800
2nd/2004-4th/2004	0,4100	0,2100	0,2100	0,4100	0,2100	0,2100
2005	0,4300	0,2200	0,2200	0,4300	0,2200	0,2200
2006-2nd/2007	0,4400	0,2300	0,2300	0,4400	0,2300	0,2300
3rd/2007-3rd/2008	0,4403	0,4175	0,4175	0,4403	0,4175	0,4175
4th/2008	0,3400	0,3200	0,3200	0,3200	0,3200	0,3200
1st/2009	0,3400	0,3200	0,3200	0,3071	0,3071	0,3071
2nd/2009	0,3400	0,3116	0,3116	0,3071	0,3071	0,3071
3rd/2009	0,3400	0,3116	0,3116	0,2991	0,2991	0,2991
4th/2009	0,3400	0,3116	0,3116	0,2908	0,2908	0,2908
1st/2010	0,3400	0,3116	0,3116	0,2810	0,2810	0,2810
2nd/2010	0,3346	0,3030	0,3030	0,2731	0,2731	0,2731
3rd/2010	0,3305	0,2952	0,2952	0,2655	0,2655	0,2655
4th/2010	0,3219	0,2868	0,2868	0,2586	0,2586	0,2586
1st/2011	0,3135	0,2788	0,2788	0,2517	0,2517	0,2517
2nd/2011	0,2888	0,2037	0,2037	0,1345	0,1345	0,1345
3rd/2011	0,2812	0,1983	0,1983	0,1303	0,1303	0,1303
4th/2011	0,2738	0,1931	0,1931	0,1249	0,1249	0,1249
1st/2012	0,2662	0,1931	0,1931	0,1217	0,1217	0,1217
2nd/2012	0,2605	0,1837	0,1837	0,1214	0,1214	0,1214
3rd/2012	0,2540	0,1791	0,1791	0,1183	0,1183	0,1183
4th/2012	0,2476	0,1747	0,1747	0,1154	0,1154	0,1154
1st/2013	0,2476	0,1747	0,1747	0,1154	0,1154	0,1154
2nd/2013	0,2476	0,1747	0,1747	0,1154	0,1154	0,1154

Feed-in Tariff (c€/kW)	Fachada			Suelo		
	Potencia <5 kW	5 kW ≤ Potencia ≤100 kW	Potencia ≤10 MW	Potencia < 5 kW	5 kW ≤ Potencia ≤100 kW	Potencia ≤10 MW
<b>Crecimiento porcentual (Máx-2013)</b>	<b>-44%</b>	<b>-58%</b>	<b>-58%</b>	<b>-74%</b>	<b>-72%</b>	<b>-72%</b>

La figura 6 muestra gráficamente la evolución de la tarifa regulada entre 1998 y 2013.



**Figura 6 Evolución de las tarifas por tipo de instalación 1998-2013. Fuente: elaboración propia**

### 2.2.5 El gran cambio de 2014: la legislación actual

En Julio de 2013, el Gobierno Español proclama el RDL 9/2013 aboliendo el régimen establecido por el RD 661/2007 y el RD 1578/2008. Se establece un régimen retributivo para las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos con el objetivo de cubrir los costes de explotación y alcanzar un “beneficio razonable”. Este beneficio razonable se basa en el bono del Tesoro a 10 años más 300 puntos básicos (en la práctica, una tasa interna de retorno del 7,5% aproximadamente).

Estos cambios son recogidos en la Ley del Sector Eléctrico Ley 24/2013, definiendo todos los parámetros que participaran en el nuevo régimen económico y detallados en el Real Decreto 413/2014 y la IET 1045/2014 desarrollando la regulación del régimen financiero aplicable a las instalaciones de generación eléctrica con fuentes de energía renovables, cogeneración y de residuos. En este Real Decreto se establece el régimen retributivo específico, los parámetros que lo conforman y la norma a aplicar, con el objetivo de garantizar siempre la sostenibilidad financiera y económica del sistema eléctrico.

La legislación de 2014 trae cambios sustanciales. La complejidad de la clasificación y las fórmulas de remuneración aumenta. La clasificación de las instalaciones se realiza según su tecnología, la potencia y el año de la concesión y el real decreto al que se acogen. Se define una remuneración basada en la electricidad generada al precio de mercado y una compensación por los costes de inversión y operación para los costes no cubiertos. Se establecen periodos de revisión: el primer semi periodo de 3 años (hasta diciembre de 2016) y el periodo completo (hasta diciembre de 2019). La aplicación de estas medidas afecta a todas las instalaciones previas a los decretos, provocando una reducción de los beneficios esperados por los inversores y una situación de incertidumbre de cara a posteriores revisiones.

Al afectar a las instalaciones acogidas a regímenes anteriores también fue considerada una medida retroactiva. El efecto de estas medidas está estudiado en detalle en (Mir-Artigues, et al., 2015).

Se amplía la información referente a los cambios producidos por este grupo de medidas legislativas dado que conforman el marco regulatorio actual.

### 2.2.5.1 Parámetros retributivos

Definido el código de cada instalación tipo (hasta 2071), a cada código se le asigna la retribución anual correspondiente a la inversión y la retribución a la operación. Los años sometidos a este nuevo método de retribución son: 2013 (desde el 14 de julio al 31 de diciembre de 2013, Anexo II.1), 2014, 2015 y 2016 (Anexo II.2). A cada instalación tipo le corresponde un conjunto de parámetros retributivos calculados por referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. Estos parámetros concretan el régimen retributivo específico y permiten su aplicación a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo (según el código asignado). Los parámetros más relevantes son: la retribución a la inversión por unidad de potencia, la retribución a la operación, la vida útil regulatoria, el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento y el número de horas de funcionamiento máximo a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso. Adicionalmente, son parámetros retributivos relevantes a efectos de calcular los anteriores: el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, la estimación del precio de mercado diario e intradiario, el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo, los límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado, la estimación de los ingresos futuros de explotación, la estimación de los costes futuros de explotación, la tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable, el coeficiente de ajuste de la instalación tipo y el valor neto del activo. Algunos de estos parámetros merecen especial atención:

El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del período regulatorio incrementada en un diferencial (art. 19.1 RD 413/2014) y que según ANEXO III de la OM es: "El rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio de las Obligaciones del Estado a diez años que menciona el apartado 5 de la disposición adicional segunda del real Decreto 413/2014 es de 4,398. Al sumarle a este valor 300 puntos básicos, el valor de la rentabilidad razonable aplicable utilizado para el cálculo es 7,398"

El número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación en un periodo concreto. Viene determinado por el cociente entre la energía vendida en el mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el periodo considerado, expresada en kWh, y la potencia instalada, expresada en kW (art. 21 RD 413/2014). El número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento se establecen para cada instalación tipo.

La aplicación de este parámetro obligará a ajustar los ingresos anuales derivados del régimen de retribución específico en función de que las horas de funcionamiento de la instalación excedan, o no, el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo (cfr. art. 21.4 RD 413/2014), pudiendo llegar a perder el derecho al régimen retributivo específico en ese año si el número de horas equivalentes

de funcionamiento de la instalación es inferior al umbral de funcionamiento de la instalación tipo en dicho año. Superadas las horas definidas por el umbral de funcionamiento de la instalación, los ingresos por retribución específica se verán modificados según:

- No existirá reducción siempre que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo sea superior al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo establecidas para el año.
- Si las horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo están entre el umbral de funcionamiento y el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo establecidas para ese año, los ingresos en retribución específica se verán reducidos proporcionalmente al coeficiente “d” según la siguiente formula:

$$d = \frac{Nhinst - Uf}{Nhmin - Uf}$$

Donde:

*Nhinst*: Número de horas equivalentes de funcionamiento anuales de la instalación.

*Uf*: Umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año.

*Nhmin*: Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año.

Valores típicos son: *Nhmin*= 989 y *Uf*= 577.

La estimación del precio de la energía en el mercado para cada año del primer semiperiodo regulatorio se ha calculado como media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en OMIP durante los últimos seis meses de 2013. A este precio estimándose han aplicado unos coeficientes de apuntamiento para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada tecnología (obtenidos a partir de la media de los valores disponibles por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). Con el objeto de reducir la incertidumbre sobre la estimación del precio de la energía en el mercado, que afecta directamente a la retribución obtenida por la instalación tipo por la venta de la energía, la orden define los límites superiores e inferiores a dicha estimación. Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se sitúe fuera de dichos límites, se genera, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado y que se compensará a lo largo de la vida útil de la instalación (cfr. art. 22.3 RD 413/2014).

Particular importancia tienen dos parámetros: la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, pues una vez reconocidos, no podrán revisarse.

### 2.2.5.2 Nueva retribución

La nueva retribución se denomina Régimen Retributivo Especifico (REE) y se calcula con la siguiente formula:

$$Re = d \cdot [R_{inv} \cdot P_{RRE} + R_{OP} \cdot E_g]$$

Donde:

- *Re* = Retribución anual a percibir (€)
- *d* = coeficiente de ajuste por producción mínima
- *R<sub>inv</sub>* = Retribución a la inversión por unidad de potencia (€/MW)
- *R<sub>op</sub>* = Retribución a la operación (€/MWh)

- $P_{inst}$  = Potencia instalada (MW)
- $E_g$  = Energía Generada (MWh/año) procedente de la fracción de potencia con RRE reconocido (PRRE)

La energía generada para las instalaciones fotovoltaicas se calculará como la vendida en el mercado de producción minorada por el ratio resultante de dividir la potencia con derecho a régimen retributivo (potencia nominal,  $P_n$ ) entre la potencia instalada (potencia pico,  $P_p$ ).

$$E_g = E_{contador} \cdot \left[ \frac{P_{RRE}}{P_{inst}} \right] = E_{contador} \cdot \left[ \frac{P_n}{P_p} \right]$$

### 2.2.5.3 Retribución a la inversión

Se calculará Rinv:

$$R_{INV_j} = C \cdot VAN_j \cdot \frac{TRF \cdot (1 + TRF)^{VR}}{(1 + TRF)^{VR} - 1}$$

Donde:

$C$  = coeficiente de ajuste de la instalación tipo. % de costes de inversión que no pueden ser recuperados por la venta de energía.

$VAN$  = valor neto del activo al inicio del semiperiodo regulatorio  $j$  para la instalación tipo por unidad de potencia. Para las nuevas instalaciones  $VAN$  = valor de la inversión inicial de la instalación tipo

$TRF$  = tasa de retribución financiera, OE 10 años + 300pp

$VR$  = vida residual regulatoria.

- $VR = VU - n^\circ$  de años desde el Acta de Explotación definitiva hasta el semiperiodo  $j$
- $VU$  = Vida útil regulatoria

### 2.2.5.4 Retribución a la operación

Este término tiene la función de cubrir costes no recuperados con los ingresos por la participación en el mercado. Se obtienen multiplicando el parámetro ( $R_o$ ) por la energía vendida en el mercado de producción con derecho a régimen retributivo específico. La retribución a la operación existirá siempre y cuando los ingresos de explotación representados por la venta de energía al mercado no cubran los costes de explotación, en cuyo caso valdría cero.

### 2.2.5.5 Ajustes por desviaciones en el precio de mercado

Como los ingresos por venta de electricidad al sistema por precio de mercado se basan en estimaciones a partir del 14 de julio de 2013 (vid. Anexo VI de la Orden de Parámetros), se incluye un mecanismo de corrección por si el precio de mercado se desvía de los valores previstos en dicho anexo. Con este objeto, se definen en el artículo 22 del RD dos bandas de variación en torno al precio estimado del mercado considerado en el cálculo de los parámetros (precio medio anual del mercado o “ $P_m$ ”), mediante dos límites de precio superior (“ $LS1$ ” y “ $LS2$ ”) y dos límites de precio inferior (“ $L1$ ” y “ $L2$ ”):

De conformidad con el Anexo III de la Orden de Parámetros, se establecen unos valores de precios estimados de mercado y de límites superiores e inferiores. A estos precios se les aplican unos “coeficientes de apuntamiento” para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada

tecnología.

Se dan por consiguiente los siguientes casos:

**Tabla 6 Ajustes por desviaciones del precio de mercado. Fuente: RD 413/2014**

Caso	Fórmula	Efecto
PM>LS2	$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + Nh_{i,j} \cdot (LS2_{i,j} - Pm_{i,j})$	Obligación de pago: diferencia entre el valor medio de LS1-LS2 y el Pm
LS1<PM<LS2	$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - Pm_{i,j})$	Obligación de pago: diferencia entre el valor medio de LS1 y el Pm
LI1<PM<LS1	$Vajdm_{i,j} = 0$	Ninguno
LI2<PM<LI1	$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - Pm_{i,j})$	Obligación de cobro: diferencia entre el valor medio de LI1 y el Pm
PM<LI2	$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + Nh_{i,j} \cdot (LI2_{i,j} - Pm_{i,j})$	Obligación de cobro: diferencia entre el valor medio de LI1-LI2 y el Pm

Donde:

$Vajdm_{i,j}$ : Valor de ajuste por desviaciones en el precio de mercado diario e intradiario. [€/MW]

$Nh_{i,j}$ : Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo. [h]

$Pm_{i,j}$ : Precio medio anual del mercado diario e intradiario. [€/MWh]

#### 2.2.5.6 Revisión de los parámetros

Los parámetros retributivos para las plantas FV son revisables mediante OM según los siguientes criterios:

**Tabla 7 Revisabilidad de los parámetros. Fuente: RD 413/2014**

Periodo de Revisión	Parámetros Revisables
No revisables	Una vez reconocidos, en ningún caso podrán revisarse la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación (art. 20.1.III RD 413/2014);
Anualmente	Al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible (art. 20.3 RD 413/2014);
Cada tres años	Se revisarán mediante orden del Ministro de Industria Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, cada tres años para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento (art. 20.2 RD 413/2014);
Cada seis años	El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se revisará cada seis años. Antes del 1 de enero del último año del período regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial aplicado a la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior (art. 19.2 RD 413/2014).

### 2.3 Análisis de las plantas

Dado que la complejidad de la legislación actual es grande<sup>2</sup> y son muchas las variables a considerar, y que el objeto de este proyecto es el análisis del mercado de las plantas en venta, se presenta a continuación las variaciones de ingresos de plantas de 100 kWp (que son las más frecuentes como vehículo de inversión), con distintas tecnologías, regulación a la que estaban acogidas y año de entrada en servicio.

La tabla 8 muestra las características de las plantas estudiadas, de cara a obtener la referencia de clasificación en el RD 413/2014.

<sup>2</sup> Un estudio de los efectos del actual sistema de remuneración para las plantas fotovoltaicas puede encontrarse en (de la Hoz, et al., 2016); encontrando un decremento sustancial en los beneficios del sector fotovoltaico tras los cambios regulativos.

**Tabla 8 Características generales de las plantas estudiadas para obtener la referencia de clasificación según el RD 413/2014. Fuente: RD 413/2014 y elaboración propia**

Potencia Instalada	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW
Real Decreto	RD 661 / 2007	RD 661 / 2007	RD 1578 / 2008	RD 1578 / 2008	RD 1578 / 2008
Año de concesión	2007	2008	2009	2010	2011
Trimestre de concesión	-	-	Segundo	Segundo <sup>3</sup>	Segundo
Clasificación	-	-	Tipo II (suelo)	Tipo II (suelo)	Tipo II (suelo)
Zona Geográfica	-	-	Zona III	Zona III	Zona III
Año de explotación	Mismo que de asignación	Mismo que de asignación	Mismo que de asignación	Mismo que de asignación	Mismo que de asignación

Para efectos del cálculo en las gráficas se han tomado plantas de 100 kW acogidas al RD 661/07 y RD 1578/08. Donde aplica, se han tomado plantas de tipo II (suelo), en zona III, con la convocatoria de asignación referente al segundo trimestre de cada año (excepto para la planta de 1 eje de 2009 que se ha tomado el tercer cuatrimestre) y mismo año de explotación que de asignación. Datos necesarios para el cálculo de la referencia del RD 413/2014.

Con estos datos, las referencias del RD 413/2014 utilizadas para el cálculo según tecnología son:

<sup>3</sup> Excepto para la planta de 1 eje de 2009 que se ha tomado el tercer trimestre por ausencia de datos para el segundo trimestre.

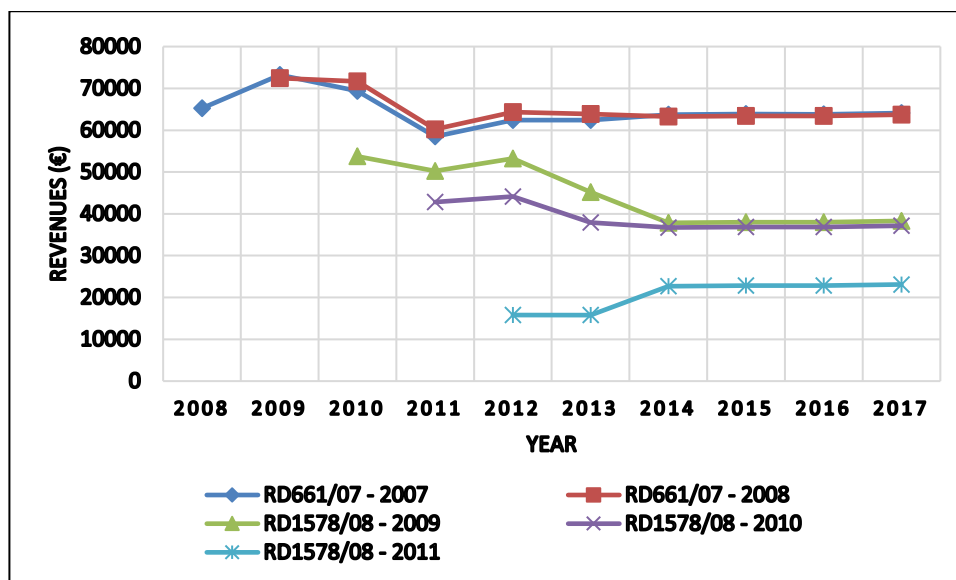


**Tabla 9 Referencias de clasificación de las plantas según el RD 413/2014. Fuente: RD 413/2014**

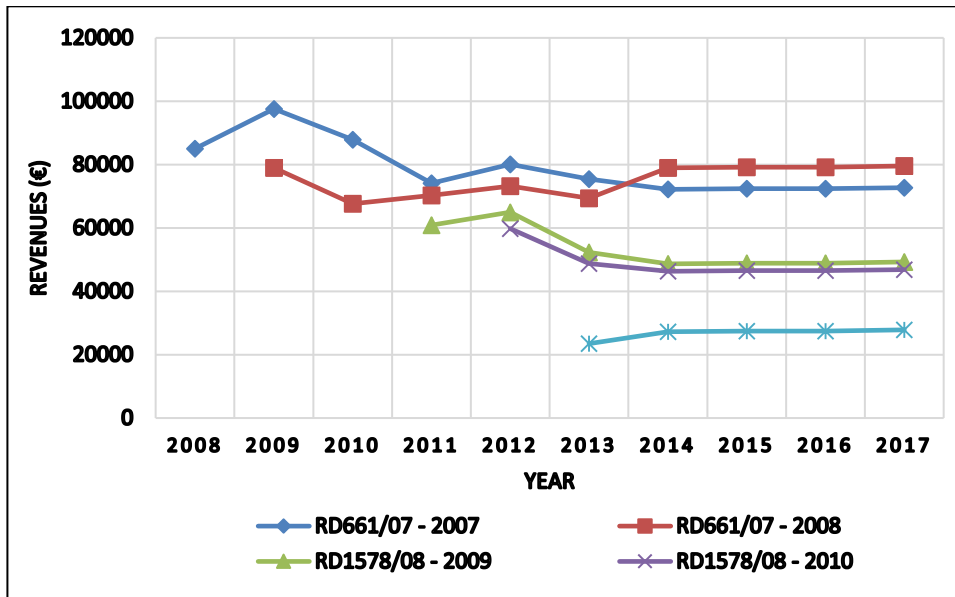
Año de concesión / Tecnología	2007	2008	2009	2010	2011
Tecnología Fija	IT-00029	IT-00030	IT-00428	IT-00456	IT-00477
Seguimiento de 1 Eje	IT-00034	IT-00035	IT-00496	IT-00504	IT-00512
Seguimiento de 2 Ejes	IT-00041	IT-00042	IT-00525	IT-00540	IT-00551

Para el cálculo se ha considerado un impuesto a la producción del 7%.

