

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TRABAJO FIN DE GRADO**

**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

**REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LA  
TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA**

Autora: Aida Sofía Abadía Rodera

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, febrero 2015





## AGRADECIMIENTOS

Con este trabajo fin de grado finaliza una de las etapas más importantes de mi vida, durante la cual me he formado académicamente y además he conocido a personas extraordinarias. Por ello quiero dedicar este espacio para agradecer a todos los que me han acompañado en este camino, ayudándome a llegar al final.

Quiero agradecer a mi tutor Fernando Soto por confiar en mi para realizar este trabajo, por toda la ayuda que me ha brindado así como su tiempo. Gracias a él este trabajo ha sido posible.

A mis amigas, las que están cerca y las que están lejos, a las de verdad. Por su apoyo y comprensión durante estos años.

A todos los compañeros y amigos de la Universidad con los que he vivido grandes momentos, a lo mejor por el edificio Sabatini o tal vez durante alguna práctica. Por animarnos mutuamente, ayudarnos y conseguir nuestro objetivo común.

Quiero agradecer a mis padres, Lola y Juan, por la educación que me han dado y el apoyo en los momentos duros de la carrera.

Y por último, le doy las gracias al mejor amigo y compañero que jamás tendré. Él ha confiado siempre en mi, hemos superado juntos los obstáculos de la ingeniería y de la vida, y si he llegado hasta aquí es gracias a su comprensión, su apoyo, sus consejos y su cariño.

Muchas gracias por todo Alfonso.



### RESUMEN

Desde los años ochenta en España se legisla la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable. Las motivaciones que impulsaron la incorporación de las energías renovables en el sistema eléctrico español fueron, entre otras, cumplir las recomendaciones u obligaciones establecidos en acuerdos medioambientales internacionales, reducir la dependencia energética de combustibles fósiles así como aprovechar el origen natural y gratuito del recurso. Para impulsar la inversión en estas energías, y motivar su desarrollo, se establecieron potentes incentivos.

Gracias a la incentivación de estas tecnologías llevada a cabo por el Gobierno a través de retribuciones económicas, año tras año su grado de madurez ha ido aumentando y se ha incrementando muy notablemente su participación en la cobertura de la demanda energética del país; no obstante no todas estas tecnologías dan garantía de potencia.

Durante los inicios de su integración en el sistema eléctrico se promulgaron normas que establecían un régimen económico de las fuentes de energía renovable, basado en una tarifa regulada o en mercado más una prima. Se otorgaba una retribución económica en función de la cantidad de energía generada; para algunas tecnologías dicha prima o incentivo alcanzó valores muy altos y condujo al Gobierno a destinar mucho presupuesto, vía tarifa de acceso que pagan los consumidores eléctricos, a estos incentivos de las energías renovables.

Con objeto de estabilizar económicamente el sistema eléctrico y conseguir su sostenibilidad desde el año 2012 el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha llevado a cabo una serie de reformas, algunas recaudatorias para aumentar los ingresos en el sistema y otras no recaudatorias, sino que buscan reducir los costes del sistema eléctrico. Uno de los costes que el ministerio ha reducido son las retribuciones a las energías renovables y desde el pasado 6 de junio de 2014 se establecen a partir del Real Decreto 413/2014, donde se define la retribución a la inversión para cada una de las tecnologías y que se calcula en función de la potencia instalada y el valor de la inversión inicial de la instalación, todo ello bajo un principio de la rentabilidad razonable.

En éste Trabajo Fin de Grado se presenta la evolución en España de la retribución a las energías renovables, concretamente a la energía solar fotovoltaica, y se analiza con detalle el Real Decreto 413/2014 que regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y por el cual se modifican las retribuciones previas. Además se realizan cuatro casos de estudio, donde se compara la situación retributiva actual con la previa, y se incluye el desarrollo de una aplicación informática para estimar la retribución correspondiente de una instalación fotovoltaica con la nueva norma.