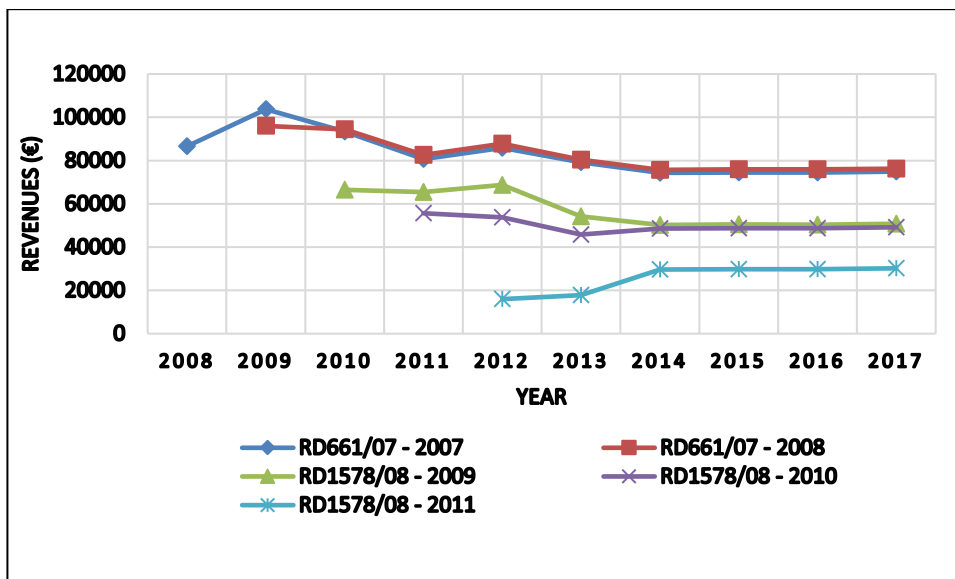
En las Figuras 7, 8 y 9, se han desarrollado la evolución de los ingresos que hubieran sufrido en el tiempo desde su puesta en instalación en función de su tecnología (fija, 1 eje, 2 eje), ubicación (zona climática) y el año de puesta en servicio. A lo largo del tiempo se aprecia un decremento sustancial de los ingresos de las plantas analizadas.



**Figura 7 Evolución de los ingresos recibidos por una planta standard de 100 kW de tecnología fija, según el año de puesta en servicio y decreto al que se acoge. Fuente BOE y elaboración propia.**



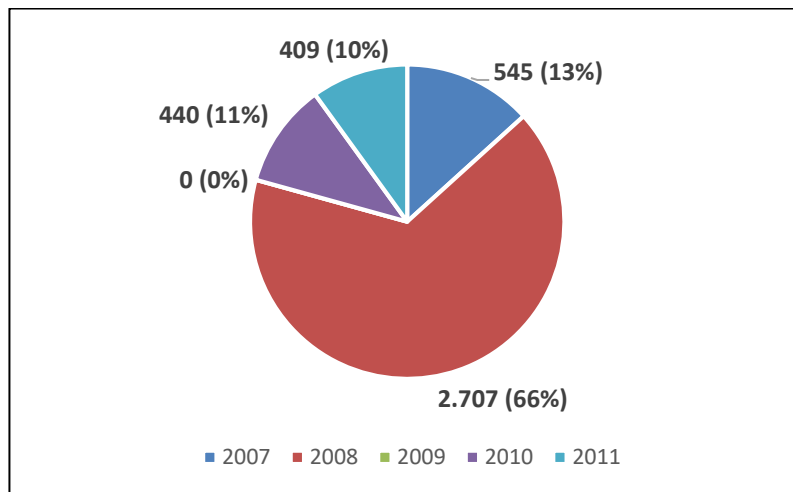
*Figura 8 Evolución de los ingresos recibidos por una plata standard de 100 kW de tecnología orientable a un eje, según el año de puesta en servicio y decreto al que se acoge. Fuente BOE y elaboración propia.*



*Figura 9 Evolución de los ingresos recibidos por una plata standard de 100 kW de tecnología orientable a dos ejes, según el año de puesta en servicio y decreto al que se acoge. Fuente BOE y elaboración propia.*

En tabla 10, se muestra la variación porcentual de ingresos en función de estos parámetros para plantas representativas. A modo de ejemplo, se puede destacar que los ingresos de una planta de tecnología fija, puesta en servicio en el año 2008 y retribuida conforme al RD1578/08, ha experimentado una reducción de sus ingresos de un 30 %, lo que, sin duda, ha supuesto un desajuste en sus flujos de cajas.

Cada destacar el caso singular de las instalaciones acogidas a la convocatoria del 2011, que, con las condiciones actuales, su retribución se ha visto incrementada en casi un 90 %, aunque su nivel de ingresos sigue siendo sustancialmente inferior al del resto de las plantas.



*Figura 10 Potencia Instalada en valor y porcentaje en los años estudiados. Fuente: BOE y elaboración propia*

**Tabla 10 Variación porcentual de los ingresos recibidos de una planta de 100 kW en función de su tecnología, año de puesta en servicio y decreto al que se acoge. Fuente BOE y elaboración propia.**

*Variación calculada sobre los ingresos de cada año y de su máximo histórico. Variación media considerando el peso de las diferentes tecnologías en el parque (60% fijas, 30% 1 eje, 10% 2 ejes).*

Variation of incomes from first commissioning and from historical maximum										
100 kW PV Plant										
	RD 661/07				RD 1578/08					
	2007		2008		2009		2010		2011	
<b>Fixed Installation</b>										
From first commissioning	-10%		-17%		-30%		-14%		32%	
From historical maximum	[2009]	-20%	[2009]	-17%	[2010]	-30%	[2012]	-17%	[2015]	0%
<b>1 Axis</b>										
From first commissioning	-15%		-14%		-20%		-23%		16%	
From historical maximum	[2009]	-26%	[2017]	-15%	[2012]	-25%	[2012]	-23%	[2017]	0%
<b>2 Axes</b>										
From first commissioning	-14%		-21%		-25%		-18%		47%	
From historical maximum	[2009]	-28%	[2009]	-21%	[2012]	-27%	[2011]	-18%	[2017]	0%
Average from first commissioning	-12%		-17%		-26%		-17%		28%	
Average from historical maximum	-23%		-17%		-28%		-19%		0%	

Las situaciones de mayor reducción de ingresos, corresponde a los picos de instalación analizados en la Figura 7, que se produjeron como consecuencia de los elevados niveles de retribución. De hecho, las plantas instaladas entre los años 2007 y 2009, que representan el 80% del parque fotovoltaico en España (el 79% en el periodo considerado de 2007 a 2011), como puede verse en la Figura 4, y han experimentado una reducción de ingresos media cercana al 25%, lo que parcialmente ha permitido la estabilización del déficit eléctrico.

Las instalaciones desarrolladas en el período de máxima reducción de ingresos (2007-2009), como se ha mencionado anteriormente, se desarrollaron bajo una presión en los plazos, debido al cierre del cupo en la retribución, por lo que suelen haber incurrido en ineficiencias técnicas (sobre inversión, mantenimiento y/o configuraciones no óptimas) o financieras (elevado endeudamiento y/o condiciones de financiación no óptimas), no teniendo la oportunidad de adaptarse fácilmente a este nuevo panorama de ingresos, llevando a muchas empresas a generar flujos de caja negativos, que tienen como consecuencia situaciones de suspensión de pagos o bancarota..

Muchos inversores entendieron que había habido una modificación retroactiva unilateral de las condiciones de retribución de las plantas, iniciando procedimientos contenciosos administrativos, alegando inseguridad jurídica. Estos procedimientos son largos y costosos, no pudiendo muchos de los propietarios continuar con los procesos judiciales.

Una parte importante del parque fotovoltaico estaba vinculada a fondos internacionales. En particular 11 de ellos gestionaban inversiones superiores a 9 billones de euros, para lo que iniciaron procedimientos de arbitraje internacional (Forbes, 2014) (El Economista, 2012) (Ecoticias, 2012) (International Energy Charter, 2015). En la tabla 11 se muestra la relación de los fondos de inversión que iniciaron procedimientos de arbitraje internacional contra el Reino de España. Más información sobre estos fondos en el Anexo.

**Tabla 11. Fondos de Inversión que inician el arbitraje internacional por sus inversiones en España. Fuente: (Forbes, 2014)**

Ampere Equity Fund
Antin Infrastructure Partners
Cube Infrastructure
Eiser Infrastructure Partners
HgCapital
InfraRed Capital Partners
KGAL
KKR
MEAG
RREEF Infrastructure
Riverstone Holdings (through AES Solar)

Recientemente, el tribunal del CIADI, corte de arbitraje de inversiones dependiente del Banco Mundial ha fallado en favor de los inversores, siendo el primer caso internacional perdido por España en relación con los recortes en la subvención a las renovables. Esta sentencia abre una puerta a la esperanza para los intereses de los inversores. Actualmente existen 26 casos abiertos por inversores internacionales sobre los recortes en los pagos a las energías renovables, incluyendo la fotovoltaica, pendientes de la resolución del CIADI (Expansión, 2017).

## 3 ESTRUCTURA DEL MERCADO

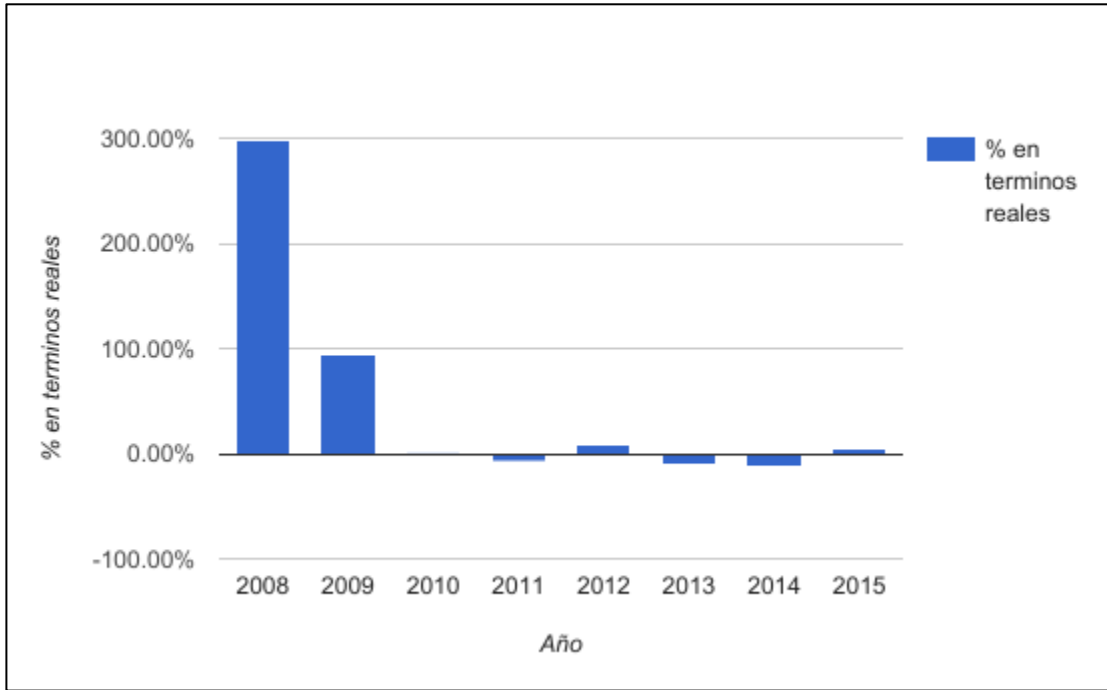
---

Como se ha visto en el apartado anterior, la disminución de ingresos que experimentaron los propietarios de las plantas, desequilibraron en muchos casos su estabilidad financiera y ante la posibilidad de iniciar procedimientos concursales, muchos de ellos buscaron alternativas a la explotación de las mismas, intentando ofrecérselas a los bancos como pago de la deuda, o bien intentando buscar un comprador que consiga hacer viables estas instalaciones (PV Magazine, 2014), (World Renewable Energy, 2015).

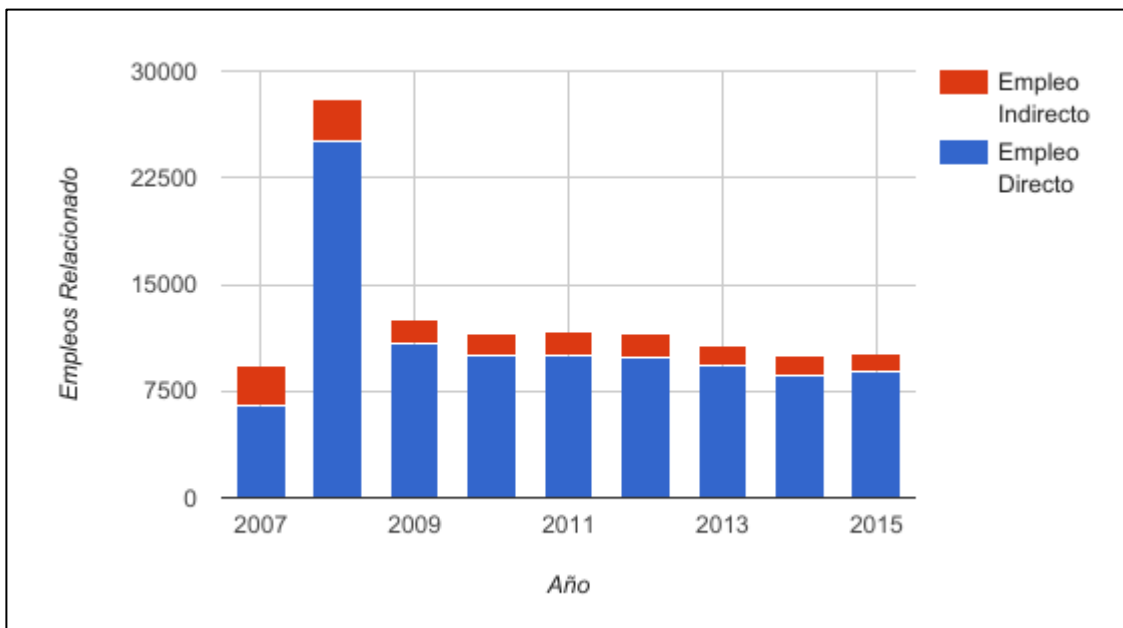
Se considera que el 5% de las instalaciones (1.000 M€) tendrían serios problemas de refinanciación y si se incluyen proyectos con exposición de entidades no españolas la cifra podría alcanzar los 40.000-45.000 M€ (Renewables, 2014).

La facilidad de crédito durante 2007 y 2008 para la implantación de instalaciones fotovoltaicas fue la que hizo de los bancos unos de los principales afectados. Un informe económico (2013) indicaba que la exposición de los bancos a los proyectos de energías renovables en España alcanzaba los 20.000 millones de euros (M€), comprometiendo a más de 60.000 instalaciones de las cuales 14.000 M€ pertenecían a entidades españolas. Bancos como Santander o BBVA cuantificaban su exposición en 1.900 M€ y 1.500 M€ respectivamente (Forbes, 2013), (Tech, 2013).

Además, la inseguridad jurídica producida por los continuos cambios legislativos, provocaron la huida de los inversores y la paralización del sector, desintegrando prácticamente el tejido empresarial y complicando los objetivos del PER 2011-2020 y el PE 2015-2020 que planteaban la instalación de 7.250 MW y 6.030 MW fotovoltaicos hasta 2020, respectivamente. (APPA, 2014) (APPA, 2015) (La Vanguardia, 2015). En las figuras 8 y 9 podemos encontrar la evolución de la tasa de crecimiento en el sector fotovoltaico y los empleos relacionados.



**Figura 11. Tasa de Crecimiento del sector fotovoltaico en España. Fuente: APPA**



**Figura 12. Empleos relacionados con el sector fotovoltaico. Fuente: APPA**

Como se ha podido apreciar en el capítulo anterior, la Pérdida de beneficios experimentada por los propietarios de las plantas desestabilizó en muchos casos su estabilidad financiera. Tratando de evitar procesos de insolvencia y concurso de acreedores, muchos buscaron alternativas como ofrecer las instalaciones como pago de la deuda a los bancos acreedores (Solar Plaza 2014) o tratando de encontrar

un comprador con posibilidades de hacer viable las instalaciones (Voz Populi, 2014; El País, 2016).

La búsqueda de compradores para estas instalaciones en situaciones comprometidas es realizada con diferentes métodos, apareciendo empresas de ingeniería e inmobiliarias deseosas de adquirir estas plantas a un precio mucho menor que el de la inversión inicial. Dichas plantas pueden generar beneficios del alrededor del 10% si se gestionan de manera eficaz (Bloomberg, 2016). Compañías como Andbank, Everwood, Blackrock and NextEnergy European Solar Utility empezaron a explorar el Mercado español con la intención de expandir su cartera de activos en España bajo las nuevas condiciones de remuneración (Expansión, 2016), (Expansión, 2015). A su vez, las empresas especializadas en operación y mantenimiento de plantas toman relevancia como compradores, añadiendo las plantas españolas a portfolios mixtos, permitiendo diversificar el riesgo. Los nuevos propietarios de plantas se identifican en su mayoría con inversores.

A su vez, bancos comerciales, sociedades de inversión y particulares estudian la adquisición de plantas en situaciones comprometidas como apuesta de inversión (Solar Plaza, 2016 a y b).

### 3.1 El mercado secundario

Esta situación posibilita el crecimiento desde 2014 de un incipiente mercado secundario en el que los actuales propietarios desean vender o refinanciar sus instalaciones e inversores externos se plantean adquirir los proyectos con el objetivo de optimizarlos y explotarlos en el nuevo marco retributivo.

Aunque se encuentran plantas fotovoltaicas a la venta en lugares no especializados como milanuncios.com (revista y web de compra-venta de artículos de segunda mano entre particulares), se pueden encontrar algunas plantas en plataformas especializadas extranjeras. En la tabla 5, se muestran las plataformas de compra venta encontradas, así como el número de instalaciones a la venta en España.

**Tabla 12. Mercados secundarios y volumen de proyectos. Fuente: Elaboración propia.**

*\* Datos no disponibles sin acreditación en la plataforma.*

Agente	País	Web	Volumen (12/12/2016)			
			Proyectos	En España	Rango de Potencia (kW)	Precios (miles de euros)
Milk the Sun	Alemania	<a href="https://www.milkthesun.com/es">https://www.milkthesun.com/es</a>	167	12	6-520	28-1.900
Sundeal	Polonia	<a href="https://sundeal.herokuapp.com/projects">https://sundeal.herokuapp.com/projects</a>	47	0	38-6.000	-
Milanuncios	España	<a href="https://www.milanuncios.com/venta-de-empresas/fotovoltaica.htm">https://www.milanuncios.com/venta-de-empresas/fotovoltaica.htm</a>	16	16	15-1.000	60-4.000



Suelo Solar	España	<a href="http://www.suelosolar.com/inmuebles/result_inmo.asp">http://www.suelosolar.com/inmuebles/result_inmo.asp</a>	8	6	99-114	-
Solar Farm	Reino Unido - Francia	<a href="http://www.solarfarm.fr/projects/local_index.php">http://www.solarfarm.fr/projects/local_index.php</a>	34	0	20-86.500	-
NT Solar Group	España	<a href="http://nt-solargroup.com/es/plantas-solares-en-venta.html">http://nt-solargroup.com/es/plantas-solares-en-venta.html</a>	9	9	80-385	245-1.785
Solar Web	España	<a href="http://www.solarweb.net/fotovoltaica/compraventa-parques-solares.php">http://www.solarweb.net/fotovoltaica/compraventa-parques-solares.php</a>	Igual que Milk the Sun (partner)			
Project Forum	Alemania	<a href="http://www.projectforum.biz/es/">http://www.projectforum.biz/es/</a>	*	*	*	*

Del análisis de la oferta, se observa que el volumen gestionado por este tipo de plataformas no es significativo y, en particular para el caso español, son las mismas plantas, en su mayoría, las que se ofrecen en las distintas plataformas.

El mercado objetivo corresponde a las plantas PV que han experimentado una mayor reducción de ingresos, es decir, aquellas puestas en servicio entre los años 2007 y 2009, lo que supera los 3.000 MW (unas 30.000 instalaciones aproximadamente). Por tanto, las plataformas establecidas no son representativas del mercado, debiendo realizarse las operaciones en mercados no transparentes, lo que no fomenta la ganancia de eficiencia en el sistema.

## 4 MEDIDAS DE OPTIMIZACIÓN

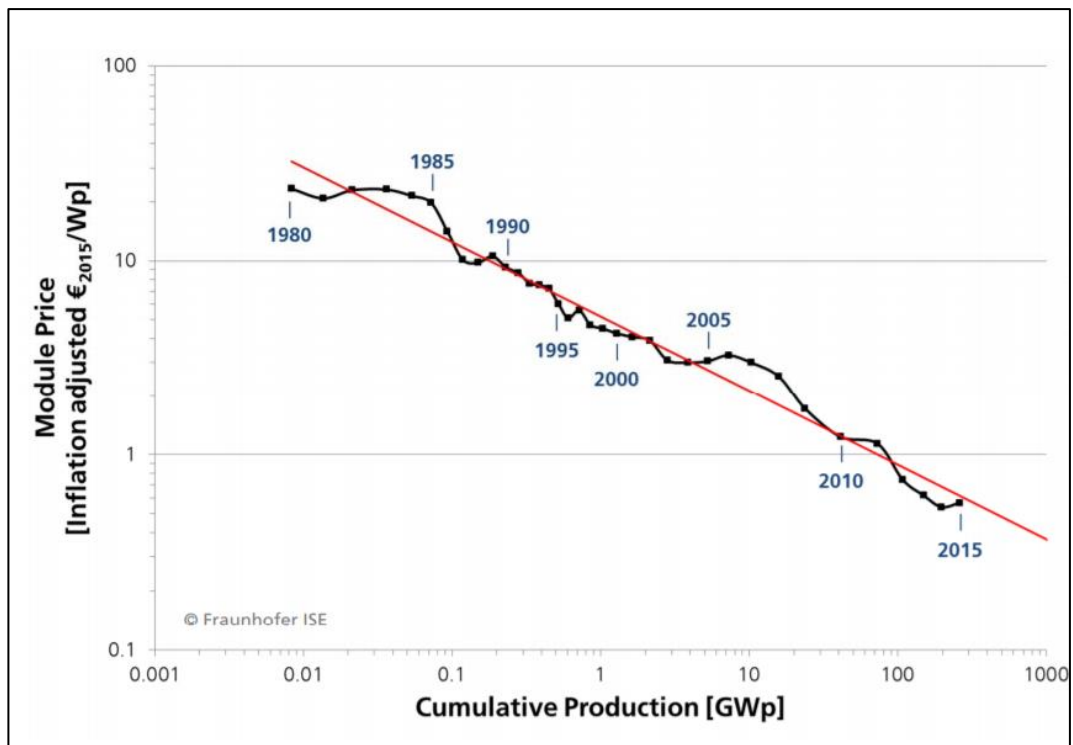
Con objeto de mejorar los flujos de caja producidos por las plantas, se realiza un estudio del arte de las principales medidas de optimización tanto tecnológicas y financieras aplicables a las plantas solares fotovoltaicas tratadas en el proyecto. Estas medidas se resumen en la tabla 6.

*Tabla 13. Medidas de optimización tecnológica y financiera. Fuente: Elaboración propia.*

Medidas Tecnológicas	Medidas Financieras
Paneles	Grado de endeudamiento
Inversores	Negociación del Tipo de interés (fijo vs. Variable + spread)
Sistemas de seguimiento	Plazo de devolución de la deuda
Posicionamiento	Garantías de propiedad
Operación y Mantenimiento	

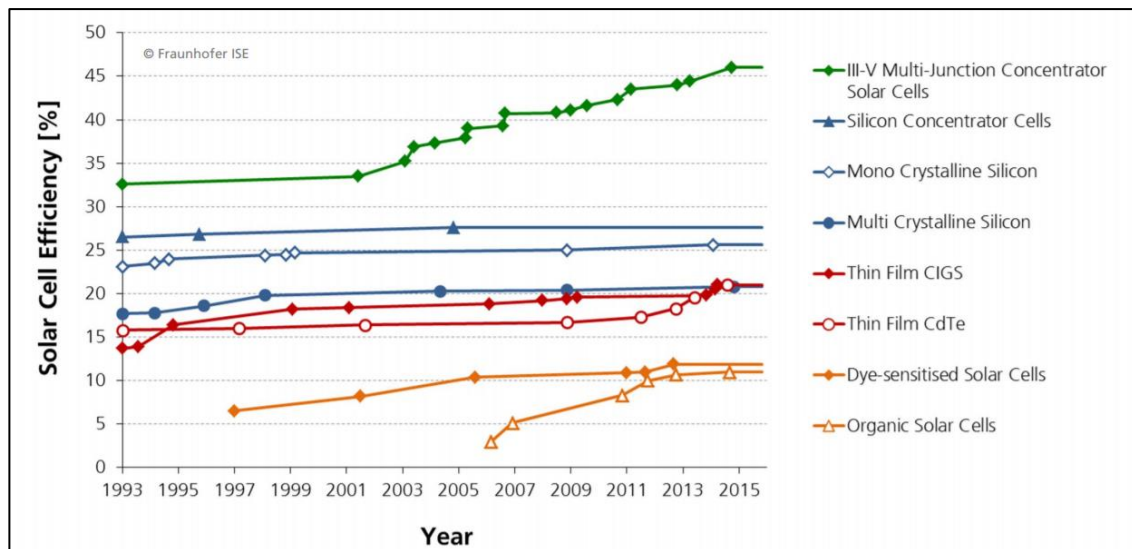
### 4.1 Medidas tecnológicas

Entre las medidas tecnológicas, podemos destacar la ampliación y/o sustitución de los paneles. Este hecho tiene sentido debido a la reducción del precio de los mismos, que desde el año de instalación de las plantas de nuestro mercado objetivo (2007-2008) ha experimentado una reducción superior al 80%. En la figura 5 se muestra la curva de aprendizaje de precios de los paneles incluyendo todas las tecnologías comercializables.



**Figura 13. Curva de Aprendizaje de precios (incluyendo todas las tecnologías comercializables)**  
**Fuentes Diversas: Photovoltaics report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE.**

No solo en el precio ha habido un avance diferencial. La eficiencia de los paneles actuales es algo mayor que la habitual en el año de entrada en servicio, lo que justifica, en parte, la sustitución de los mismos. En la Figura 6, se muestra la evolución en la eficiencia de los paneles PV medidas en laboratorio.



**Figura 14. Development of Laboratory Solar Cell Efficiencies. Fuente: Photovoltaics report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE.**

Esta circunstancia, puede recomendar la ampliación de la potencia pico de la planta (sin modificar la nominal) o, al extremo, la sustitución completa de los paneles de la planta por otros de mayor eficiencia.

La modificación de los inversores AC/DC puede ser otro factor que mejore el rendimiento de la planta. La mejora en los sistemas de control, así como en la gestión de las rampas de potencia puede disminuir las pérdidas del sistema y reducir el número de errores. (de la Parra et al.2016) y (Almeida et al.2016).

El mantenimiento de las plantas PV se limita, prácticamente, a la limpieza de los paneles. La definición de una correcta estrategia de limpieza y revisión, puede mejorar el rendimiento de forma notable. Este hecho tiene especial relevancia en zonas costeras y de alta contaminación (cercanas a parques de carbón, zonas industriales, etc.). (Kaldellis et al.2011), (Kaldellis and Fragos.2011) y (Kalogirou et al.2013).

También se pueden considerar medidas más intensivas en inversión, como es la introducción de sistemas de seguimiento (eje polar, y ejes polar y acimutal). La introducción de estos sistemas incrementa las horas de utilización, así como el ratio de extracción en condiciones de sombra parcial, aunque, para su valoración, hay que tener en cuenta la limitación de horas máximas existente en la actual legislación española. También se debe tener en cuenta la mayor tasa de mayos de estos elementos, que requiere una operación y mantenimiento más costoso. (Prasanth Ram et al. 2017) y (Seyedmahmoudian et al. 2016).

Otras medidas de optimización pueden ser la mejora de la configuración física de los paneles (emplazamiento, ángulo de inclinación y orientación) o el uso de reductores síncronos. (Belhaouas et al. 2017), (Kumar Yadav and Chandel. 2013), (Mehleri et al. 2010) y (Luo et al.2016)

Para cada planta concreta, se deben analizar la bondad de cada una de estas medidas, de forma individual y agregada. En Díez-Mediavilla et al. (2012) se muestra la aplicación de algunas de estas medidas a un caso real.

## 4.2 Medidas financieras

Mir (2015) analiza el impacto de posibles medidas financieras frente a los cambios regulativos en el período 2007-2013. Una forma distinta de abordar el problema es el análisis individual del efecto que tendría:

- La reducción del apalancamiento de la empresa (capitalizar o descapitalizar la planta).
- Modificación de los plazos de devolución de la deuda.
- El tipo de interés (fijo vs. Variable).
- Las garantías aportadas por la propiedad.

El resultado del análisis técnico y financiero, para cada caso concreto, tendrá como resultado varias alternativas de mejora de la instalación que deberán ser valoradas por los posibles propietarios. A continuación, se presenta una simulación ilustrativa con la inversión, costes y mejora en el rendimiento de algunas medidas de optimización presentadas. El caso de estudio es una instalación real de 100 kW, sujeta al RD 661/07 y de tecnología fija. Este tipo de instalación es el vehículo de inversión más representativo en España.

**Tabla 14. Simulación de algunas medidas de optimización tecnológicas y financieras. Fuente: Elaboración propia.**

Medida	Inversión (€)	Coste (€ / year)	Incremento de ingresos (€)	Incremento de ingresos (%)
Incremento de la potencia instalada	9.835	-	1.825	3%
Mejora en O&M	-	450	641	1%
Instalación de un Sistema de seguimiento (1 Eje)	150.000	960	6.322	10,5%

El primer escenario estudiado es la mejora mediante el incremento de la potencia pico instalada sin modificar la potencia nominal. Esto resulta en un incremento de la producción debido al mayor número de horas de uso del parque fotovoltaico. En el ejemplo analizado, la potencia pico instalada era 105 kW y se propone un aumento adicional de 15 kW. Esta medida está justificada debido al reducido precio de los módulos en el momento del análisis, que se mantenía en 0,65 € / W. Debido a la naturaleza de la planta, esta modificación no superaría el límite de horas establecido para las plantas acogidas al RD 661/07 y resultaría en un incremento de ingresos de 1.825 € al año, con un plazo de recuperación de la inversión o *payback* de 5,38 años.

La segunda medida propuesta es incrementar el rango de mantenimiento de los heliostatos (módulos fotovoltaicos) mediante el incremento de la frecuencia de limpieza de bimensual a mensual. Esta medida no requiere de inversión inicial e incrementa el coste de la planta en 450 € / año. Los ingresos esperados aumentan en 641 € generando un flujo de caja positivo desde el primer año.

Finalmente, la última medida propuesta es el cambio de la configuración actual de fija a una de seguimiento de 1 eje. Este cambio requiere la motorización de los módulos actuales, lo que requiere una inversión de 150.000 €. Adicionalmente, incrementaría los costes de operación y mantenimiento debido a la necesidad de verificar el correcto funcionamiento de los motores y establecer un sistema de control para corregir el ratio de error más elevado que poseen estos sistemas. Con esta medida, la producción se incrementaría más de un 10% pero el plazo de recuperación sería cercano a los 28 años.

Nuestra recomendación de cara a la optimización en este caso sería la aplicación inmediata de las medidas 1 y 2, considerando la última menos apropiada. Ver anexo para los cálculos.

## 5 DESARROLLO DE LA PLATAFORMA

---

**E**n este capítulo se desarrolla la solución propuesta al problema detectado en los capítulos anteriores: el desarrollo de una plataforma digital capaz de unificar el mercado secundario de plantas fotovoltaicas de manera transparente sirviendo de lugar común para propietarios, inversores y optimizadores.

### 5.1 Motivación

Tal como se ha desarrollado previamente existe un mercado secundario de plantas fotovoltaicas en España que no posee una canalización correcta, dando lugar a procesos poco transparentes y suponiendo ineficiencias para el mercado. Por ese motivo, se propone la creación de esta plataforma

### 5.2 Objetivo

Desarrollar una plataforma digital que aúne en un mismo mercado a los propietarios de plantas fotovoltaicas, los inversores que desean entrar en el mercado y las empresas de optimización tanto a nivel tecnológico como financiero, creando de esta forma un mercado común, transparente y eficiente.

### 5.3 Definición de actores

Se definen tres tipos de actores principales:

- Propietarios: aquellos que realizaron inversiones en instalaciones fotovoltaicas en periodos de bonanza legislativa y que han visto decrecida la rentabilidad de la inversión, llegando al extremo de optar por la venta de las mismas.
- Inversores: fondos de inversión dedicados al capital de riesgo, atraídos por las condiciones del mercado fotovoltaico español, así como inversores individuales en busca de rentabilidades superiores gracias a la optimización tecnológica posible.
- Optimizadores: empresas de ingeniería o consultoría financiera dedicadas a la instalación y comercialización de tecnología fotovoltaica y técnicas de optimización para las mismas.

### 5.4 Análisis de Requerimientos

El análisis de requerimientos permite representar los requisitos que ha de cumplir el sistema. Un requerimiento es una necesidad documentada sobre el contenido, forma o funcionalidad de un

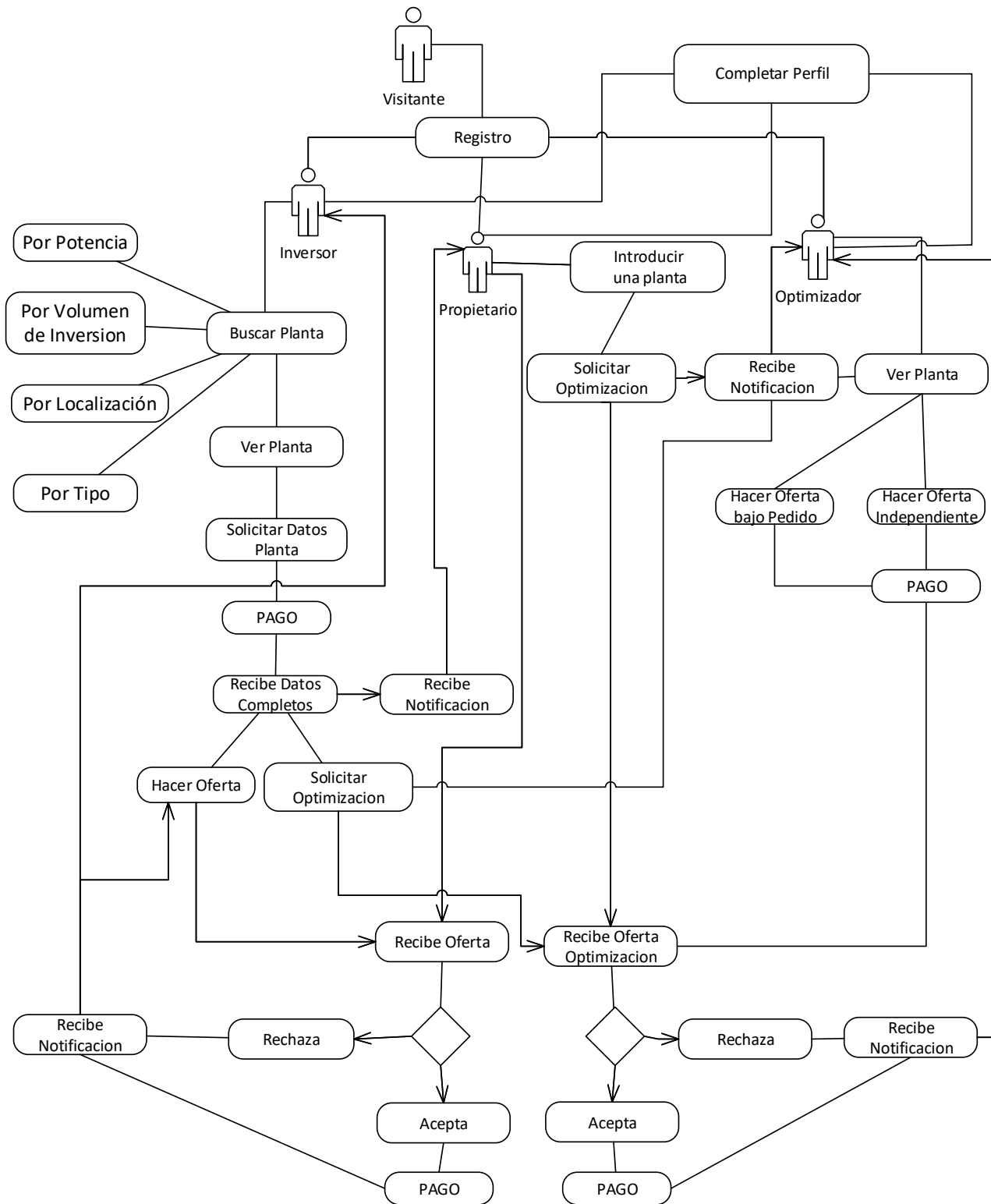
determinado producto o servicio. Muestra las necesidades de relación del usuario final con el sistema a desarrollar. En este apartado se quiere dar a conocer las funcionalidades básicas de la aplicación (requerimientos funcionales) así como otras características que no dependen del proyecto (requerimientos no funcionales).

#### **5.4.1 Requisitos Funcionales**

Los requerimientos funcionales son aquellos requisitos que tratan de mostrar y documentar como debe comportarse el sistema, las diferentes entradas y salidas que debe tener cada funcionalidad y la forma en que estas funcionalidades se comunicaran entre sí.

La figura 15 muestra un Diagrama de casos de Uso, desarrollado en el apartado 5.4.4:





**Figura 15** Casos de Uso y Requisitos Funcionales de la plataforma. Fuente: Elaboración propia

## 5.4.2 Requisitos No Funcionales

Los requerimientos no funcionales son aquellos otros aspectos que se tienen que tener en cuenta a la hora de diseñar el proyecto. Principalmente tienen que ver con características que, de una u otra forma, puedan

limitar el sistema. En nuestro proyecto es importante cumplir con ciertos requerimientos no funcionales que son fundamentales en el desarrollo de cualquier aplicativo y que los usuarios valorarán.

Los requerimientos no funcionales definidos en nuestro proyecto son los siguientes:

- Rendimiento
- Eficiencia
- Fiabilidad (robustez del sistema)
- Seguridad

#### **5.4.2.1 Rendimiento**

El sistema a desarrollar debe de cumplir un rendimiento óptimo a nivel de tiempo y espacio. En lo referente al tiempo, el sistema debe ser lo bastante rápido para no demorar en exceso la obtención de los datos. Para ello, se debe optimizar los requerimientos funcionales que se prevé que pueden penalizar el rendimiento del sistema (consultas complejas a base de datos, interacción con sistemas externos, etc.).

Por otro lado, en lo referente al espacio se debe de garantizar una capacidad de almacenamiento suficiente para almacenar los datos de las entidades en la base de datos con la que trabaja la aplicación y permitir holgadamente las transacciones

#### **5.4.2.2 Eficiencia**

En pro de favorecer el uso intuitivo de la plataforma se harán más visibles los accesos aquellas funcionalidades más importantes para a nivel de servicios a usuarios (iniciar sesión, buscador de plantas, introducción de una nueva planta, etc.). A su vez, se deberá optimizar el tiempo de carga de las pantallas.

#### **5.4.2.3 Fiabilidad o robustez**

Es necesario garantizar que el sistema sea robusto y no produzca errores inesperados mientras se esté utilizando. El sistema debe tolerar, controlar e informar de los posibles errores en los datos introducidos por los usuarios, como podría suceder, por ejemplo, en los formularios de alta o modificación. Estos mensajes de error deben ser expresarse y mostrarse de la mejor manera posible de cara a que el usuario comprenda exactamente por se está produciendo un error. Unos de los aspectos más a tener en cuenta como concepto de fiabilidad son la seguridad y la confianza de la información publicada en la aplicación. Una fiabilidad completa es un elemento difícilmente asegurable, por ello, el sistema aplica las siguientes características:

- Información legal: el sistema dispone de información legal (DNI, NIE, NIF, correo electrónico, nombre de la empresa y número de registro) de los usuarios que se registran en el sistema y que posteriormente solicitan información o realizan ofertas a través de la misma. Dicha información es un vinculante legal en el caso de un mal uso de la aplicación.
- Sistema de pago seguro: varios tipos de divisas y modos de pago.
- Un equipo de trabajadores de la propia plataforma que comprueba que los datos introducidos para definir la planta fotovoltaica son correctos y fiables.

#### **5.4.2.4 Seguridad**

La seguridad es un requerimiento básico en el desarrollo de cualquier aplicativo y para cumplirlo debemos procurar blindar nuestro código para disminuir al máximo las posibles vulnerabilidades del mismo. Al

tratarse de un entorno que maneja datos personales y financieros, se debe focalizar esfuerzos en seguir las leyes de protección de datos y garantizar una pasarela de transmisión de la información segura.

Para ello existen un conjunto de recursos que se pueden adoptar para fortalecer la seguridad:

- El sistema debe utilizar un esquema de autenticación mediante la propia plataforma web publicada.
- El sistema debe otorgar los permisos de forma inteligente para garantizar que cada usuario solo pueda acceder a sus recursos.
- El sistema debe garantizar que el acceso a la pantalla principal de la plataforma web sea público y no se encuentre asegurado (podrá ser consultado por cualquier usuario).
- La infraestructura para la web externa deberá contener un paquete de medidas de seguridad de redes básico (firewall, aislamiento de los servidores web de la red interna, listas de control de acceso a nivel de servidor web, etc.).

#### 5.4.2.5 Caso de uso: Requisitos de Información en la introducción de una nueva planta

Al ser un producto tecnológico y financiero complejo, los datos necesarios para incluir la oferta en la plataforma manteniendo el criterio de transparencia son numerosos.

La información a incluir puede dividirse en 4 grandes apartados:

- Datos generales: información general, incluyendo datos de contacto y tipo de proyecto a la venta
- Datos de localización: geográfica, física y tipo de instalación
- Datos de producción: referentes a la parte técnica de la instalación como módulos, inversores, etc.
- Datos retributivos: a nivel legislativo, estructura de costes, nivel de deuda, impuestos, etc.

Como puede comprobarse, el volumen de datos necesario para completar la información es elevado, dado al tipo de producto que se desea vender (productos o inversiones tecnológicas complejas, con una esperanza de vida mayor a 25 de años) no todos son necesarios para hacer una primera aproximación al producto y publicarse la oferta, aunque a mayor número de datos completados más fidedigna será la evaluación por parte del equipo de la plataforma y la información que recibirá el potencial inversor será de mayor calidad.