## ÍNDICE

Resumen.....	3
Capítulo 1. Introducción.....	11
1.1.    Introducción.....	11
1.2.    Objetivos .....	11
1.3.    Estructura del Trabajo Fin de Grado .....	11
Capítulo 2. Sistema eléctrico.....	12
2.1.    Componentes del sistema eléctrico Español .....	12
2.1.1.    Generación .....	13
2.1.2.    Transporte y distribución .....	17
2.2.    Estado actual del sistema eléctrico Español .....	18
Capítulo 3. Mercado eléctrico .....	21
3.1.    Mercado minorista.....	21
3.2.    Mercado mayorista .....	22
3.2.1.    Mercado diario .....	22
3.2.2.    Mercado intradiario .....	24
3.2.3.    Mercado de ajuste .....	25
Capítulo 4. Energía solar fotovoltaica .....	26
4.1.    Tecnología solar fotovoltaica .....	26
4.1.1.    Células solares.....	26
4.1.2.    Caracterización de células solares.....	29
4.1.3.    El panel fotovoltaico.....	31
4.1.4.    Instalaciones fotovoltaicas.....	33
4.2.    Energía fotovoltaica en España .....	36
Capítulo 5. Evolución de la retribución a la energía solar fotovoltaica.....	39
5.1.    Evolución de la retribución a las instalaciones de generación eléctrica mediante la tecnología solar fotovoltaica.....	46
Capítulo 6. Retribución actual a la energía solar fotovoltaica a partir del nuevo marco jurídico establecido por el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.....	54
6.1.    Características del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio .....	54
6.2.    Ámbito de aplicación.....	56
6.3.    Instalaciones tipo .....	57
6.4.    Régimen retributivo .....	58



6.4.1. Retribución a la inversión.....	59
6.4.2. Retribución a la operación .....	60
6.5. Retribución por la venta de energía al precio de mercado.....	61
6.6. Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.....	62
Capítulo 7. Estudio y comparación de retribuciones a la tecnología solar fotovoltaica .....	64
7.1. Parámetros retributivos y visión global del nuevo sistema de retribución según el Real Decreto 413/2014. ....	65
7.2. Caso práctico. Comparación de retribuciones para instalaciones fotovoltaicas. ....	68
Caso de estudio I .....	71
Caso de estudio II .....	75
Caso de estudio III .....	78
Caso de estudio IV .....	81
Capítulo 8. Aplicación informática en GUIDE para hallar la retribución de una instalación solar fotovoltaica según RD 413/2014 y Orden IET/1045/2014 .....	85
8.1. Descripción y características de la aplicación .....	85
8.2. Partes de la interfaz gráfica.....	87
8.3. Caso práctico de uso de la aplicación.....	89
8.3.1. Casos de estudio a través de la aplicación “Conozca la retribución de una instalación fotovoltaica según RD 413/2014 y la Orden IET/1045/2014” .....	91
Caso de estudio V .....	92
Caso de estudio VI .....	93
Caso de estudio VII .....	94
Capítulo 9. Cronograma de actividades .....	95
Capítulo 10. Presupuesto .....	96
Capítulo 11. Conclusiones .....	98
11.1. Conclusiones técnicas .....	98
11.2. Conclusiones personales .....	99
Bibliografía .....	100