#### **Datos generales:**

- Datos Básicos: Nombre, Tamaño, Dirección y Código Postal
- Tipo de Arrendamiento: Alquiler, Prepago, Porcentaje de la Producción, Venta
- Tipo de Proyecto: Superficie Disponible, Derecho de Proyecto, Turnkey, Sistema en Operación, Planta en Desmantelamiento.

#### **Datos de localización:**

- Localización Terreno: Tamaño, Tipo, Datos de producción, Uso actual del suelo, Estado de la superficie, Costes adicionales de preparación del terreno, Topografía, Tipo de parcela, Plan de ordenación territorial, Uso actual de la superficie (plan urbanístico), Plan de desarrollo
- Localización Cubiertas: Número de cubiertas, Área total de la cubierta, Inclinación del tejado, Acimut, Tipo de edificio, Material del tejado, Estática, Carga adicional que puede ser soportada por el tejado, Última renovación de la cubierta (año), Sombra.

#### **Datos de producción:**

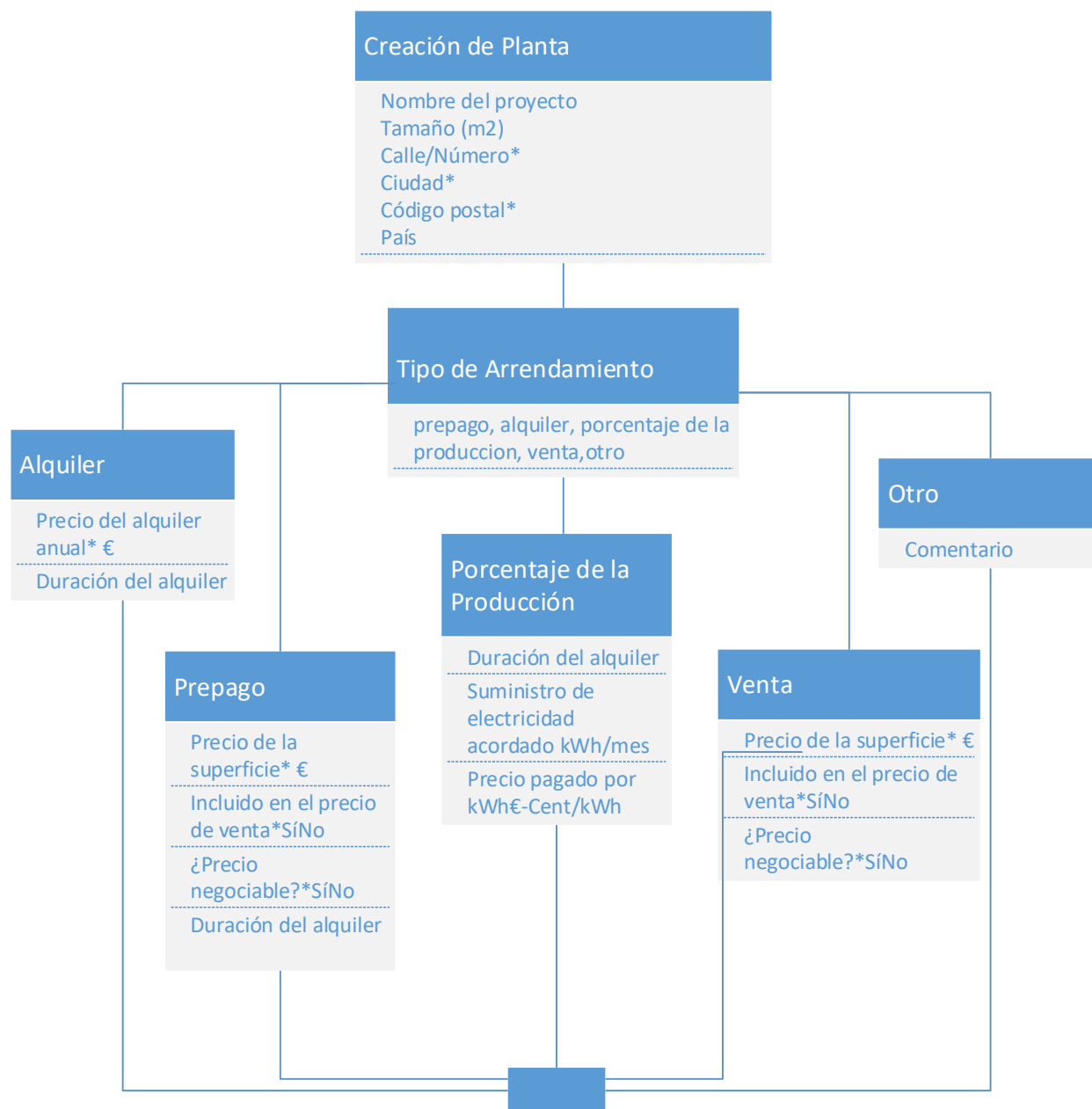
- Datos de producción: Módulos (Tecnología, Acimut, Inclinación, Garantía...), Inversores

(Nombre, Tipo, Numero, Pérdida de rendimiento anual...), Sistema de monitoring, Permiso de construcción, Producción específica, Estudios de producción disponibles, Fecha de conexión a red

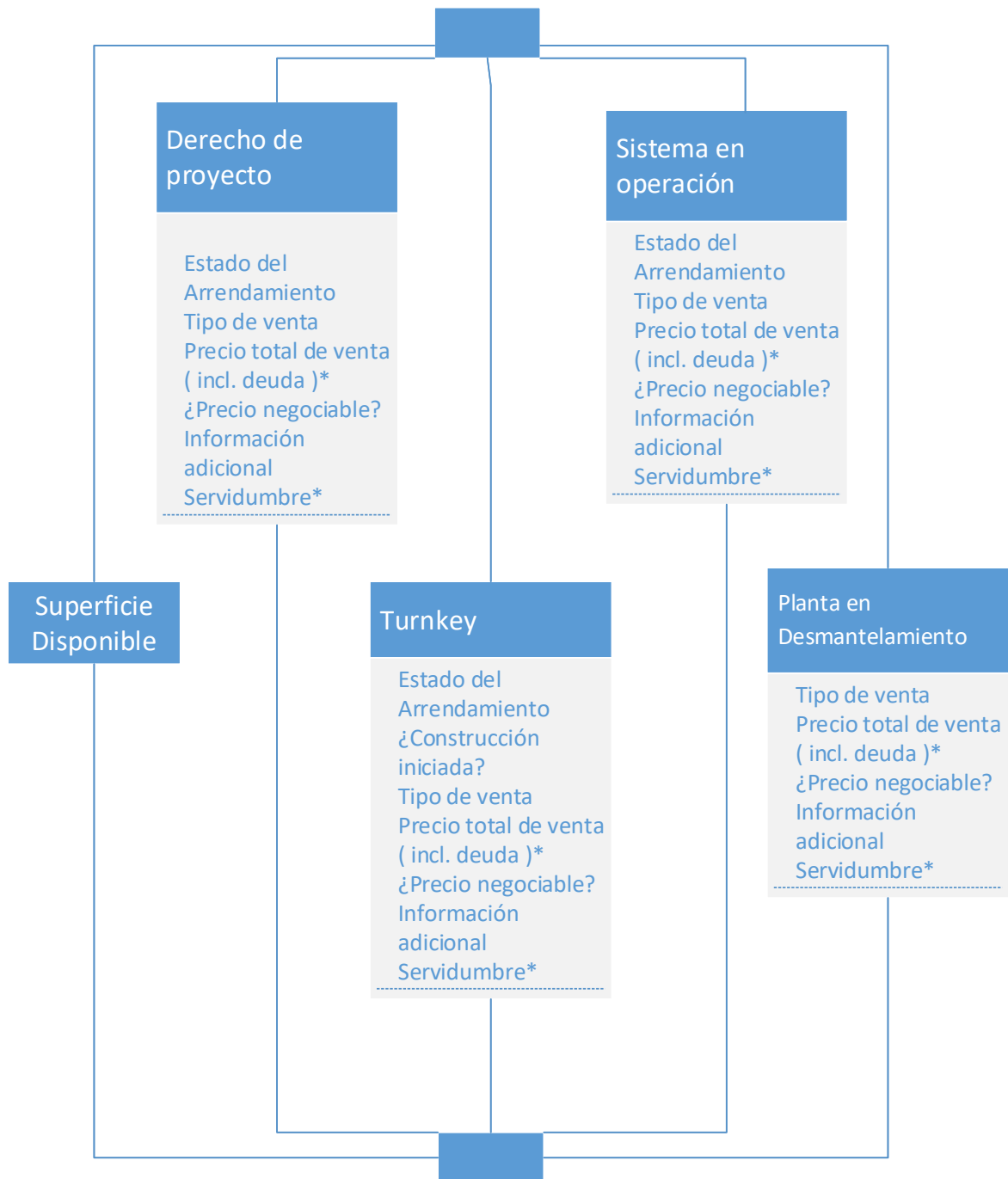
**Datos retributivos:**

- Datos sobre retribución: Real Decreto, Forma de retribución, Plazo límite para aprobación de la retribución, Retribución por generación de energía asegurada hasta fecha, Punto de conexión, Derechos de paso, Descripción de las posibilidades de conexión y longitud del cableado, Costes de conexión a red
- Costes operativos: Costes de mantenimiento anuales, Seguro, Otros costes.
- Impuestos y Condiciones de Crédito: Impuestos, Financiación por terceros, Importe total del crédito, Tipo de crédito, Tipo de amortización, Fecha de Vencimiento, Tasa de interés, Deuda pendiente, Cálculo de amortización, Fecha de amortización, Tipo de amortización.

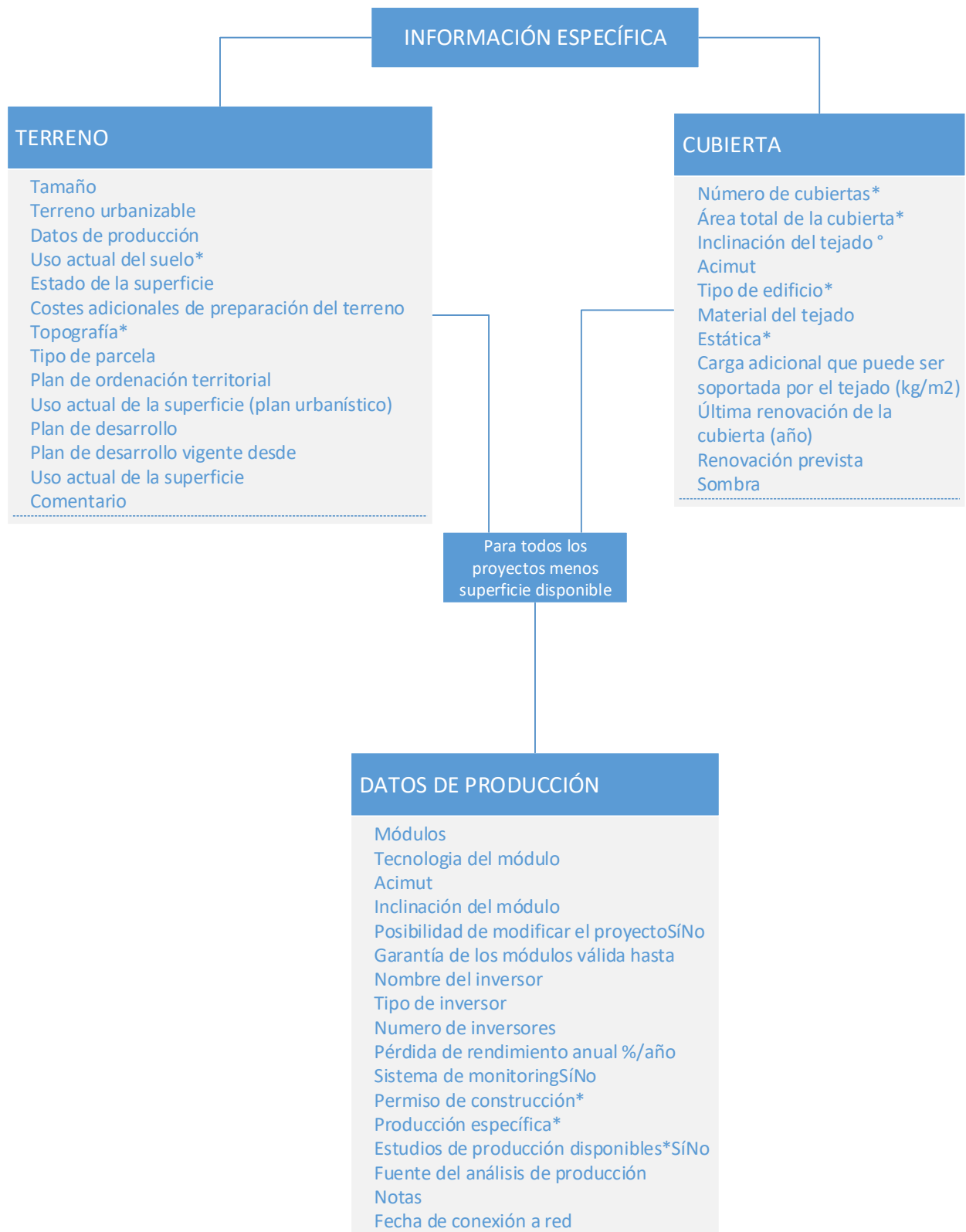
A continuación, se muestra el diagrama de flujo con el proceso a seguir para introducir una planta fotovoltaica en la plataforma.



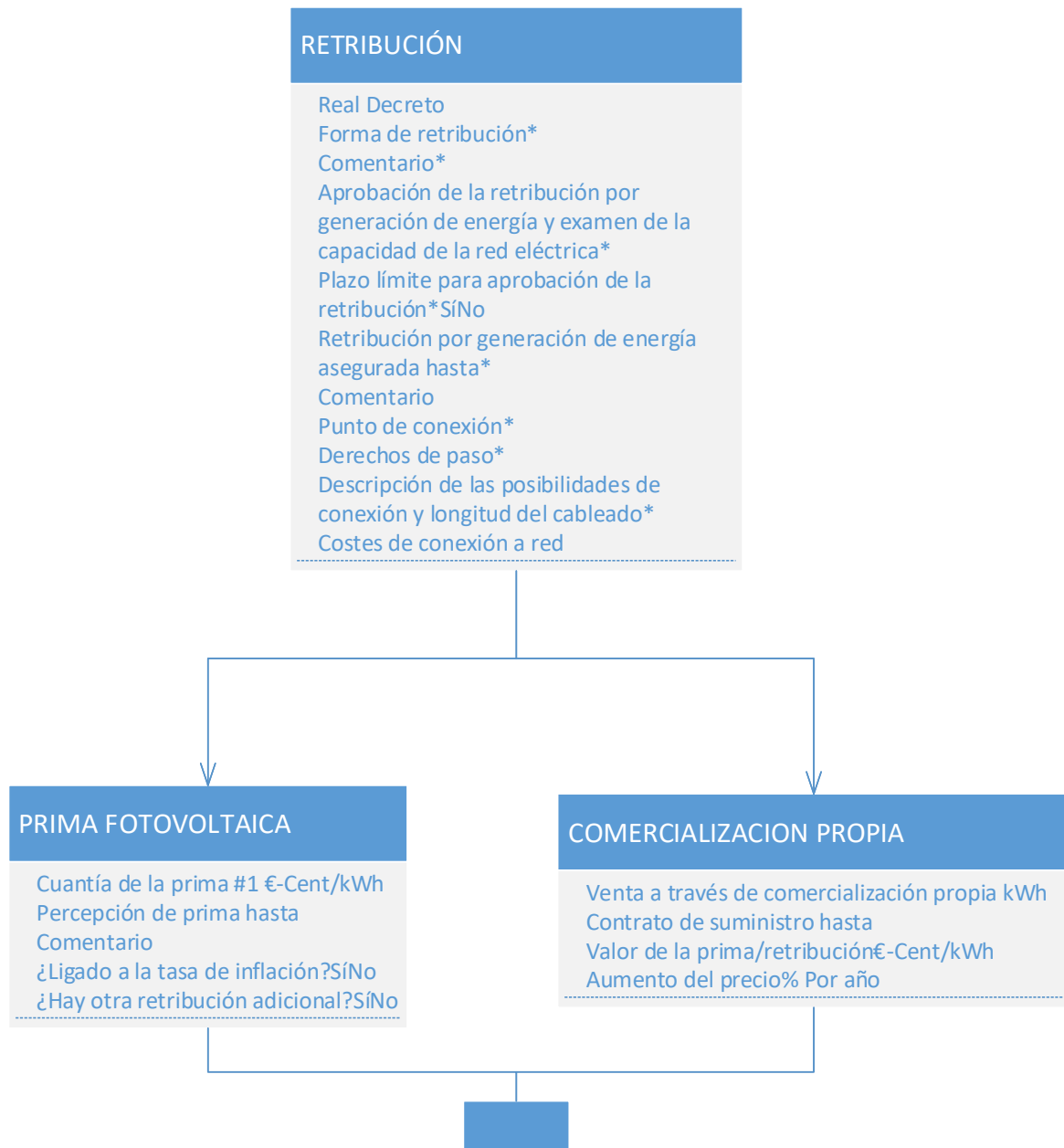
**Figura 16 Caso de Uso: introducción de planta (parte 1). Fuente: Elaboración propia.**



**Figura 17 Caso de Uso: introducción de planta (parte 2). Fuente: Elaboración propia.**

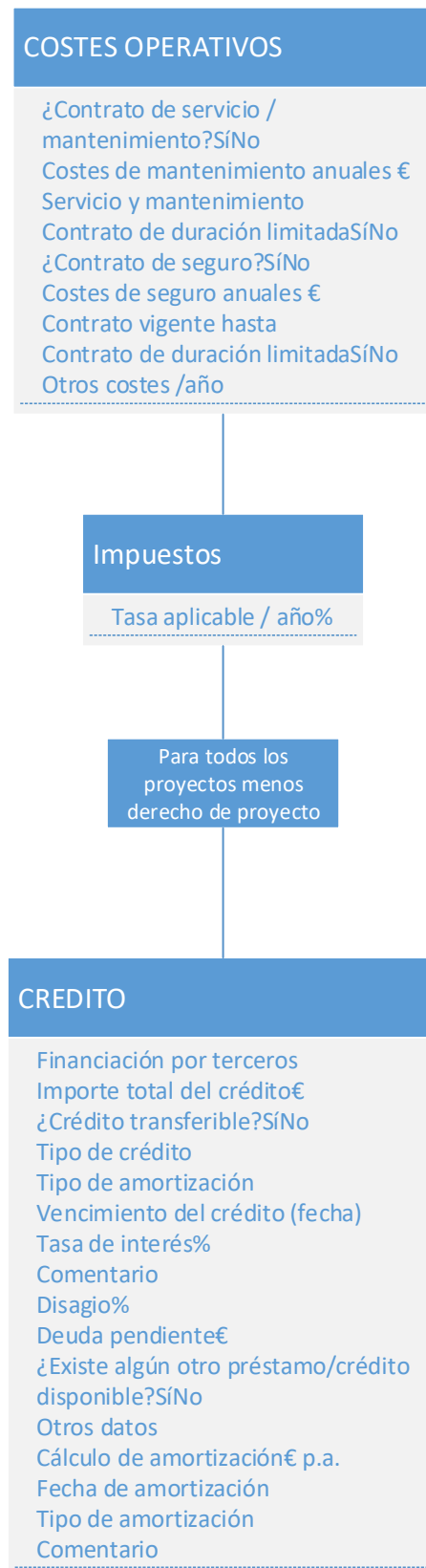


**Figura 18 Caso de Uso: introducción de planta (parte 3). Fuente: Elaboración propia.**



**Figura 19 Caso de Uso: introducción de planta (parte 4). Fuente: Elaboración propia.**





**Figura 20 Caso de Uso: introducción de planta (parte 4). Fuente: Elaboración propia.**

### 5.4.3 Caso de Uso de la plataforma

Como en el caso de las plataformas que operan en otros países (Alemania, Polonia, Reino Unido, etc.), el acceso se hace por la web, donde los usuarios se deben registrar como alguno de los agentes antes señalados (propietarios, inversores u optimizadores) completando sus perfiles antes de hacer uso de la plataforma.

El primer paso lo debe hacer el propietario de la planta, que hace una descripción completa de la propiedad que está interesado en vender/optimizar, incluyendo aspectos geográficos, técnicos, financieros y regulativos. Esta información debe ser suficiente para el análisis (pre Due Diligence) de la planta. Puede que el propietario no disponga de todos los datos solicitados, con lo que se debe distinguir entre datos obligatorios y opcionales a la hora de incluirlos.

Un equipo de la plataforma comprobará la coherencia y veracidad de la información, conservando en todo momento el anonimato del vendedor. El vendedor podrá incluir un precio indicativo, fijo, o “aceptar ofertas”. Para evitar que pueda ser identificado mediante las coordenadas, se cambiarán por otras semejantes, que estando en la misma provincia, se encuentren a unos niveles de irradiación del mismo orden, sistema que emplean otros modelos de negocio. Una vez comprobada por el equipo de la plataforma, la oferta de planta pasaría a estado “visible”, donde puede ser analizado por el resto de los agentes del mercado.