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del sistema eléctrico. Fuente: REE.....	12
Figura 2. Principales centrales eléctricas en la Península. Fuente: REE.....	16
Figura 3. Comparativa de los días de máxima demanda entre 2009 y 2013. Fuente REE.....	19
Figura 4. Balance de potencia año 2013. Fuente: REE [3].....	20
Figura 5. Longitud de la red de transporte. Fuente: REE [3].....	20
Figura 6. Curva oferta de venta de la central de ciclo combinado de Endesa en Barcelona, Besós grupo 3, para la hora H18 del 13 de marzo de 2013. Elaboración propia. Fuente: Observa el mercado eléctrico. ....	23
Figura 7. Curvas agregadas de oferta y demanda. Fuente: OMIE.....	24
Figura 8. Horarios de las seis sesiones que componen el mercado intradiario. Fuente: OMIE..	25
Figura 9. Funcionamiento de una célula solar. Fuente: PUC. ....	27
Figura 10. Silicio metalúrgico y sus productos. Fuente: UNICAMP.....	28
Figura 11. Células solares de Silicio. Fuente: Electricidad gratuita y CIFES-Gobierno de Chile ..	29
Figura 12. Curvas I-V y P-V de un módulo fotovoltaico a 1.000 W/m <sup>2</sup> y 25 °C. Fuente: Solartronic. ....	31
Figura 13. Esquema de un módulo fotovoltaico. ....	32
Figura 14. Esquema de una instalación fotovoltaica aislada de la red. Fuente: Soliclima.....	34
Figura 15. Esquema de una instalación conectada a la red eléctrica. Fuente: Solbisur. ....	34
Figura 16. Esquema de un seguidor de doble eje. Fuente: [16]. ....	35
Figura 17. Esquema de un seguidor azimutal. Fuente: Energizar .....	36
Figura 18. Mapa de irradiación global en Europa [kWh/m <sup>2</sup> ]. Fuente: Comisión Europea.....	37
Figura 19. Evolución del precio del módulo fotovoltaico. Fuente: La marea. ....	38
Figura 20. Factores de potencia y correspondientes porcentajes de bonificación/penalización. Fuente: RD 661/2007. ....	42
Figura 21. Evolución de ingresos y costes del sistema eléctrico. Fuente: MINETUR .....	46
Figura 22. Retribución instalación FV según RD 436/2004. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE.....	49
Figura 23. Evolución tarifa regulada. Elaboración propia. ....	51
Figura 24. Tarifa regulada según RD 1578/2008. Fuente: Real Decreto 1578/2008. ....	52
Figura 25. Actualización de tarifa regulada convocatorias 2009. Fuente: Orden ITC/3353/2010. ....	52
Figura 26. Evolución de potencia instalada FV. Valores acumulados. Fuente: Revistas ICE.....	53
Figura 27. Comparación caso con derecho a Ro y caso sin derecho a Ro. Elaboración propia. .	61
Figura 28. Clasificación de algunas de las IT para tecnología solar fotovoltaica. Fuente: Orden IET/1045/2014.....	66
Figura 29. Parámetros retributivos aplicables en 2013. Fuente: Orden IET/1045/2014. ....	67
Figura 30. Impacto del nuevo sistema retributivo. Fuente: CNMC.....	68
Figura 31. Producción eléctrica de la instalación en Córdoba. Fuente: PVGIS. ....	70
Figura 32. Comparativa de retribuciones a instalación 2002. Elaboración propia. ....	74
Figura 33. Comparativa de retribuciones a instalación 2006. Elaboración propia. ....	77
Figura 34. Comparativa de retribuciones a instalación 2009. Elaboración propia. ....	79



Figura 35. Comparativa de retribuciones a instalación 2014. Elaboración propia. ....	83
Figura 36. Mapa de irradiación global en España. Fuente: Comisión Europea.....	86
Figura 37. Interfaz con el usuario de la aplicación. ....	87
Figura 38. Desplegable selección del RD o instalación nueva.....	87
Figura 39. Cuadro donde introducir año de puesta en marcha. ....	88
Figura 40. Rangos de potencia según RD 661/2007.....	88
Figura 41. Convocatorias según RD 1578/2008. ....	88
Figura 42. Cuadros donde introducir potencia y potencia pico.....	89
Figura 43. Botón para calcular la retribución.....	89
Figura 44. Interfaz de la aplicación al hallar la retribución instalación La Roda. ....	90
Figura 45. Interfaz con retribución de la instalación en La Roda. ....	91
Figura 46. Retribución caso de estudio V obtenida de la aplicación.....	92
Figura 47. Retribución caso de estudio VI obtenida de la aplicación.....	93
Figura 48. Retribución caso de estudio VII obtenida de la aplicación.....	94
Figura 49. Diagrama de Gantt del Trabajo Fin de Grado.....	95



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia y cobertura de demanda según tecnología. Fuente: REE.....	17
Tabla 2. Régimen retributivo según Real Decreto 436/2004.....	47
Tabla 3. Evolución de tarifa regulada durante RD 436/2004.....	48
Tabla 4. Evolución de primas e incentivos durante RD 436/2004, en el periodo 2004-2007.....	48
Tabla 5. Evolución de primas e incentivos durante RD 436/2004. ....	48
Tabla 6. Actualización tarifa regulada según RD 661/2007. Fuente: RD 661/2007, ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009. ....	50
Tabla 7. Actualización tarifa regulada según RD 661/2007. Fuente: ITC/3353/2010, ITC/3586/2011, ITC/221/2013. ....	50
Tabla 8. Límites del precio de mercado. Elaboración propia según RD 413/2014. ....	61
Tabla 9. Hipótesis de precio de mercado y límites superiores e inferiores. Fuente: Orden IET/1045/2014.....	64
Tabla 10. Hipótesis de precio de mercado. Elaboración propia. ....	64
Tabla 11. Desglose retribución opción venta a mercado, instalación 2002. Elaboración propia. .....	71
Tabla 12. Desglose retribución opción tarifa regulada, instalación 2002. Elaboración propia. .	71
Tabla 13. Retribución instalación 2002. Elaboración propia.....	73
Tabla 14. Retribución instalación 2002 según RD 413/2014. ....	73
Tabla 15. Desglose retribución instalación 2006. ....	75
Tabla 16. Retribución instalación 2006. Elaboración propia.....	76
Tabla 17. Retribución instalación 2006 según RD 413/2014. ....	77
Tabla 18. Desglose retribución instalación 2009. ....	78
Tabla 19. Retribución instalación 2009. Elaboración propia.....	78
Tabla 20. Retribución instalación 2009 según RD 413/2014. ....	79
Tabla 21. Desglose retribución instalación 2014. Elaboración propia. ....	81
Tabla 22. Impuesto por la sostenibilidad energética. Elaboración propia según Ley 15/2012. .	81
Tabla 23. Retribución instalación 2014. Elaboración propia.....	82
Tabla 24. Retribución instalación 2014 según RD 413/2014. ....	82
Tabla 25. Desglose de tareas del Trabajo Fin de Grado.....	95
Tabla 26. Desglose de horas dedicadas por el autor al trabajo. ....	96
Tabla 27. Coste total recursos humanos.....	96
Tabla 28. Coste de realización del Trabajo Fin de Grado.....	97



### ACRÓNIMOS

OS: Operador del Sistema

REE: Red Eléctrica de España

HVDC: "High Voltage Direct Current" (Corriente continua de alta tensión)

TUR: Tarifa de Último Recurso

PVPC: Precio Voluntario al Pequeño Consumidor

MIBEL: Mercado Ibérico de la Electricidad

OMIP: Operador del Mercado Ibérico del polo Portugués

OMIE: Operador del Mercado Ibérico del polo Español

FV: Fotovoltaica/o

REPE: Registro Especial de Productores de Energía

TMR: Tarifa Media eléctrica de Referencia

IPC: Índice de Precios al Consumo

CNE: Comisión Nacional de la Energía

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

MINETUR: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

IT: Instalación Tipo



## **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1. INTRODUCCIÓN**

El presente trabajo fin de grado trata acerca de la nueva regulación del régimen retributivo aprobada en junio del 2014 y por la que se rigen los productores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos en España. En este TFG se analiza el impacto económico que supone este cambio regulatorio sobre las instalaciones solar fotovoltaica, con respecto al marco legal que existía previamente a través de unos casos de estudio y mediante una aplicación informática desarrollada al efecto.

### **1.2. OBJETIVOS**

El objetivo principal de este trabajo consiste en analizar la regulación actual -a 2014- de la retribución a la tecnología solar fotovoltaica con respecto a la situación previa en España.

Se identificarán sus consecuencias y el impacto económico de su implantación sobre la retribución a los propietarios o promotores.

Adicionalmente se va a desarrollar una herramienta informática que permita estimar la retribución que le corresponderá al titular de una instalación solar fotovoltaica, con la nueva regulación.

### **1.3. ESTRUCTURA DEL TRABAJO FIN DE GRADO**

Este trabajo se estructura en once capítulos y la bibliografía. En el primero se resume el trabajo y se indican sus objetivos. El segundo se hace una introducción al sistema eléctrico español. En el tercero se explica el funcionamiento del mercado eléctrico. En el capítulo cuatro se explica la tecnología de generación fotovoltaica. En el capítulo quinto se expone la evolución de la regulación sobre la retribución a la energía solar fotovoltaica. El sexto muestra el análisis del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la retribución por generación eléctrica a la tecnología solar fotovoltaica. En el capítulo séptimo se realiza un estudio de varios casos de estudio de distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas y sus respectivas retribuciones, comparando entre la regulación actual y la previa. El capítulo octavo se centra en la aplicación informática desarrollada y sus características de uso. El noveno contiene el cronograma del trabajo para desarrollar este TFG. El décimo es el presupuesto del trabajo que aquí se presenta. En el undécimo se muestran las conclusiones obtenidas tras realizar todo el trabajo fin de grado.