Partiendo de la información contenida en la oferta pública de la planta, los optimizadores pueden realizar propuestas de valor (ingeniería previa), tantas como combinaciones de medidas puedan proponer. Una vez que la propuesta ha sido realizada, el optimizador puede solicitar al equipo de la plataforma la información detallada sobre la planta, aportando las suficientes garantías y firmando los documentos de confidencialidad (Non Discloser Agreement) y previo pago de una cantidad a modo de señal. Este acuerdo es firmado tanto por la plataforma como por el dueño de la planta, evitando que las medidas de optimización propuestas sean implementadas por otras empresas de ingeniería que sacaran ventaja del trabajo de optimización propuesto. Este proceso puede ser iniciado tanto por el propietario como por el futuro inversor, solicitando a las empresas de optimización una propuesta de medidas con respecto a una oferta concreta.

Una vez realizada la oferta de optimización, el propietario puede optar por la adquisición de la misma, alcanzando un acuerdo económico con el optimizador y terminando el proceso. En caso de que el propietario rechace la optimización por el precio acordado, la agregación del precio de la planta, más las inversiones y gastos propuestos por el optimizador, generarían una nueva unidad de oferta, que se añadiría a la plataforma, existiendo dos ofertas diferentes: la original y otra con el proceso de optimización incluido.

Los inversores pueden realizar búsquedas usando diferentes criterios entre los proyectos incluidos en la plataforma, valorar todas las alternativas existentes, pudiendo solicitar un encuentro formal y una visita física a la planta, hacer una oferta o solicitar un proceso optimizador. En este caso, la plataforma actuaría como mediador de la operación, reuniendo a las partes (propietario e inversor, o propietario, optimizador e inversor) y firmando documentos de confidencialidad (Non Discloser Agreement) y un compromiso de no gestionar la compra de esta planta fuera del acuerdo. Tanto sí la compra por parte del inversor, como la medida de optimización es aceptada, la plataforma actúa como intermediario llevándose una comisión de intermediación correspondiente a un porcentaje del monto total de la operación a pagar en el momento de la firma del contrato.

## 5.5 Diseño

### 5.5.1 Comparativa y Selección del gestor de contenidos (CMS)

Un gestor de contenidos o CMS (por sus siglas en inglés Content Management System) es un programa informático que permite crear una estructura de soporte (framework) para la creación y administración de contenidos, principalmente en páginas web, por parte de los administradores, editores, y usuarios.

Cuenta con una interfaz que controla una o varias bases de datos donde se aloja el contenido del sitio web. El diseño y el contenido se administra de manera independiente, permitiendo al desarrollador o administrador cambiar el diseño y la estética de la web sin tener que reintroducir el contenido. Por otro lado, permite la gestión, publicación y edición simultánea por parte de varios administradores y editores.

#### 5.5.1.1 WordPress

WordPress es uno de los sistemas de gestión de contenidos (CMS) de código abierto que más se conoce en Internet, con activas comunidades globales de usuarios, programadores y asistencia.

WordPress fue publicado en 2003 por Matt Mullenweg y actualmente cuenta con más de 140 millones de descargas. Aproximadamente el 20% de los sitios web en Internet usa WordPress (lo que significa más de 60 millones de sitios). Algunos de los principales usuarios de Wordpress son Forbes o la web de la CNN.

Posee más de 2.000 temas y 27.000 plugins gratuitos, actualizándose cada 42 días de media. El nivel de conocimientos necesario es bajo y puede instalarse en 5 minutos. Ha sido desarrollado en el lenguaje PHP para entornos que ejecuten MySQL y Apache, bajo licencia GPL y es software libre.

WordPress se diferencia de otros gestores de contenido generados por el usuario como Drupal o Joomla! en la amplia variedad de opciones de alojamiento, extensiones funcionales (plugins), diseños y elementos estéticos (temas). WordPress ha pasado de ser sólo una herramienta para el funcionamiento de un blog a una poderosa herramienta para la creación de blogs, sitios web, y todo tipo de herramientas basadas en Internet.

WordPress, al ser un sistema de gestión de contenidos o CMS, hace que el contenido de un sitio web y los ajustes se almacene en una base de datos y el código de la apariencia del sitio se almacene por separado como archivos individuales en el servidor.

Principales ventajas:

- Usable y de fácil implementación.
- Fácil de adaptar a los proyectos web más repetitivos como blogs o portafolios.
- Multitud de Themes (plantillas), tanto gratuitas como de pago.
- Administrador muy amigable para el usuario.
- Gran comunidad de Soporte.
- Infinidad de plugins por lo que se puede expandir el sitio a desarrollar sin tener grandes conocimientos de programación.
- Curva de aprendizaje fácil en comparación con otros CMS.

Principales desventajas:

- Se requiere un hosting algo más potente que uno básico para implementarlo, ya que hace un uso extensivo de PHP.

- Se debe ser ordenado con los plugins, puesto que como están desarrollados por diferentes programadores pueden existir filtros de seguridad.
- Para cambiar la estructura y forma en que se muestra tu sitio web es necesario algún conocimiento de HTML y PHP, esto en el caso que no nos encaje la plantilla que hayamos escogido.
- Si se desean implementar filtros para spam, como no lo hace de forma automática, es responsabilidad del desarrollador.
- El nivel de programación es mucho más bajo que el de otros CMS como Drupal.
- Debido a su popularidad, el sitio puede ser objetivo de ataques, bien de “bots” o de hackers.

### 5.5.1.2 Drupal

Drupal es una plataforma de código abierto para la construcción de sitios web robustos y flexibles. Drupal es un CMS que permite al usuario actualizar sus páginas web sin necesidad de conocimientos técnicos y garantiza que se ajuste al flujo de trabajo de su organización. Es un CMS libre, modular, multipropósito y muy configurable

Drupal fue publicado en 2001 por Dries Buytaert, posee más de 15 millones de descargas algunos de sus principales clientes son Linux, Warner Bros o la página de la Casa Blanca.

Tiene más de 1.800 temas y 24.000 plugins gratuitos. La instalación dura unos 10 minutos y el potencial de desarrollo es muy superior al de sus competidores como WordPress y Joomla. A su vez, la curva de aprendizaje es superior, requiriendo ciertos conocimientos de programación para ser usado de forma eficiente. Se actualiza cada 51 días de media.

Es un programa libre, escrito en PHP, combinable con MySQL, desarrollado y mantenido por una activa comunidad de usuarios. Destaca por la calidad de su código y de las páginas generadas, el respeto de los estándares de la web, y un énfasis especial en la usabilidad y consistencia de todo el sistema.

Principales ventajas:

- Mejor optimización del uso de PHP, es capaz de soportar una mayor cantidad de visitas que WordPress.
- Alta personalización de los módulos para cada plantilla.
- Gran comunidad de desarrolladores.
- Está orientado a comunidades, por lo que si el proyecto está enfocado en esa línea (usuarios, permisos, registros, etc.) es una herramienta muy potente.
- Plugins para ampliar la funcionalidad, pero en menor cantidad que WordPress.
- A pesar de la complejidad del código, resulta limpio y claro, lo que permite mejores desarrollos.
- Posee una alta seguridad, no obstante, depende del administrador que el sitio siga siendo seguro a lo largo del tiempo.
- Una gran ventaja con respecto a sus competidores, es que, aunque su base de datos por defecto sea MySQL, como en Joomla y WordPress, debido a la aplicación de patrones de diseño en la implementación de su núcleo, permite cambiar fácilmente de sistema gestor de bases de datos. Tendríamos a disposición otras opciones como SQL S, PostgreSQL, SQLite u Oracle.

Principales desventajas:

- Una de las desventajas más importantes es su alta curva de aprendizaje, tanto desde el punto de vista de un usuario, como para un desarrollador.

- Interfaz menos amigable que en otros CMS, ya que posee muchos niveles interiores (submenús o subcategorías) en el panel de control lo que tiende a la confusión.
- Algunos servicios de hosting no soportan todas las características que posee Drupal, por lo tanto, dependiendo del proyecto puede que haya que buscar uno especializado, y por lo tanto más caro.
- A nivel empresarial, cabría matizar que los desarrolladores son más caros, ya que hay menos que para otros CMS.

### 5.5.1.3 Joomla!

Joomla! es uno de los más poderosos sistemas de gestión de contenidos (CMS) de código abierto. Está diseñado para la creación de sitios web en varios idiomas altamente interactivas en poco tiempo como las comunidades *online*, los medios de comunicación, portales, blogs y aplicaciones de comercio electrónico. Permite desarrollar sitios web dinámicos e interactivos. Permite crear, modificar o eliminar contenido de un sitio web de manera sencilla a través de un "panel de administración". Es un software de código abierto, programado o desarrollado en PHP y liberado

Joomla fue lanzado en 2005 escindiéndose de Mambo y su nombre es una pronunciación fonética jumla para anglófonos de la palabra en idioma suajili (swahili), que significa "todos juntos" o "como un todo". Tiene más de 30 millones de descargas y algunos de sus clientes principales son la Universidad de Harvard o The Hill. Tiene más de 900 temas y 7.000 plugins gratuito. La instalación dura unos 10 minutos, se actualiza cada 36 días de media y requiere un nivel medio de habilidad para sacarle partido.

Principales ventajas:

- El aprendizaje es un poco más rápido que Drupal, pero más lento que WordPress.
- Diversidad de plugins (módulos) para instalar, pero menos que WordPress.
- Gran comunidad de desarrolladores.
- Mucho tiempo en el mercado.
- Gran diversidad de opciones en cuanto a posiciones de menús y widgets.

Principales desventajas:

- Si se desea implementar un blog, es mucho menos eficiente que Drupal y esa diferencia se hace más notoria si se le compara con WordPress.
- La implementación de SEO, no es tan eficiente como en los otros dos CMS.
- El código es complicado de editar y además poco ordenado.
- La curva de aprendizaje es más alta que WordPress.
- Existen fallos de seguridad conocidos, pero depende del administrador subsanarlos.

### 5.5.2 Selección de CMS

Observando las características del proyecto a desarrollar nos decantaríamos en un primer momento por el uso de WordPress como el gestor de contenidos seleccionado. Las principales razones son:

- Mayor comunidad y número de temas y plugins
- La curva de aprendizaje y simplicidad evita aumentar la complejidad y costes del proyecto
- Las expectativas de usuarios son limitadas al resultar un producto muy específico

## 5.6 Modelo de negocio – Lean Model Canvas

Canvas Business Model, diseñado por Alex Osterwalder, es la herramienta por excelencia para trabajar sobre modelos de negocio enfocados a empresas consolidadas, pero no termina de ser del todo útil para la definición de empresas digitales de nueva creación o startups. En base a esta problemática nace Lean Canvas. Lean Canvas es una herramienta rápida y eficaz para crear y comunicar modelos de negocio para startups. Su creador, Ash Maurya, en su libro *Running Lean: Iterate from Plan A to a Plan That Works* propone un método híbrido basado en Canvas Business Model y la metodología Lean orientada a startups (o Lean Startup), desarrollada por Eric Ries, “El método Lean Startup” de la adaptación surge una herramienta específica para que las startups puedan diseñar modelos de negocio de la forma más eficaz.

La diferencia fundamental entre Canvas y Lean Canvas es que en el primero se divide en dos partes (entorno y empresa) pero en el caso del Lean Canvas se desarrolla una visión más práctica en busca de un modelo de negocio viable, se conserva la parte del entorno en la derecha, pero en la parte izquierda se enfoca en la reflexión sobre tus productos o servicios. El cambio principal no se refiere a los bloques sino al enfoque en los productos o servicios, una unidad de trabajo más real y adaptada a una startup.

La motivación de este cambio surge de las condiciones de extrema incertidumbre y cambios rápidos que se dan en la creación de una startup en el entorno actual. Modifica 4 apartados de modelo original (Recursos clave, Actividades clave, Asociaciones clave y Relaciones con Clientes) por apartados más cercanos la práctica de una empresa recién creada y a la metodología lean.

El modelo desarrolla los siguientes apartados:

- **Problema:**

Se identifican los principales problemas sobre los que va a realizar el modelo y se evalúan las actuales soluciones alternativas que son usadas para resolverlos

- **Segmento de clientes:**

Se debe identificar y conocer los segmentos de clientes sobre los que trabajar haciendo especial hincapié en averiguar quienes serían los early adopters o usuarios visionarios con los que comenzar a trabajar. Aquellos que tienen el problema propuesto anteriormente y se encuentran en búsqueda activa de soluciones al mismo, estando dispuestos a pagar por ellas. Esto es de vital importancia, ya que dirigirse al mercado de masas con usuarios maduros suele ser una mala idea para una startup.

- **Propuesta de valor:**

Planteamiento claro, sencillo y en un frase (usualmente llamada pitch) sobre lo que se ofrece al segmento de clientes seleccionado, centrándose en beneficios por encima de las funcionalidades. Debe responder a la pregunta: ¿Por qué el cliente debe prestar atención al producto o servicio?

- **Solución:**

Una vez conocidos y priorizados los problemas a los que se enfrentan los clientes, se establecen las 3 características más importantes del producto o servicio modelado que ayudan a resolverlo, evitando perderse en funcionalidades no principales.

- **Canales:**

Se plantea mediante que medios se va a llegar a los clientes, no solo centrándose en la fase de venta si no en la experiencia general del cliente.

- **Flujos de ingresos:**

Se define cómo va a monetizarse el proyecto. Junto con la estructura de costes forman la rentabilidad del modelo de negocio. Además de los canales de ingresos, incluye el margen, valor del cliente, modelo de recurrencia, etc.

- **Estructura de costes:**

El reverso de los ingresos, en la estructura de costes se recogen todos aquellos elementos susceptibles de necesitar un aporte económico y que en la práctica indican el gasto aproximado que tendremos mensualmente. En el inicio deben ser lo mas contenidos posible.

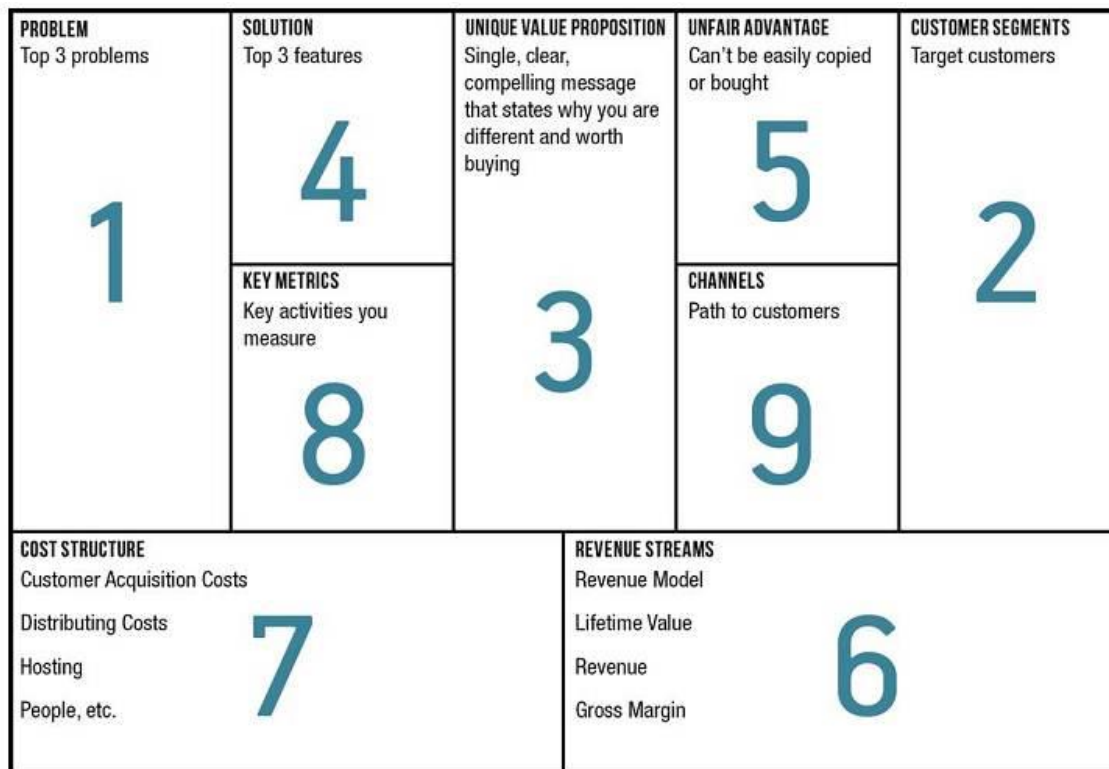
- **Métricas clave:**

Las métricas son la base sobre la que tomar decisiones en una startup y se definen como aquellos datos que deben medirse para controlar el correcto desarrollo del negocio. Algunos de los más importantes son la adquisición, retención, activación, coste de adquisición, conversiones...

- **Ventaja diferencial:**

Inicialmente difícil de definir en el modelo, es una característica difícil de ser copiada o comprada. Algunos ejemplos son información privilegiada, un equipo sobresaliente, el aval de un experto o una comunidad desarrollada.

El modelo se desarrolla a continuación aplicándose al caso estudiado.



Lean Canvas is adapted from The Business Model Canvas (<http://www.businessmodelgeneration.com>) and is licensed under the Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 Un-ported License.

*Figura 21 Lean Canvas Model. Fuente: (Maurya, 2012)*

### 5.6.1 Problema

Los 3 principales problemas detectados. Tal como se ha desarrollado anteriormente se puede definir el problema en:

- Existe un mercado secundario de plantas, donde se identifican unos propietarios deseosos de

vender al ver sus inversiones seriamente reducidas o incluso encontrando dificultades de pago; y unos posibles inversores que buscan invertir en el sector adquiriendo dichas plantas en situaciones de financiación complejas.

- No existen plataformas que consigan canalizar esa oferta y demanda de forma transparente, debiendo realizarse operaciones en mercados opacos y poco eficientes.
- La evolución de la tecnología y el estado del arte del sector aportan mucha más importancia en los procesos de inversión a los optimizadores.

#### 5.6.1.1 Alternativas actuales

Tal y como se desarrolla en el punto 3.1, existen algunas plataformas internacionales que no consiguen canalizar el mercado real en el caso de España, llegando a usarse medios no especializados (ej. Milanuncios) para vender un producto tecnológico complejo.

A su vez, deben existir traders independientes y operaciones no transparentes, dada la ausencia de canales para absorber la oferta.

#### 5.6.2 Segmento de clientes

Cientes objetivo.

- Por un lado, los actuales propietarios de plantas fotovoltaicas, agrupados en pequeños y medianos propietarios y fondos de inversión y bancos por otro lado.
- Los nuevos inversores que buscan obtener rentabilidades positivas adquiriendo una planta fotovoltaica, divididos en fondos de inversión y propietarios individuales
- Los optimizadores, conformados por empresas de ingeniería, consultoras, etc. que proponen medidas de optimización tecnológicas o financieras tanto a los actuales propietarios como a los nuevos inversores con intención de compra.

##### 5.6.2.1 Early Adopters

Definiríamos nuestro early adopter como los propietarios que, viéndose en situación de vender su planta fotovoltaica, no encuentran en las plataformas actuales un canal adecuado para culminar su venta.

#### 5.6.3 Propuesta de valor

Un mensaje claro y conciso que define por qué somos diferentes y por qué deben prestarnos atención.

- Un mercado común y transparente para el mercado secundario fotovoltaico español

#### 5.6.4 Solución

Las 3 principales características.

- Una plataforma digital de uso gratuito que permite aunar a propietarios, inversores y optimizadores en un mercado común, canalizando de forma transparente la compraventa de plantas fotovoltaicas en España



- Los datos de las plantas introducidas son auditados por consultores externos, asegurando la fiabilidad de los mismos.
- Los procesos de venta y optimización utilizan un sistema de pujas comparativas, permitiendo al inversor tomar una decisión formada

### 5.6.5 Canales

Cómo llegas a los clientes.

- La plataforma tiene como base una web desde donde los usuarios podrán acceder a una información parcial de las plantas y los servicios de optimización.
- Se plantea una estrategia de marketing multicanal (inbound and outbound marketing) mediante SEO y SEM.
- Al ser un producto tecnológico complejo, la participación en congresos y ferias y los contactos a puerta fría por email, teléfono y LinkedIn cobran mayor importancia.
- A su vez, se plantea una estrategia de contenidos focalizada en el blog de la web y promocionada por redes sociales como medio para obtener relevancia y alcanzar a un mayor grupo de clientes.
- Por último, la publicidad en publicaciones del sector tanto físicas como digitales y las alianzas estratégicas con prescriptores constituyen otro canal de captación.

### 5.6.6 Flujos de Ingresos

Modelo de Ingresos. Generación de valor. Margen de beneficios.

- Comisión de servicios

La fuente principal de ingresos es la comisión de intermediación estableciéndose un porcentaje de la transacción como fee de intermediación (típicamente un 3 %) a una o ambas partes del proceso cuando se formaliza la venta de una planta.

A su vez, existe una tasa a pagar cuando un inversor solicita los datos completos de una planta en la que desee invertir o un optimizador realice una oferta de optimización.