## CAPÍTULO 2. SISTEMA ELÉCTRICO

### 2.1. COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Resulta difícil concebir la sociedad actual sin la electricidad, hoy en día se utiliza casi en cualquier actividad que desarrolle una persona, más allá de la laboral e incluso por hábito, y si nos referimos al sector de la industria alcanza la calificación de imprescindible. Cubrir las necesidades energéticas de la sociedad actual es posible gracias a un sistema muy complejo y que está compuesto por una gran cantidad de componentes, se trata de un sistema físico a través del cual la electricidad generada a cientos de kilómetros es distribuida a diversos puntos y permite su consumo.

Los componentes que forman parte de un sistema eléctrico son, entre otros, instalaciones de generación eléctrica, líneas de transporte y distribución eléctrica, centros de control, consumidores domésticos e industriales, subestaciones de transformación. Todos estos elementos interconectados entre sí y operando coordinadamente forman el sistema eléctrico, consiguiéndose así satisfacer la demanda eléctrica instantánea y mantener un equilibrio entre generación y consumo. El Operador del Sistema (OS) es el encargado de garantizar el buen funcionamiento del sistema eléctrico y de la seguridad de suministro de electricidad.

Se distinguen tres operaciones principales dentro de un sistema eléctrico: generación, transporte y distribución. La interconexión de estas partes se realiza mediante las subestaciones y los centros de transformación.

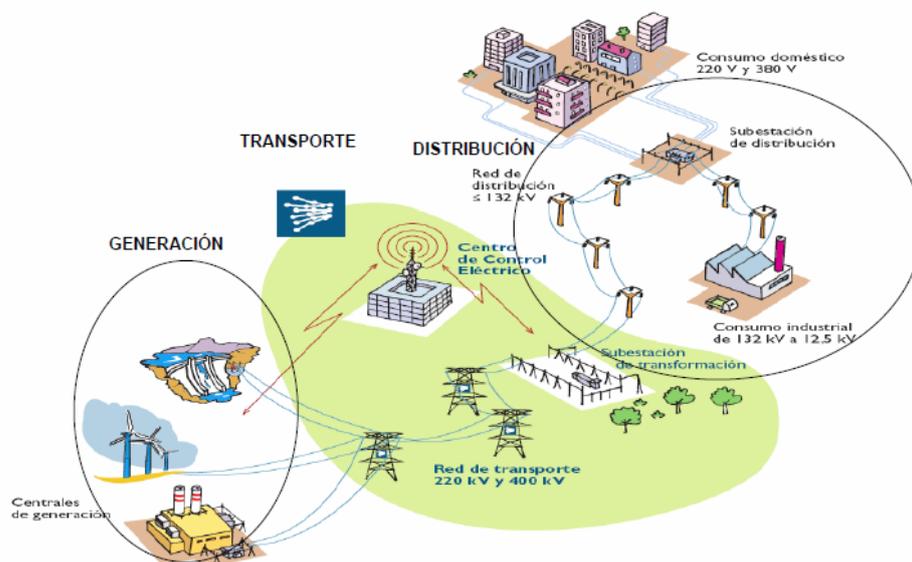


Figura 1. Esquema del sistema eléctrico. Fuente: REE

En la Figura 1 se representa de forma básica un sistema eléctrico, donde se encuentra una zona de generación de energía eléctrica a partir de diversas fuentes de energía primaria, otra zona de transporte de la electricidad desde el punto de generación hasta el de distribución; Red Eléctrica de España es el transportista único del sistema eléctrico español, ésta compañía a su vez se encarga, como OS, de mantener en equilibrio demanda y generación, además de



procurar un suministro eléctrico de calidad e ininterrumpido. Por último se observa en la Figura 1 la zona de distribución eléctrica, llevando la electricidad hacia los distintos consumidores que en ella se encuentren.

### 2.1.1. GENERACIÓN

La generación eléctrica se lleva a cabo en instalaciones donde a partir de diferentes energías primarias se obtiene energía eléctrica usando para ello una determinada tecnología y existiendo por lo tanto distintos tipos de plantas generadoras.

Debido a que no se puede almacenar energía en grandes cantidades en cada instante se produce la electricidad que va a ser consumida en ese momento, ello implica que el sistema eléctrico esté formado por instalaciones cuya tecnología permita aumentar o disminuir la cantidad de energía producida y adaptar rápidamente la generación a la demanda.