Cabe destacar que el precio medio para una planta de 100 kW, considerándose este tipo el más susceptible de comercializarse en los mercados, ronda los 400.000€ y que, tal como se ha estudiado, la pool de clientes ronda las 20.000 plantas.

- Premium

La plataforma cuenta con un servicio de posicionamiento premium para propietarios y optimizadores, que permite posicionar su anuncio u oferta en mejor posición dentro de la plataforma, previo pago de una cuota.

- Anuncios

La plataforma y su blog disponen de espacio donde incluir publicidad relacionada.

- Servicios anexos

Desde la plataforma se pueden ofertar ciertos servicios profesionales tales como consultoría energética o análisis financiero, ya sea como complemento a la inclusión de la plataforma, sea como servicio externo.

### 5.6.7 Estructura de Costes

Costes de adquisición de clientes, distribución, hosting, sueldos y salarios, etc.

Podemos diferenciar 3 grupos de costes principales para la creación de la plataforma

#### 5.6.7.1 Costes de Desarrollo

Encontramos dentro de los costes de desarrollo:

- Gastos de constitución, de notario y jurídicos.
- Gastos de acondicionamiento del local de oficinas, mobiliario y equipos informáticos.
- El desarrollo de la plataforma web.
- Asesoría y confección del plan de empresa.
- Otros gastos comerciales incurridos antes de la constitución de la empresa.

#### 5.6.7.2 Costes de Operación

- Mantenimiento de los equipos informáticos, el servidor, dominio, etc.
- Sueldos y salarios del equipo, en el que encontramos:
  - Un experto en sistemas y tecnologías de la información, encargado del desarrollo y el mantenimiento de la plataforma y sus pasarelas de pago.
  - Un ingeniero industrial con especialidad en energías renovables encargado de la revisión de las plantas introducidas y la atención al cliente.
  - Una persona con formación en los aspectos legales, administrativos y de marketing para gestionar la creación, el lanzamiento y la promoción de la plataforma.

#### 5.6.7.3 Costes de Promoción

- Establecimiento de la imagen corporativa en diferentes medios (físico, web, emails, etc.).  
Diseño de la publicidad.
- Campaña de Lanzamiento: posicionamiento SEO y SEM, campaña de email marketing, redes sociales, contactos directos y puerta fría.
- Costes de Publicidad en revistas especializadas, publicidad en redes sociales y prescriptores físicos y digitales.

### 5.6.8 Métricas clave

Actividades clave susceptibles de ser medidas.

En un primer momento, la métrica más importante sería el número de plantas introducidas en la plataforma, así como los inversores y optimizadores registrados.

A medio plazo, la actividad clave pasaría a ser el ratio de conversión (definiéndose como el número de operaciones de compraventa realizados con éxito dividido entre el número de usuarios totales) así como el número de operaciones y ofertas realizadas (tanto por parte de inversores como de optimizadores, aceptadas o no).

### **5.6.9 Ventaja diferencial**

Ventaja difícil de ser copiada o comprada.

En este caso, aparte del conocimiento y el inmovilizado intangible, la ventaja diferencial serían los contactos estratégicos con grandes cuentas y fondos de inversión, tanto a nivel de propietario como de inversor.

A continuación, se incluye la figura con el modelo desarrollado.

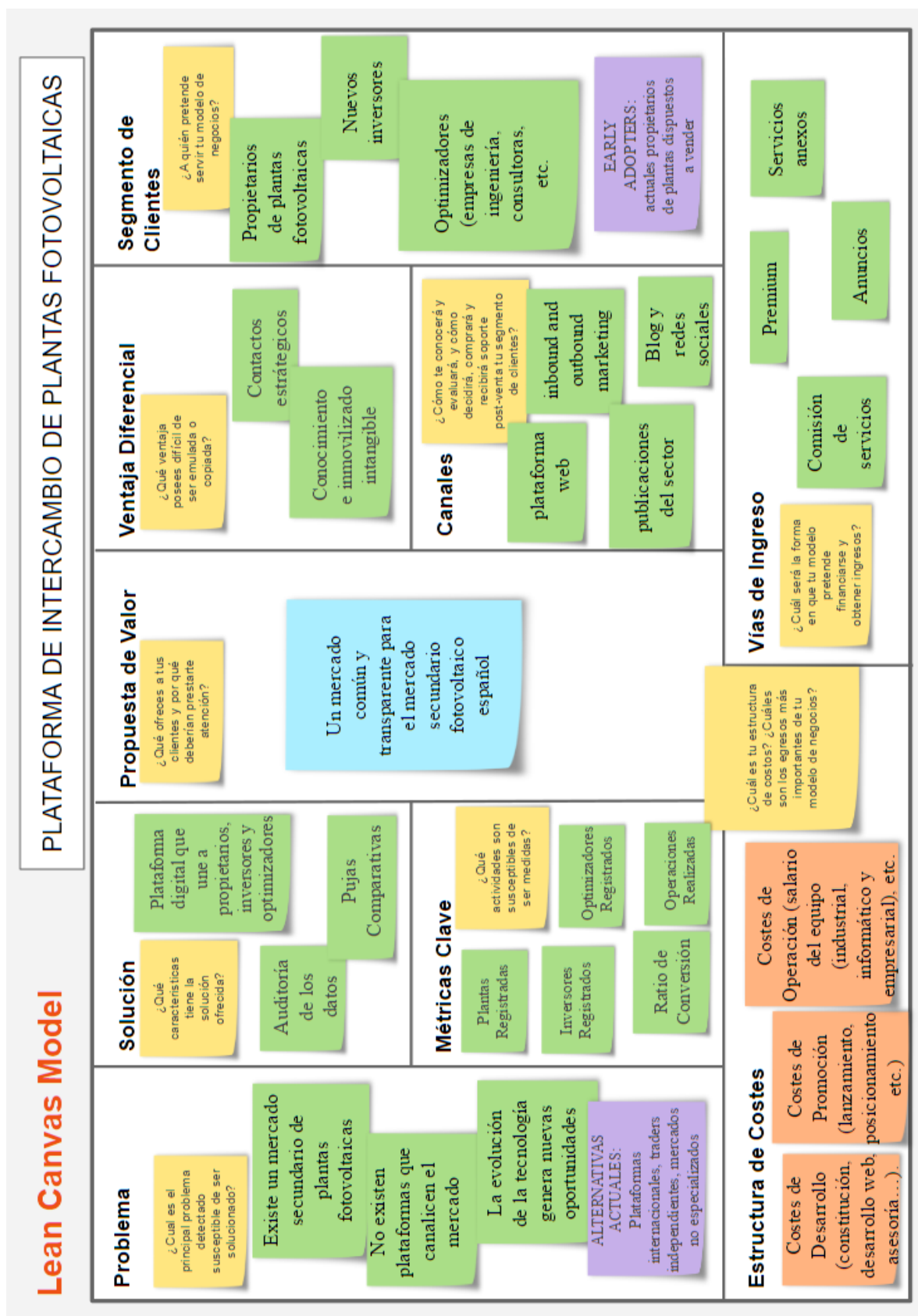


Figura 22 Lean Canvas Model desarrollado. Fuente: Elaboración propia.

## 5.7 Análisis DAFO

Finalmente se detalla en el análisis DAFO las oportunidades, amenazas, puntos fuertes y puntos débiles que presenta este modelo de negocio.

### 5.7.1 Oportunidades

- Existencia de un mercado no canalizado por las herramientas actuales. Tal y como se ha desarrollado en el artículo, se estima que unas 20.000 plantas se encuentran en situación de entrar al mercado secundario y que las plataformas actuales no consiguen canalizar dicha oferta, llegando a usarse medios no especializados para la venta de productos tecnológicos complejos y traders individuales.
- Mejora de la situación económica. Desde 2008 España ha experimentado una de las mayores crisis de su historia. La economía ha entrado en recesión, y muchos establecimientos han tenido que cerrar sus puertas por el deterioro del consumo padecido. La situación actual ha sufrido una clara mejoría, devolviendo la confianza a los inversores que buscan en el sector fotovoltaico rentabilidades mayores y más seguras que en los mercados financieros. A su vez, el acceso al crédito y la financiación hacen posible que nuevos inversores se unan al mercado. Se espera que la tendencia en la recuperación de la confianza en los mercados y que la reactivación el consumo continúe durante los años venideros.

### 5.7.2 Amenazas

- Competidores internacionales. Al basarse en una plataforma digital, empresas establecidas como Milk the Sun o nuevos jugadores pueden poner sus ojos en el mercado español, acaparando un margen de mercado mayor que el que actualmente poseen.
- Nuevos cambios en la legislación. La situación que ha dado pie al surgimiento de este mercado secundario de plantas ha sido posibilitada por los continuos cambios legislativos que han reducido las expectativas de ingresos de los actuales propietarios. A pesar de los decretos establecidos en 2014, no existe certeza de que futuros cambios legislativos afecten de manera drástica a este sector, tanto negativa como positivamente.

### 5.7.3 Puntos fuertes

- Mejora de la tecnología. Tal y como se ha tratado someramente en el punto 4 de este proyecto, la curva de aprendizaje de la tecnología fotovoltaica ha hecho posible la reducción de los costes y la mejora de eficiencia en los último 10 años de manera notable. Esto, unido al desarrollo de sistemas de tracking y mantenimiento hace posible que, con una inversión moderada, se puedan mejorar los resultados de plantas en crisis, atrayendo a grandes grupos de inversión.
- Bajo riesgo por inversión reducida. El planteamiento del negocio está orientado a reducir en medida de lo posible los costes de inversión, focalizándolos en el ámbito de publicidad y marketing. Esto ha sido posible gracias a la ausencia de un producto físico, que anula la necesidad de almacenaje y reduce los costes de espacio físico; los bajos costes de desarrollo donde solo depende de la creación de una plataforma con tecnología suficientemente madura y el modelo de intermediación que reduce los costes de operación

### 5.7.4 Puntos débiles

- Difícil previsión del crecimiento. En un mercado secundario en constante cambio y sin mucha información accesible resulta difícil prever cómo evolucionará una empresa, especialmente durante los

primeros años de creación.

- Ingresos por comisión. Al depender los ingresos de las operaciones exitosas realizadas a través de la plataforma, los ingresos no serán recurrentes hasta conseguir un margen de mercado suficiente, tanto de propietarios como de inversores y el coste de captación de clientes será elevado, considerando el tipo de producto que se comercializa en la plataforma.

**Tabla 15 Análisis DAFO. Fuente: Elaboración propia.**

	Aspectos Positivos	Aspectos Negativos
Origen Interno	<b>FORTALEZAS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mejora de la tecnología</li> <li>• Bajo riesgo por inversión reducida</li> </ul>	<b>DEBILIDADES</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Difícil previsión del crecimiento</li> <li>• Ingresos por comisión</li> </ul>
Origen Externo	<b>OPORTUNIDADES</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Existencia de un mercado no canalizado</li> <li>• Mejora de la situación económica</li> </ul>	<b>AMENAZAS</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Competidores internacionales</li> <li>• Nuevos cambios en la legislación</li> </ul>

## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

Este Proyecto ha descrito la evolución del sector fotovoltaico en España, donde existió un boom entre 2007 y 2008 gracias a las excepcionales condiciones de remuneración; más del 70% de las instalaciones fotovoltaicas existentes en España fueron instaladas en ese periodo. El desmedido aumento del número de instalaciones que sobrepasaron todas las expectativas del legislador, provocó un incremento desproporcionado del volumen de primas asociado a la fotovoltaica y, consecuentemente, desestabilizó el sector eléctrico. Esta situación forzó al legislador a regular la situación mediante la entrada en vigor de hasta diez cambios legislativos, algunos de ellos con carácter retroactivo; cambios que modificaron y disminuyeron las expectativas de ingresos de las instalaciones. Se han presentado al detalle los diferentes cambios legislativos, haciendo hincapié en las medidas que afectaron en mayor medida a los propietarios de plantas fotovoltaicas.

El análisis realizado para las plantas más comunes afectadas por estos cambios legislativos, aquellas con 100 kW de potencia instalada y acogidas a los decretos RD 661/07 y RD 1578/08, para todas las tecnologías disponibles, muestra una importante reducción de ingresos en las mismas.

Este decremento de los beneficios unido a una estructura técnica y organizativa pobre debida a la velocidad de la instalación ha causado serios problemas de continuidad para las compañías y propietarios de las plantas afectadas. Debido a este hecho, han aparecido numerosas operaciones de compra venta en el mercado, así como procesos y medidas de optimización e intervenciones de los bancos en aquellos casos en los que los propietarios no podían hacer frente a las obligaciones financieras adquiridas. Por otro lado, los bajos ratios de interés y la claridad de la nueva regulación ha incrementado la demanda potencial de las plantas fotovoltaicas como producto financiero complejo entre los inversores que han puesto miras en la participación en el sector fotovoltaico español con diferentes expectativas de beneficios.

El estudio del estado del arte a nivel del sector fotovoltaico muestra un notable decremento del precio de los principales activos relacionados con estas instalaciones (paneles solares, inversores...), así como el desarrollo de nuevos sistemas de seguimiento y control que aumentan el rendimiento de las plantas, atrayendo a posibles inversores a pesar de la disminución de las primas y beneficios regulados por la legislación.

Además, a pesar de los dos arbitrios previos en referencia a los cambios en la legislación que afecta a las renovables en España, que tuvieron un fallo positivo para la misma, la última sentencia en favor de los inversores sienta un precedente y añade un grado de incertidumbre a los diferentes casos y arbitrios en progresos en relación a los intereses de los fondos internacionales de inversión. A su vez, una vez esta sentencia favorable ha sido hecha pública, la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (ANPIER) ha elevado una queja exigiendo un trato equitativo y compensaciones para los pequeños inversores en el sector fotovoltaico español.

Un análisis de la estructura del mercado y los actuales medios de intermediación ha sido realizado en este proyecto, encontrando una ausencia general de herramientas y mecanismos de internación entre la oferta y la demanda alrededor de Europa y especialmente en España, encontrando que las plataformas y mecanismo actuales solo absorben una mínima parte del mercado secundario potencial, debiendo existir operaciones no transparentes y haciéndose uso de medios no especializados.

Hay estudios que proponen mecanismos de evaluación y selección de proyectos de inversión en fotovoltaica pero no hemos encontrado ninguno que diseñe una estructura de comunicación y coordinación eficiente entre las posiciones de oferta y demanda en el sector. Este proyecto propone la creación de una plataforma de intermediación, expuestos sus modelos relacionales y de negocios. Como novedad introduce la figura del optimizador como generador adicional de ofertas.

Se ha estimado que el volumen de plantas afectadas por la reducción de ingresos esta alrededor de las 20.000 y al menos el 20% de las mismas sufren problemas de gestión. Con estos números en mente, se puede concluir que existe un mercado secundario para las plantas fotovoltaicas en España, que dicho mercado supone una oportunidad de negocio para el emprendedor y que la gestión adecuada del mercado puede generar un incremento en la eficiencia del sistema. El análisis preliminar usando el modelo Lean Canvas muestra una posibilidad de negocio real, con un segmento de clientes concreto, unas posibilidades de monetización y escalabilidad aceptables y una solución diferencia para el mercado siendo por tanto una oportunidad de negocio real y susceptible de ser transformada en una start-up.

El siguiente paso a nivel de negocio sería realizar un plan de negocio pormenorizado, desarrollando las fuentes de ingresos, márgenes, rentabilidad y perspectivas económicas generales, y estimándose la inversión inicial necesaria para el lanzamiento de la idea de negocio buscando la financiación necesaria. En el plano del diseño, el desarrollo inicial de la plataforma y herramientas relacionadas, así como los primeros testeos para depurar los procesos y flujos de información relacionados. En el ámbito de la captación de clientes, deben realizarse contactos directos con inversores, propietarios y optimizadores, así como prescriptores y expertos en la materia, de forma que se puedan desarrollar las características y funcionales más demandadas por los usuarios de manera ordenada, teniendo en mente la creación de un mínimo producto viable para el lanzamiento. A su vez, se planificaría una estrategia de lanzamiento, empezando a desarrollarse el posicionamiento e imagen de marca.

Una línea de investigación sería el estudio de las operaciones realizadas en el mercado de forma no transparente, identificando los principales actores, modus operandi y clientes objetivo, estudiándolos como competidores directos del modelo de negocio. Otra línea de investigación pasaría por realizar un seguimiento al detalle de una muestra de plantas tipo para confirmar las conclusiones y estimaciones realizadas en este proyecto con datos reales. Este paso presenta ciertas dificultades, dada la sensibilidad de los datos a manejar, que los propietarios suelen ser reacios a mostrar.

El papel del legislador debe ser la promoción de este tipo de iniciativas de creación de mercado, dado que pueden prevenir situaciones de bancarrota, mejorar la eficiencia del sistema eléctrico (con la consecuente reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y el cumplimiento de los acuerdos de penetración renovable adquiridos), atraer capital e inversión internacional y servir como una fuente de empleo. Una forma de promocionar este tipo de iniciativa sería certificar la plataforma, de forma que el legislador garantizara el buen uso de la información y los procedimientos. En todo caso, de manera privada se garantiza mediante los estándares ISO 9000 e ISO 14000.



## REFERENCIAS

- Almeida, P. M. y otros, August 2016. Improvement of PV grid-tied inverters operation under asymmetrical fault conditions. *Solar Energy*, Volumen 133, p. 363–371.
- APPA, 2014. *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*, s.l.: APPA.
- APPA, 2015. *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*, s.l.: APPA.
- Aragonés-Beltrán, P., Chaparro-González, F., Pastor-Ferrando, J. & Rodríguez-Pozo, F., 2010. An ANP-based approach for the selection of photovoltaic solar power plant investment projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Issue 14, pp. 249-264.
- Azofra, D. y otros, September 2016. Ex-post economic analysis of photovoltaic power in the Spanish grid: Alternative scenarios. *Renewable Energy*, Volumen 95, p. 98–108.
- Belhaouas, N. y otros, February 2017. PV array power output maximization under partial shading using new shifted PV array arrangements. *Applied Energy*, Volumen 187, p. 326–337.
- Bloomberg, 2016. *Private Equity Smells Money in Europe's Renewables Subsidy Cuts*. [En línea] Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2016-02-25/private-equity-smells-money-in-europe-s-renewables-subsidy-cuts> [Último acceso: December 2016].
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), s.f. *Información mensual de estadística sobre las ventas de régimen especial*. [En línea] Available at: <http://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/energ%C3%ADael%C3%A9ctrica/r%C3%A9gimenespecialyliquidaciones.aspx?p=p4&ti=Ventas%20r%C3%A9> [Último acceso: December 2016].
- de la Hoz, J. y otros, May 2016. Evaluating the 2014 retroactive regulatory framework applied to the grid connected PV systems in Spain. *Applied Energy*, Volumen 170, p. 329–344.
- de la Parra, I., Marcos, J., García, M. & Marroyo, L., April 2016. Improvement of a control strategy for PV power ramp-rate limitation using the inverters: Reduction of the associated energy losses. *Solar Energy*, Volumen 127, p. 262–268.
- del Río González, P., August 2008. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy*, 36(Issue 8), p. 2917–2929.
- del Río, P. & Mir-Artigues, P., February 2014. *A cautionary tale. Spain's solar PV investment bubble*, s.l.: International Institute for Sustainable Development.

del Río, P. & Mir-Artigues, P., October 2012. Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(Issue 8), p. 5557–5566.

Díez-Mediavilla, M. y otros, February 2012. Performance analysis of PV plants Optimization for improving profitability. *Energy Conversion and Management*, 54( Issue 1), p. 17–23.

Ecoticias, 2012. *Los 11 fondos de inversión que invirtieron en fotovoltaica en nuestro país han enviado una carta al Gobierno*. [En línea]

Available at: <http://www.ecoticias.com/energias-renovables/67920/inversion-invietieron-fotovoltaica-nuestro-pais-enviado-carta-Gobierno-integra>

[Último acceso: December 2016].

El Economista, 2012. *Los 11 fondos que ganan con la reforma tras la presión al Gobierno*. [En línea]

Available at: <http://www.eleconomista.es/interstitial/volver/ros2ago12/mercados-cotizaciones/noticias/4250330/09/12/Los-once-fondos-que-ganan-con-la-reforma-tras-la-presion-al-Gobierno.html>

[Último acceso: December 2016].

El País, 2016. *En venta la última gran fotovoltaica, vestigio de un negocio acorralado*. [En línea]

Available at: [http://economia.elpais.com/economia/2016/03/23/actualidad/1458730800\\_020453.html](http://economia.elpais.com/economia/2016/03/23/actualidad/1458730800_020453.html)

[Último acceso: December 2016].

Europe, S. P., 2015. *EU-map: Overview of solar PV support designs*. [En línea]

Available at:

[http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user\\_upload/images/Downloads/MapEurope\\_002.png](http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/images/Downloads/MapEurope_002.png)

Expansion, 2015. *BlackRock se lanza a invertir en plantas solares en España*. [En línea]

Available at: <http://www.expansion.com/empresas/2015/07/13/55a4189046163ff1298b45a5.html>

[Último acceso: December 2016].