En función de la tecnología utilizada para generar electricidad se distinguen los siguientes tipos de centrales eléctricas [1]:

- Centrales nucleares

A partir de la fisión de un combustible nuclear, como uranio o plutonio, en un reactor se genera vapor a presión que hace funcionar a una turbina. La turbina se encuentra conectada a un generador, transformando energía mecánica en energía eléctrica. En España este tipo de plantas se utilizan como centrales de base<sup>1</sup>, son poco flexibles para variar la producción eléctrica a corto plazo, aportan un alto nivel de seguridad de suministro.

A estas centrales se les exigen niveles de seguridad superiores a los de otra central, por la radiactividad existente en sus instalaciones. Están sometidas a estrictos controles de seguridad debido a los residuos radiactivos de larga duración que se generan en la obtención de electricidad. Por el contrario no emiten gases contaminantes a la atmósfera, sino vapor de agua a través de sus torres de refrigeración.

Los costes fijos de una central nuclear son elevados, principalmente por los exigentes requisitos de seguridad que deben cumplir. En cambio al ser una tecnología no emisora de CO<sub>2</sub> no debe pagar las penalizaciones por emisiones.

- Centrales hidráulicas

Mediante el flujo de agua que proviene de un río o de un embalse se genera electricidad, ya que el caudal de agua atraviesa y hace girar una turbina acoplada a un generador. Dependiendo del emplazamiento de la presa la central queda condicionada a ser de un tipo u otro, se distinguen así tres tipos de centrales hidráulicas:

---

<sup>1</sup> Suministran gran parte de la energía eléctrica demandada, trabajan durante largos periodos de tiempo y debido a su lenta puesta en marcha no se debe interrumpir su funcionamiento.



- De agua fluyente. Tienen embalses con un almacenamiento limitado, dependen directamente del caudal del río y de las precipitaciones, alcanzando su potencia máxima de producción durante las épocas de grandes lluvias.
- De agua embalsada. Formadas por embalses de gran volumen, a partir de la construcción de presas se consigue almacenar o hacer fluir el agua para generar electricidad. Funcionan durante todo el año al ser independientes de cualquier río y su caudal de agua, además por el tipo de tecnología que es puede afrontar fácilmente un incremento o un descenso de su producción.
- De bombeo. Trabajan de forma reversible y se compone de dos embalses a distintos niveles de altura. Cuando existe poca demanda eléctrica se bombea agua del embalse inferior al embalse superior (se produce consumo de electricidad) para, en los momentos de máxima demanda, actuar como generador haciendo circular por la turbina el agua previamente aportada por el bombeo. Posee la misma ventaja que la hidráulica de agua embalsada, se adapta rápidamente a cambios en la producción eléctrica.

Todas estas tecnologías tienen unos costes fijos elevados, debido al mantenimiento y las obras de construcción, y unos costes variables menores, aunque toman importancia en las centrales de bombeo ya que deben comprar electricidad. Los costes de producción en el tercer trimestre de 2008 para la tecnología hidráulica (excluyendo el bombeo) alcanzaron el valor total de 39 €/MWh, donde los costes fijos fueron de 36 €/MWh y los costes variables tan solo 3 €/MWh [2].

### - Centrales de carbón

Generan energía eléctrica por la quema de carbón en la caldera, un combustible fósil, que en su combustión calienta agua y produce vapor. Este vapor consigue accionar una turbina, la cual está conectada a un alternador.

Producir electricidad con centrales de este tipo repercute en el medio ambiente, ya que se emiten gases contaminantes y partículas a la atmósfera. Para reducir el perjuicio de las emisiones algunas centrales constan de precipitadores, dispositivos que descontaminan el aire de partículas al actuar como un filtro. Son poco flexibles para modificar el nivel de producción con rapidez.

### - Centrales de ciclo combinado

Se utiliza gas natural como combustible en estas centrales, aprovechándose su energía térmica para generar electricidad mediante dos ciclos termodinámicos.

Primero se somete al combustible a un ciclo Brayton, mezclándose con aire a presión para posteriormente calentar la mezcla en una cámara de combustión. Estos gases de combustión pasan por una turbina de gas donde se expanden, desarrollándose así energía mecánica que por la solidaridad de eje entre la turbina de gas y el generador se transforma en energía eléctrica. A continuación interviene el ciclo Rankine, mediante el cual también se obtiene electricidad. Por una turbina de vapor pasa el vapor procedente de los gases que salen de la turbina de gas; de estos gases se recupera su calor, a través de una caldera para producir vapor.