Expansion, 2016. *Andbank y Everwood lanzan un fondo que invierte en fotovoltaicas*. [En línea]

Available at: <http://www.expansion.com/mercados/2016/02/23/56cc4961e2704e8a7b8b4669.html>

[Último acceso: December 2016].

Expansión, 2017. *España tendrá que pagar 128 millones tras perder el primer pleito del recorte de las renovables*. [En línea]

Available at:

<http://www.expansion.com/empresas/energia/2017/05/05/590c34dc268e3eec728b45ec.html>

Forbes, 2013. *No End In Sight For Spain's Escalating Solar Crisis*. [En línea]

Available at: <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2013/08/16/no-end-in-sight-for-spains-escalating-solar-crisis/#59691a78627c>

[Último acceso: December 2016].

Forbes, 2014. *Stampede Of Investors Sue Spain Over Cuts In Solar Subsidies*. [En línea]

Available at: <http://www.forbes.com/sites/williampentland/2014/02/19/stampede-of-investors-sue-spain-over-cuts-in-solar-subsidies/#77ed885a298d>

[Último acceso: December 2016].

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, s.f. *Photovoltaic Report*. [En línea]

Available at: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>

[Último acceso: December 2016].

Garijo Martínez, M. D., Honrubia-Escribano, A. & Gómez-Lázaro, E., 2017. Analysis of the Spanish PV Regulatory Changes on a Real PV Power Plant. *DYNA: Energía y Sostenibilidad*.

Guaita-Pradas, I. & Soucase, B. M., 2014. Endorse of renewable energy plants, still an alternative investment in Spain?. *SOP TRANSACTIONS ON ECONOMIC RESEARCH*, 1(2).

Haas, R. y otros, February 2011. A Historical Review of Promotion Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in EU Countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(Issue 2), p. 1003–1034.

Held, A., Haas, R. & Ragwitz, M., November 2006. On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU. *Energy & Environment*, Issue 17 (6).

IDAE, 2011. *Plan de Energías Renovables 2011-2020*, Madrid: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

International Energy Charter, 2015. *The PV Investors v. Spain*. [En línea] Available at: <http://www.energycharter.org/what-we-do/dispute-settlement/investment-dispute-settlement-cases/31-the-pv-investors-v-spain/> [Último acceso: December 2016].

Kaldellis, J., Fragos, P. & Kapsali, M., October 2011. Systematic experimental study of the pollution deposition impact on the energy yield of photovoltaic installations. *Renewable Energy*, 36(Issue 10), p. 2717–2724.

Kaldellis, J. & Fragos, P., March 2011. Ash deposition impact on the energy performance of photovoltaic generators. *Journal of Cleaner Production*, 19(Issue 4), p. 311–317.

Kalogirou, S. A., Agathokleous, R. & Panayiotou, G., March 2013. On-site PV characterization and the effect of soiling on their performance. *Energy*, Volumen 51, p. 439–446.

Kumar Yadav, A. & Chandel, S., July 2013. Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 23, p. 503–513.

La Vanguardia, 2015. *Cae en picado la producción de energía fotovoltaica en España*. [En línea] Available at: <http://www.lavanguardia.com/vangdata/20150623/54432979356/produccion-energia-fotovoltaica-espana.html> [Último acceso: December 2016].

Luo, H. y otros, October 2016. Synchronous buck converter based low-cost and high-efficiency sub-module DMPPT PV system under partial shading conditions. *Energy Conversion and Management*, Volumen 126, p. 473–487.

Maurya, A., 2012. *Running Lean: Iterate from Plan A to a Plan That Works*. 2 ed. s.l.:O'Reilly Media.

Mehler, E. y otros, November 2010. Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays. *Renewable Energy*, 35(Issue 11), p. 2468–2475.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO, December 1998. Royal Decree 2818/1998. *BOE*, Issue 312, p. 44077–44089.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO, September 1991. *National Energies Plan 1991-2000*, Madrid, Spain: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO, 2013. Real Decreto-Ley 2/2013. Issue 24, pp. 8068-8072.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO, December 2011. Royal Decree 1699/2011. *BOE*, Issue 295, p. 130033–130064.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO, June 2014. Ministerial Order IET/1045/2014. *BOE*, Issue 150, p. 46430–48190.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO, June 2014. Royal Decree 413/2014. *BOE*, Issue 140, p. 43876–43978.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO, May 2007. Royal Decree 661/2007. *BOE*, Issue 126, pp. Ministry of Industry, Tourism and Trade, Spain.; . BOE number :22846–22886..

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO, November 2010. Royal Decree 1565/2010. *BOE*, Issue 283, p. 97428–97446.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO, October 2015. Planificación Energética 2015-2020. *BOE*, Issue 254, pp. 99229- 99232.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO, September 2008. Royal Decree 1578/2008. *BOE*, Issue 234, p. 39117–39125.

Mir-Artigues, P., 2012. *Economía de la generación solar eléctrica. La regulación fotovoltaica y solar termoeléctrica en España*. Madrid: Civitas/Thomson Reuters.

Mir-Artigues, P., Cerdá, E. & del Río, P., June 2015. Analyzing the impact of cost-containment mechanisms on the profitability of solar PV plants in Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 46, p. 166–177.

Prasanth Ram, J., Sudhakar Babu, T. & Rajasekar, N., January 2017. A comprehensive review on solar PV maximum power point tracking techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 67, p. 826–847.

Pudjianto, D., Djapic, P., Dragovic, J. & G., S., September 2013. *Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation*, s.l.: Imperial College London.

PV Magazine, 2014. *Spain's new law shakes PV landscape*. [En línea] Available at: [http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spains-new-law-shakes-pv-landscape\\_100015756/](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spains-new-law-shakes-pv-landscape_100015756/) [Último acceso: December 2016].

Pyrgou, A., Kylili, A. & Fokaides, P. A., 2016. The future of the Feed-in Tariff (FiT) scheme in Europe: The case of photovoltaics. *Energy Policy*, Issue 95, p. 94–102.

Red Eléctrica de España (REE), s.f. *Power of installed photovoltaic systems*. [En línea] Available at: <http://www.ree.es/es/publicaciones/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas> [Último acceso: December 2016].

Renewables, S., 2014. *Govt, banks in Spain looks for ways to evade renewables insolvencies - report*. [En línea] Available at: <http://renewables.seenews.com/news/govt-banks-in-spain-looks-for-ways-to-evade-renewables-insolvencies-report-438120> [Último acceso: December 2016].

Ruiz-Romero, S., Colmenar-Santos, A., Gil-Ortego, R. & Molina-Bonilla, A., May 2013. Distributed generation: The definitive boost for renewable energy in Spain. *Renewable Energy*, Volumen 53, p. 354–364.

Seyedmahmoudian, M. y otros, October 2016. State of the art artificial intelligence-based MPPT techniques for mitigating partial shading effects on PV systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 64, p. 435–455.

SolarPlaza, 2014. *Overview of the European Solar O&M Landscape: O&M Providers*. [En línea] Available at: <http://www.solarassetmanagement.us/news-source/2014/12/4/overview-of-the-european-solar-om-landscape-om-providers> [Último acceso: December 2016].

SolarPlaza, 2016. *Top 15 European Transactions*. [En línea] Available at: <http://www.solarassetmanagementeu.com/top-20->

[transaction?submissionGuid=57dd3dfa-a9e7-4164-b596-a5a4990978e1](#)

[Último acceso: December 2016].

SolarPlaza, 2016. *Top 70 PV Portfolios in Europe*. [En línea]

Available at: <http://www.solarassetmanagementeu.com/new-updates-source/2016/7/20/top-70-pv-portfolios-in-europe>

[Último acceso: December 2016].

Tech, P., 2013. *NPD Solarbuzz: Spain's solar u-turn could expose €20 billion PV bubble*. [En línea]

Available at: [http://www.pv-](http://www.pv-tech.org/news/npd_solarbuzz_spains_solar_u_turn_could_expose_20_billion_pv_bubble_5647)

[tech.org/news/npd\\_solarbuzz\\_spains\\_solar\\_u\\_turn\\_could\\_expose\\_20\\_billion\\_pv\\_bubble\\_5647](http://www.pv-tech.org/news/npd_solarbuzz_spains_solar_u_turn_could_expose_20_billion_pv_bubble_5647)

[Último acceso: December 2016].

Vozpopuli, 2014. *Ikea se queda 'pillada' en su mayor proyecto fotovoltaico en España y se lo traspasa al Santander*. [En línea]

Available at: [http://www.vozpopuli.com/economia-y-finanzas/empresas/Ikea-](http://www.vozpopuli.com/economia-y-finanzas/empresas/Ikea-Energia_solar_fotovoltaica-Banesto-Santander_0_663833625.html)

[Energia\\_solar\\_fotovoltaica-Banesto-Santander\\_0\\_663833625.html](http://www.vozpopuli.com/economia-y-finanzas/empresas/Ikea-Energia_solar_fotovoltaica-Banesto-Santander_0_663833625.html)

[Último acceso: December 2016].

World Renewable Energy, 2015. *Is the Spanish Government Putting the Brakes on Solar PV?*. [En línea]

Available at: [http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-18/issue-](http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-18/issue-4/features/solar/is-the-spanish-government-putting-the-brakes-on-solar-pv.html)

[4/features/solar/is-the-spanish-government-putting-the-brakes-on-solar-pv.html](http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-18/issue-4/features/solar/is-the-spanish-government-putting-the-brakes-on-solar-pv.html)

[Último acceso: December 2016].

Zafrilla, J. E., López, L. A., Cadarso, M. Á. & Dejuán, Ó., December 2012. Fulfilling the Kyoto protocol in Spain: A matter of economic crisis or environmental policies?. *Energy Policy*, Volumen 51, p. 708–719.

# ANEXO A CÁLCULO DE LA EVOLUCIÓN DE INGRESOS PARA LAS PLANTAS PROPUESTAS

Cálculos necesarios para determinar la evolución de ingresos de las plantas fotovoltaicas propuestas en el capítulo 2.

## Códigos de identificación para el RD 314/2014

Real Decreto	661/2007	661/2007	1578/2008	1578/2008	1578/2008
Tecnología	Fija	Fija	Fija	Fija	Fija
Tipo			tipo II (suelo)	tipo II (suelo)	tipo II (suelo)
Convocatoria			2C 2009 II	2C 2010 II	2C 2011 II
Zona			Z3	Z3	Z3
Año de Explotación	2007	2008	<2009	<2010	<2011
Código	IT-00029	IT-00030	IT-00428	IT-00456	IT-00477

Real Decreto	661/2007	661/2007	1578/2008	1578/2008	1578/2008
Tecnología	1 Eje	1 Eje	1 Eje	1 Eje	1 Eje
Tipo			tipo II (suelo)	tipo II (suelo)	tipo II (suelo)
Convocatoria			3C 2009 II	2C 2010 II	2C 2011 II
Zona			Z3	Z3	Z3
Año de Explotación	2007	2008	<2009	<2010	<2011
Código	IT-00034	IT-00035	IT-00496	IT-00504	IT-00512

Real Decreto	661/2007	661/2007	1578/2008	1578/2008	1578/2008
Tecnología	2 Ejes	2 Ejes	2 Ejes	2 Ejes	2 Ejes
Tipo			tipo II (suelo)	tipo II (suelo)	tipo II (suelo)
Convocatoria			2C 2009 II	2C 2010 II	2C 2011 II
Zona			Z3	Z3	Z3
Año de Explotación	2007	2008	<2009	<2010	<2011
Código	IT-00041	IT-00042	IT-00525	IT-00540	IT-00551

## Datos de la Retribución de la Inversión y la Operación

### a. Tecnología Fija

Código	IT-00029	IT-00030	IT-00428	IT-00456	IT-00477
Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	7.065,614	8.754,518	4.116,922	3.673,619	1.739,208
Rinv (€/MW)	580.119	576.047	304.804	293.537	152.789
Ro (€/MWh)	14,263	14,077	12,805	12,291	5,862
Rinv 2013 (€/MW)	271.782	269.874	142.799	137.520	71.581
Ro 2013 (€/MWh)	9,375	9,275	8,044	7,475	0,96

### b. 1 Eje

Código	IT-00034	IT-00035	IT-00496	IT-00504	IT-00512
Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	8.280,471	8.384,191	4.978,070	4.557,020	2.182,780
Rinv (€/MW)	649.908	717.985	388.966	365.580	174.865
Ro (€/MWh)	10,864	13,302	14,686	13,849	7,02
Rinv 2013 (€/MW)	304.478	336.371	182.228	171.272	81.923
Ro 2013 (€/MWh)	6,002	8,021	9,84	9,024	2,211



## c. 2 Ejes

Código	IT-00041	IT-00042	IT-00525	IT-00540	IT-00551
Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):	8.754,518	8.754,518	5.342,837	4.764,320	2.182,780
Rinv (€/MW)	670.501	684.282	403.945	387.358	197.863
Ro (€/MWh)	11,347	11,835	14,899	14,312	7,596
Rinv 2013 (€/MW)	314.125	320.581	189.245	181.475	92.697
Ro 2013 (€/MWh)	6,517	7,021	10,055	9,423	2,587

$P_i$  = Potencia Instalada = 100kW = 0.1 MW

$H_h$  = Horas equivalentes de funcionamiento histórico (h netas)

$H_f$  = Horas equivalentes de funcionamiento a futuro (h netas)

$Ing_{sis}$  = Ingresos Venta electricidad al Sistema (€/MWh)

$Ing_{mer}$  = Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado (€/MWh)

$Ro_i$  = Retribución a la operación en el año  $i$  (€/MWh)

$Rinv_i$  = Retribución a la inversión en el año  $i$  (€/MW)

$$Ro_i = P_i \cdot Ro \cdot H_f$$

$$Rinv_i = P_i \cdot Rinv$$

Para el año 2013

$$Ro_i = P_i \cdot Ro_{2013} \cdot H_f$$

$$Rinv_i = P_i \cdot Rinv_{2013}$$

### Cálculo de ingresos anuales

El cálculo de ingresos sería:

$$Ingresos_i = Rinv_i + Ro_i + Ing_{sis} \cdot H_h + Ing_{mer} \cdot H_f$$

El cálculo de ingresos incluyendo el impuesto del 7% a la generación a partir de 2013, sería

$$Ingresos_i = Rinv_i + Ro_i + Ing_{sis} \cdot H_h + Ing_{mer} \cdot H_f$$

Para  $i = \{2008, 2012\}$

Y

$$Ingresos_i = (Rinv_i + Ro_i + Ing_{sis} \cdot H_h + Ing_{mer} \cdot H_f) \cdot (1 - 0.07)$$

Para  $i = \{2013, 2017\}$ **Ingresos de planta fija**

IT-00029 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008			455,19		1.434		65.274,25	65.274,25
2009			465,11		1.574		73.208,31	73.208,31
2010			467,33		1.485		69.398,51	69.398,51
2011			384,5		1.521		58.482,45	58.482,45
2012			404,08		1.544		62.389,95	62.389,95
2013	27.178,20	723,75	485,99	52,35	806	772	67.072,74	62.377,65
2014	58.011,90	2.350,5424		49,21		1.648	68.472,25	63.679,19
2015	58.011,90	2.339,132		50,55		1.640	68.641,23	63.836,35
2016	58.011,90	2.327,7216		50,78		1.632	68.626,92	63.823,03
2017	58.011,90	2.314,8849		53,08		1.623	68.941,67	64.115,75

IT-00030	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
					H histórico	H futuro		
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)			(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009			466,48		1.553		72.444,34	72.444,34
2010			469,66		1.526		71.670,12	71.670,12
2011			381,93		1.577		60.230,36	60.230,36
2012			397,96		1.617		64.350,13	64.350,13
2013	26.987,40	716,03	485,01	52,35	844	772	68.638,27	63.833,59
2014	57.604,70	2.319,8896		49,21		1.648	68.034,40	63.271,99
2015	57.604,70	2.308,628		50,55		1.640	68.203,53	63.429,28
2016	57.604,70	2.297,3664		50,78		1.632	68.189,36	63.416,11
2017	57.604,70	2.284,6971		53,08		1.623	68.504,28	63.708,98

IT-00428 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010			308,96		1.739		53.728,14	53.728,14
2011			249,67		2.012		50.233,60	50.233,60
2012			261,61		2.035		53.237,64	53.237,64
2013	14.279,90	620,9968	328,88	52,35	1.024	772	48.578,21	45.177,73
2014	30.480,40	2.110,264		49,21		1.648	40.700,47	37.851,44
2015	30.480,40	2.100,02		50,55		1.640	40.870,62	38.009,68
2016	30.480,40	2.089,776		50,78		1.632	40.857,47	37.997,45
2017	30.480,40	2.078,2515		53,08		1.623	41.173,54	38.291,39

IT-00456 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010							0,00	0,00
2011			239,66		1.787		42.827,24	42.827,24
2012			242,83		1.818		44.146,49	44.146,49
2013	13.752,00	577,07	286,52	52,35	922	772	40.746,21	37.893,98
2014	29.353,70	2.025,5568		49,21		1.648	39.489,06	36.724,83
2015	29.353,70	2.015,724		50,55		1.640	39.659,62	36.883,45
2016	29.353,70	2.005,8912		50,78		1.632	39.646,89	36.871,61
2017	29.353,70	1.994,8293		53,08		1.623	39.963,41	37.165,97

IT-00477 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010							0,00	0,00
2011							0,00	0,00
2012			185,91		851		15.820,94	15.820,94
2013	7.158,10	74,112	129,07	52,35	754	772	16.964,09	15.776,60
2014	15.278,90	966,0576		49,21		1.648	24.354,77	22.649,93
2015	15.278,90	961,368		50,55		1.640	24.530,47	22.813,34
2016	15.278,90	956,6784		50,78		1.632	24.522,87	22.806,27
2017	15.278,90	951,4026		53,08		1.623	24.845,19	23.106,02

**Ingresos planta 1 eje**

IT-00034 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008			454,84		1.869		85.009,60	85.009,60
2009			464,91		2.099		97.584,61	97.584,61
2010			467,8		1.879		87.899,62	87.899,62
2011			375,72		1.972		74.091,98	74.091,98
2012			393,71		2.034		80.080,61	80.080,61
2013	30.447,80	591,197	481,17	52,35	1.041	985	81.128,79	75.449,78
2014	64.990,80	2.283,6128		49,21		2.102	77.618,35	72.185,07
2015	64.990,80	2.271,6624		50,55		2.091	77.832,47	72.384,19
2016	64.990,80	2.260,7984		50,78		2.081	77.818,92	72.371,59
2017	64.990,80	2.249,9344		53,08		2.071	78.233,60	72.757,25

IT-00035 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009			465,36		1.697		78.971,59	78.971,59
2010			440,9		1.534		67.634,06	67.634,06
2011			440,9		1.594		70.279,46	70.279,46
2012			457,23		1.602		73.248,25	73.248,25
2013	33.637,10	790,0685	497,19	52,35	808	985	74.600,12	69.378,11
2014	71.798,50	2.796,0804		49,21		2.102	84.938,52	78.992,83
2015	71.798,50	2.781,4482		50,55		2.091	85.149,95	79.189,46
2016	71.798,50	2.768,1462		50,78		2.081	85.133,96	79.174,59
2017	71.798,50	2.754,8442		53,08		2.071	85.546,21	79.557,98



IT-00496 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010							0,00	0,00
2011			274,55		2.219		60.922,65	60.922,65
2012			292,84		2.219		64.981,20	64.981,20
2013	18.222,80	969,24	323,15	52,35	1.145	985	56.192,72	52.259,22
2014	38.896,60	3.086,9972		49,21		2.102	52.327,54	48.664,61
2015	38.896,60	3.070,8426		50,55		2.091	52.537,45	48.859,83
2016	38.896,60	3.056,1566		50,78		2.081	52.520,07	48.843,67
2017	38.896,60	3.041,4706		53,08		2.071	52.930,94	49.225,77

IT-00504 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010							0,00	0,00
2011							0,00	0,00
2012			251,75		2.375		59.790,63	59.790,63
2013	17.127,20	888,864	287,6	52,35	1.197	985	52.441,78	48.770,86
2014	36.558,00	2.911,0598		49,21		2.102	49.813,00	46.326,09
2015	36.558,00	2.895,8259		50,55		2.091	50.023,83	46.522,16
2016	36.558,00	2.881,9769		50,78		2.081	50.007,29	46.506,78
2017	36.558,00	2.868,1279		53,08		2.071	50.419,00	46.889,67

IT-00512 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010							0,00	0,00
2011							0,00	0,00
2012							0,00	0,00
2013	8.192,30	217,7835	136,13	52,35	1.237	985	25.249,36	23.481,91
2014	17.486,50	1.475,604		49,21		2.102	29.306,05	27.254,62
2015	17.486,50	1.467,882		50,55		2.091	29.524,39	27.457,68
2016	17.486,50	1.460,862		50,78		2.081	29.514,68	27.448,65
2017	17.486,50	1.453,842		53,08		2.071	29.933,21	27.837,89

**Ingresos planta 2 ejes**

IT-00041 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008			420,97		2.058		86.635,63	86.635,63
2009			420,05		2.469		103.710,35	103.710,35
2010			466,85		2.000		93.370,00	93.370,00
2011			385,22		2.093		80.626,55	80.626,55
2012			405,63		2.118		85.912,43	85.912,43
2013	31.412,50	648,4415	495,28	52,35	1.071	995	85.105,43	79.148,05
2014	67.050,10	2.410,1028		49,21		2.124	79.912,41	74.318,54
2015	67.050,10	2.397,6211		50,55		2.113	80.128,94	74.519,91
2016	67.050,10	2.386,2741		50,78		2.103	80.115,41	74.507,33
2017	67.050,10	2.373,7924		53,08		2.092	80.528,23	74.891,25

IT-00042 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009			473,55		2.027		95.988,59	95.988,59
2010			466,48		2.023		94.368,90	94.368,90
2011			390,01		2.118		82.604,12	82.604,12
2012			411,55		2.133		87.783,62	87.783,62
2013	32.058,10	698,5895	497,22	52,35	1.080	995	86.456,45	80.404,50
2014	68.428,20	2.513,754		49,21		2.124	81.394,16	75.696,57
2015	68.428,20	2.500,7355		50,55		2.113	81.610,15	75.897,44
2016	68.428,20	2.488,9005		50,78		2.103	81.596,13	75.884,41
2017	68.428,20	2.475,882		53,08		2.092	82.008,42	76.267,83

IT-00525 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010			312,37		2.130		66.534,81	66.534,81
2011			291,26		2.247		65.446,12	65.446,12
2012			296,5		2.319		68.758,35	68.758,35
2013	18.924,50	1.000,4725	331,06	52,35	1.158	995	58.261,72	54.183,40
2014	40.394,50	3.164,5476		49,21		2.124	54.011,25	50.230,46
2015	40.394,50	3.148,1587		50,55		2.113	54.223,87	50.428,20
2016	40.394,50	3.133,2597		50,78		2.103	54.206,79	50.412,32
2017	40.394,50	3.116,8708		53,08		2.092	54.615,71	50.792,61

IT-00540 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010							0,00	0,00
2011			270,81		2.055		55.651,46	55.651,46
2012			280,02		1.921		53.791,84	53.791,84
2013	18.147,50	937,5885	288,09	52,35	1.047	995	49.248,11	45.800,74
2014	38.735,80	3.039,8688		49,21		2.124	52.227,87	48.571,92
2015	38.735,80	3.024,1256		50,55		2.113	52.441,14	48.770,26
2016	38.735,80	3.009,8136		50,78		2.103	52.424,65	48.754,92
2017	38.735,80	2.994,0704		53,08		2.092	52.834,21	49.135,81

IT-00551 100 kW	Rinv	Ro	Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		Ingresos	Ingresos tras impuesto 7%
	(€)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)	H histórico	H futuro	(€)	(€)
2008							0,00	0,00
2009							0,00	0,00
2010							0,00	0,00
2011							0,00	0,00
2012			186,27		857		15.963,34	15.963,34
2013	9269,70	257,4065	129,27	52,35	750	995	19.222,36	17.876,79
2014	19.786,30	1.613,3904		49,21		2.124	31.851,89	29.622,26
2015	19.786,30	1.605,0348		50,55		2.113	32.072,55	29.827,47
2016	19.786,30	1.597,4388		50,78		2.103	32.062,77	29.818,38
2017	19.786,30	1.589,0832		53,08		2.092	32.479,72	30.206,14

## Evolución de los ingresos

$Ingfun_i$  = Ingresos del año  $i$  respecto a puesta en funcionamiento (%)

$Ingmax_i$  = Ingresos del año  $i$  respecto al máximo histórico (%)

$$Ingfun_i = \frac{Ing_i - Ing_1}{Ing_1}$$

$$Ingmax_i = \frac{Ing_i - MAX(Ing_i)}{MAX(Ing_i)}$$



**Planta Fija**

Evolución de Ingresos respecto a puesta en funcionamiento

Año / Código	IT-00029	IT-00030	IT-00428	IT-00456	IT-00477
2008	0%				
2009	12%	0%			
2010	6%	-1%	0%		
2011	-10%	-17%	-7%	0%	
2012	-4%	-11%	-1%	3%	0%
2013	-4%	-12%	-16%	-12%	0%
2014	-2%	-13%	-30%	-14%	43%
2015	-2%	-12%	-29%	-14%	44%
2016	-2%	-12%	-29%	-14%	44%
2017	-2%	-12%	-29%	-13%	46%

Evolución de Ingresos respecto a máximo histórico

Año / Código	IT-00029	IT-00030	IT-00428	IT-00456	IT-00477
2008	-11%				
2009	0%	0%			
2010	-5%	-1%	0%		
2011	-20%	-17%	-7%	-3%	
2012	-15%	-11%	-1%	0%	-32%
2013	-15%	-12%	-16%	-14%	-32%
2014	-13%	-13%	-30%	-17%	-2%
2015	-13%	-12%	-29%	-16%	-1%
2016	-13%	-12%	-29%	-16%	-1%
2017	-12%	-12%	-29%	-16%	0%

**Planta de 1 eje**

Evolución de Ingresos respecto a puesta en funcionamiento

Año / Código	IT-00034	IT-00035	IT-00496	IT-00504	IT-00512
2008	0%				
2009	15%	0%			
2010	3%	-14%	0%		
2011	-13%	-11%	0%	0%	
2012	-6%	-7%	7%	0%	0%
2013	-11%	-12%	-14%	-18%	0%
2014	-15%	0%	-20%	-23%	16%
2015	-15%	0%	-20%	-22%	17%
2016	-15%	0%	-20%	-22%	17%
2017	-14%	1%	-19%	-22%	19%

Evolución de Ingresos respecto a máximo histórico

Año / Código	IT-00034	IT-00035	IT-00496	IT-00504	IT-00512
2008	-16%				
2009	0%	0%			
2010	-10%	-2%	-3%		
2011	-22%	-14%	-5%	0%	
2012	-17%	-9%	0%	-3%	-47%
2013	-24%	-16%	-21%	-18%	-41%
2014	-28%	-21%	-27%	-13%	-2%
2015	-28%	-21%	-27%	-12%	-1%
2016	-28%	-21%	-27%	-12%	-1%
2017	-28%	-21%	-26%	-12%	0%

**Planta de 2 ejes**

Evolución de Ingresos respecto a puesta en funcionamiento

Año / Código	IT-00041	IT-00042	IT-00525	IT-00540	IT-00551
2008	0%				
2009	20%	0%			
2010	8%	-2%	0%		
2011	-7%	-14%	-2%	0%	
2012	-1%	-9%	3%	-3%	0%
2013	-9%	-16%	-19%	-18%	12%
2014	-14%	-21%	-25%	-13%	86%
2015	-14%	-21%	-24%	-12%	87%
2016	-14%	-21%	-24%	-12%	87%
2017	-14%	-21%	-24%	-12%	89%

Evolución de Ingresos respecto a máximo histórico

Año / Código	IT-00041	IT-00042	IT-00525	IT-00540	IT-00551
2008	-16%				
2009	0%	0%			
2010	-10%	-2%	-3%		
2011	-22%	-14%	-5%	0%	
2012	-17%	-9%	0%	-3%	-47%
2013	-24%	-16%	-21%	-18%	-41%
2014	-28%	-21%	-27%	-13%	-2%
2015	-28%	-21%	-27%	-12%	-1%
2016	-28%	-21%	-27%	-12%	-1%
2017	-28%	-21%	-26%	-12%	0%

## ANEXO B FONDOS DE INVERSIÓN QUE INICIAN ARBITRAJE CONTRA ESPAÑA

Ampere Equity Fund	Investment Fund specialised in renewable energy projects in Europe, in Wind, Solar and Biomass technologies. The fund has a committed capital of EUR 320 million. Its core investors are the Dutch government pension funds APG and PGGM, and financial institutions Delta Lloyd and Rabobank. These investors manage assets in excess of EUR 400 billion. Ampere's investments in Spain include wind energy and solar energy assets.
Antin Infrastructure Partners	Antin Infrastructure Partners (Antin IP) is a €1.1bn fund with a focus on investing in energy, transport and telecom infrastructure assets in Europe and in particular the eurozone. Its investors are leading Scandinavian, UK, Swiss, German, French, Canadian and Australian pension funds, life insurers and banks. Antin IP has made two investments in Spain: Andasol 1&2 (two operating thermosolar plants with a total capacity of ca. 100MW) and Axion (second largest telecom tower company in Spain).
Cube Infrastructure	Cube Infrastructure Fund is a Luxembourgian SICAV which invests in private equity in the infrastructure sector in Europe on behalf of investors worldwide. Natixis is the largest investor as well as the main shareholder of the management company. Assets under management total c. €1bn. Investments in Spain include mini-hydro plants in Spain (84MW), three solar plants (6MW) and sub-marine cables between Mainland Spain and Canaries islands and Balearic islands.
Eiser Infrastructure Partners	EISER Infrastructure ("EISER") is a London based independent infrastructure fund manager, which was previously part of ABN AMRO Bank NV. EISER's first fund had €1.1bn of capital commitments and is now fully invested in a diversified portfolio of 11 operating and development assets with a combined enterprise value above €3bn. In Spain, it invested in three thermal solar plants as well as four transport concessions in Madrid, Valencia and Murcia. Its investor base comprises mainly pension funds and insurance companies from Europe and Japan. EISER is now raising its second fund with a target size of €1bn.
HgCapital	HgCapital is a sector expert private equity investor. Based in London and Munich, HgCapital manages several funds amounting to ca. €4bn behalf of some of the world's leading institutional and private investors. HgCapital invests in expanding segments of the Healthcare, Industrial, Services, TMT and Renewable Energy

	sectors across Western Europe. Its top-performing listed investment trust, HgCapital Trust, is listed on the London Stock Exchange and invests alongside the private equity funds. HgCapital has been present in Spain since 2008, having made investments in the photovoltaic and hydroelectric sectors.
InfraRed Capital Partners	InfraRed Capital Partners is a Fund Manager which invests in private equity in the infrastructure and property sectors on behalf of investors from Europe, Asia and the Middle East. HSBC is the largest investor in both the business and the funds. Assets under management total c. \$5bn. Investments include two Concentrated Solar Power projects in Spain, both of which are under construction and due for completion/inscription this year.
KGAL	With assets under management of €25bn, predominantly invested in the areas of real estate, aviation, infrastructure and ships, KGAL is one of the leading asset managers in Germany and has more than 40 years of experience in making long-term real capital investments with sustainable and stable yields. Our portfolio of services encompasses the design and management of selected retail and institutional funds as well as investment solutions for family offices and foundations. KGAL's portfolio of Spanish investments amounts to €600bn, mainly in the renewable energy sector.
KKR	KKR is a leading global investment firm with deep roots in private equity, diversified capabilities, and an impressive track record. With 14 offices around the world, KKR manages assets through a variety of investment funds and accounts covering multiple asset classes. Assets under management totalled \$59bn as of December 31, 2011. KKR seeks to create value by bringing operational expertise to its portfolio companies and through active oversight and monitoring of its investments. KKR complements its investment expertise and strengthens interactions with investors through its client relationships and capital markets platform. As investors with an industrialist vision, KKR thinks long-term, pursues the highest standards of excellence, and aligns its interests with those of all its investment partners by putting significant capital behind investment ideas.
MEAG	MEAG is the asset manager for Munich Re and ERGO Insurance Group. In addition to managing the Group's own assets, we also work with other partners outside the Group. With management units in New York and Hong Kong and managed assets amounting to around €216bn (31 December 2011), we are one of Europe's leading asset management companies. MEAG manages around €2,0bn in mutual funds for private investors (31 December 2011).
RREEF Infrastructure	RREEF Infrastructure is the infrastructure investment business of Deutsche Bank's Asset Management division ("DeAM") and one of the largest infrastructure investment managers globally with funds under management of €7.8bn (as of 31 December 2011). DeAM itself is one of the largest asset managers in the world with €548bn in assets under management worldwide (as of 31 January 2012). RREEF Infrastructure manages third party co-mingled investment funds, whose investors include major pension funds and insurance companies from Europe, North America, Asia and Australia. In Spain, RREEF Infrastructure has made six investments to date, including three investments in the renewable sector: a 200MW wind farm in Castilla y Leon, Andasol 1&2, two operating thermosolar plants with a combined capacity of ca. 100MW and Arenales, a ca. 50 MW thermosolar plant currently under construction. Other investments are Autovia del Camino in Navarra and stakes in the LNG terminals of Bilbao and Sagunto. RREEF is also a leading

	investor in the real estate sector and has realised numerous landmark transactions in Spain, including the sale and lease-back of a large portfolio of branches from BBVA.
Riverstone Holdings (through AES Solar)	AES Solar is a joint venture of The AES Corporation (NYSE: AES) and Riverstone Holdings LLC. Back in 2008 both companies announced their intention to commit up to \$1 billion to develop a global platform of utility-scale solar photovoltaic (PV) projects. Under terms of the agreement, AES, one of the world's largest global power companies, and Riverstone, a New York-based energy and power-focused private equity firm, will each provide up to \$500 million of capital over five years to invest in PV solar projects around the world. Today AES Solar has more than 250MW of PV projects in operations or under construction. Out of the 250 MW, 32MW are located in Spain.

## ANEXO C MERCADOS SECUNDARIOS

**A** continuación se describen las principales plataformas de mercados secundarios estudiadas en el capítulo 3.

### Milk the Sun

Localización: Alemania

Plantas (12/16): 167

En España: 12



Descripción: Milk the Sun opera como un Mercado abierto online para instalaciones fotovoltaicas. Desarrolladores y operadores pueden publicar plantas fotovoltaicas a la venta en el portal y los inversores pueden encontrar oportunidades de inversión respetuosas con el medio ambiente. Gracias a su equipo de partners especialistas, Milk the Sun ofrece servicios relacionados con toda la vida de la planta fotovoltaica. La compañía también opera como un gran inversor solar gracias a su mercado cerrado.

Servicios complementarios: anuncios premium, optimización de plantas, evaluación de instalaciones, limpieza, seguros antirrobo, garantía de inversor, servicios financieros y jurídicos...

### SUNDEAL

Localización: Polonia

Plantas (12/16): 47

En España: 0



Descripción: Web polaca de venta de instalaciones solares centrada en Polonia. 54 proyectos en venta exclusivamente en Polonia. Entre 0.33 y 6.99 MW.

## MILANUNCIOS

Localización: España

Plantas (12/16): 16

En España: 16



Descripción: Portal de anuncios clasificados más grande de España. Propiedad de Schibsted Classified Media (SCM). mil anuncios.com es el tablón de anuncios clasificados gratuitos más popular de España según Google. En milanuncios se publican al día 85.000 anuncios, gratis todos ellos. En este portal de segunda mano, tienen cabida anuncios de compra-venta de bienes de segunda mano y nuevos, anuncios de empleo, servicios profesionales, negocios, coleccionistas, ...

No es una página especializada y la información ofrecida es muy limitada. 16 proyectos aprox.

## Suelo solar

Localización: España

Plantas (12/16): 8

En España: 6



Descripción: Portal de noticias y empresas del sector renovable. Disponen de un apartado para la compra venta de instalaciones. Tienen apenas 8 proyectos a la venta de los cuales 6 son en España. Información sobre los proyectos limitada.

## Solar Farm

Localización: Inglaterra y Francia

Plantas (12/16): 34

En España: 0



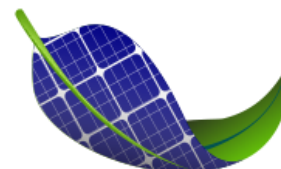
Descripción: Solarfarm es una compañía empresa europea líder en la compra y comercialización de proyectos fotovoltaicos. Solarfarm es una compañía anglo francesa establecida en Paris y Londres y dirigida por Patrick Naughton and Chris Cossevin. La compañía vende proyectos fotovoltaicos en diferentes estados: derechos de proyecto, ofertas de desarrollos llave en mano y proyectos ya operativos en nombre de los desarrolladores, propietarios de derechos e inversores. Sus clientes incluyen inversionistas privados e institucionales. Fabricantes de paneles fotovoltaicos y utilidades con una base de datos calificada de más de 5.000 profesionales de la industria fotovoltaica.

## NT-SOLARGROUP

Localización: España

Plantas (12/16): 9

En España: 9



Descripción: empresa que opera en dos áreas principales: Diseño, instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos y Venta de plantas fotovoltaicas totalmente operativas en territorio español. NT-SOLARGROUP actúa como representante oficial de una variedad de propietarios de plantas fotovoltaicas en venta con capacidad desde 10kW hasta 10MW. Pocos proyectos, pero bien



documentados.

## Solarweb



Localización: Alemania

Plantas (12/16): 140

En España: 16

Descripción: Página divulgativa acerca de la energía solar térmica, fotovoltaica y eólica. Además, temas de efecto invernadero y cambio climático global. Tiene un plugin que conecta con los proyectos integrados en Milk the Sun, funcionando como partner.

## Project Forum



Localización: Alemania

Plantas (12/16): \*

En España: \*

Descripción: ProjectForum es una plataforma online profesional e internacional de proyectos fotovoltaicos y plantas solares. Solamente promotores de proyectos, contratistas EPC e inversores finales legítimos tienen acceso a esta plataforma. Los terceros no relacionados, agentes y otros intermediarios están excluidos. Aseguramos que cada proyecto fotovoltaico y cada parque solar ofrecido tiene una sala virtual de datos con toda la documentación pertinente del proyecto. Esto permite analizar las inversiones en energía fotovoltaica con rapidez y eficiencia.

\* Datos no disponibles sin acreditación en la plataforma.

# ANEXO D SIMULACIÓN DE LAS MEDIDAS DE OPTIMIZACIÓN

**D**esarrollo numérico de las medidas de optimización propuestas en el capítulo 4 como simulación para una planta de 100 kW. Cálculo de ingresos, costes y periodo de recuperación o payback.

Datos:

Potencia Pico = 105 kW

Incremento de Potencia = 15 kW

Precio del módulo = 0,65 €/W

Coste O&M = 450 €/año

Inversión del sistema de seguimiento = 150.000€

Coste de mantenimiento del Sistema de seguimiento = 960 €/año

$$Payback = \frac{Investment + \sum Cost_i}{Revenue Increase}$$

Datos sobre ingresos para las tres medidas propuestas

	<b>Incremento de la Potencia Instalada</b>	<b>Mejora O&amp;M</b>	<b>Instalación de un Sistema de Seguimiento</b>
<b>Ingresos Iniciales (€)</b>	60.000	60.000	60.000
<b>Incremento de Ingresos (%)</b>	3,04	1,06	10,53
<b>Incremento de Ingresos (€)</b>	1.825	641	6.322

## Payback de la medida 1: Incremento de la Potencia Instalada

<b>Increment in Installed Power</b>	<b>t0</b>	<b>t1</b>	<b>t2</b>	<b>t3</b>	<b>t4</b>	<b>t5</b>
<b>Investment (€)</b>	-9.835					
<b>Cost (€)</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Revenue Increment (€)</b>	1.825	1.825	1.825	1.825	1.825	1.825
<b>Cash Flow (€)</b>	-8.010	-6.185	-4.360	-2.535	-710	1.115
<b>Payback (years)</b>	<b>5,389</b>					

## Payback de la medida 2: Mejora de O&amp;M

<b>O&amp;M</b>	<b>t0</b>
<b>Investment (€)</b>	0
<b>Cost (€)</b>	-450
<b>Revenue Increment (€)</b>	641
<b>Cash Flow (€)</b>	191
<b>Payback (years)</b>	<b>0,702</b>

## Payback de la medida 3: Instalación de un Sistema de Seguimiento

<b>Tracking System</b>	<b>t0</b>	<b>t1</b>	<b>t2</b>	<b>t3</b>	<b>t4</b>	<b>t5</b>	<b>t6</b>	<b>t7</b>	<b>t8</b>
<b>Investment (€)</b>	-150.000	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Cost (€)</b>	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960
<b>Revenue Increment (€)</b>	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322
<b>Cash Flow (€)</b>	-144.638	-139.276	-133.914	-128.552	-123.190	-117.828	-112.466	-107.104	-101.742

	<b>t9</b>	<b>t10</b>	<b>t11</b>	<b>t12</b>	<b>t13</b>	<b>t14</b>	<b>t15</b>	<b>t16</b>	<b>t17</b>
<b>Investment (€)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Cost (€)</b>	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960
<b>Revenue Increment (€)</b>	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322
<b>Cash Flow (€)</b>	-96.380	-91.018	-85.656	-80.294	-74.932	-69.570	-64.208	-58.846	-53.484

	<b>t18</b>	<b>t19</b>	<b>t20</b>	<b>t21</b>	<b>t22</b>	<b>t23</b>	<b>t24</b>	<b>t25</b>	<b>t26</b>
<b>Investment (€)</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Cost (€)</b>	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960	-960
<b>Revenue Increment (€)</b>	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322
<b>Cash Flow (€)</b>	-48.122	-42.760	-37.398	-32.036	-26.674	-21.312	-15.950	-10.588	-5.226

	<b>t27</b>
<b>Investment (€)</b>	0
<b>Cost (€)</b>	-960
<b>Revenue Increment (€)</b>	6.322
<b>Cash Flow (€)</b>	136
<b>Payback (years)</b>	<b>27,978</b>