Las centrales de ciclo combinado también emiten CO<sub>2</sub> a la atmósfera, aunque mucho menos que las centrales de carbón. Su rendimiento es muy alto en comparación con cualquier central térmica y son flexibles para operar a distintos niveles de producción eléctrica.

### - Centrales eólicas

A partir del viento, recurso natural, en estas centrales se transforma su energía cinética en energía eléctrica. Para ello se utilizan estructuras como molinos (según el tipo constan de un número distinto de palas) y cuando el viento azota sobre las palas se transforma su energía cinética en mecánica girando así la hélice. La hélice se encuentra conectada mediante un eje de baja y otro eje de alta a un generador, donde se transforma la energía mecánica y finalmente se obtiene energía eléctrica.

Como principal ventaja de la energía eólica está su nula emisión de gas o de partículas contaminantes, siendo así una fuente de energía renovable, limpia y además abundante. Aunque, pese a la abundancia del recurso, hay que tener en cuenta la incertidumbre del viento y que no estará disponible siempre que se necesite, debido a ello las centrales eólicas no son fuentes únicas de generación eléctrica y están respaldadas por otras centrales (carbón, nuclear, etc.) para actuar en caso de fallar la producción por falta de viento. Los aspectos negativos de un parque eólico son el impacto visual y sonoro, también tiene sus consecuencias sobre la flora y la fauna del emplazamiento.

En España toda la generación eléctrica se encuentra instalada en tierra, “on shore”, pero en otros países como Dinamarca cuentan con parques eólicos marinos, “off shore”, y que poco a poco se están desarrollando más ya que en el mar existe más recurso eólico, además de causar menor impacto visual y sonoro.

De todas las fuentes renovables existentes la tecnología de la energía eólica es de las más maduras, estando cada vez más presente en la contribución al abastecimiento eléctrico.

### - Centrales solares

En las centrales solares utilizan la radiación del Sol para generar energía eléctrica. Existen principalmente dos tecnologías para aprovechar la energía solar y son:

- Solar termoeléctrica. En estas centrales se utiliza la energía solar para calentar un fluido térmico, el cual una vez calentado se circula hacia un generador de vapor donde transfiere su calor a otro fluido, agua normalmente, y se genera así vapor. A continuación ese vapor se circula hacia una turbina para hacerla girar y al estar conectada ésta a un generador, por un mismo eje, se produce energía eléctrica.

Que la mayor cantidad posible de radiación solar incida sobre el fluido térmico se logra mediante heliostatos y espejos direccionales, que se instalan en tierra y reflejan la luz del Sol hacia la caldera, por donde circula el fluido térmico.

- Solar fotovoltaica. A partir de la radiación solar incidente sobre células solares, y mediante el efecto fotoeléctrico, se convierte directamente la energía solar en energía eléctrica. Más adelante se explica con detalle la tecnología solar fotovoltaica, tema principal de este Trabajo Fin de Grado.

Producir electricidad aplicando una de estas dos tecnologías no produce ningún tipo de emisión contaminante. No son tecnologías tan maduras como la eólica, pero debido a su carácter renovable actualmente se encuentran en continua investigación y mejora; para conseguir paneles solares con un mayor rendimiento y centrales solares más eficientes en cuanto a los sistemas de concentración.

La principal desventaja de las centrales solares son los altos costes de inversión que tienen y la gran extensión que se necesita en comparación con la potencia que se va a obtener.



Figura 2. Principales centrales eléctricas en la Península. Fuente: REE.

En la Figura 2 se observa la localización de las principales centrales de generación a fecha de diciembre de 2013. En el Islas Canarias y en las Islas Baleares las centrales más importantes son de fuel y gas, ciclo combinado, eólica (150 y 4 MW respectivamente) y solar fotovoltaica (166 y 78 MW respectivamente).

A 31 de diciembre de 2013		
	Potencia instalada (MW)	Cobertura de la demanda (GWh)
Hidráulica	19.888	41.072
Nuclear	7.866	56.827
Carbón	11.641	42.398
Ciclo combinado	27.206	28.672
Eólica	23.010	54.708
Solar fotovoltaica	4.665	8.324
Solar termoeléctrica	2.300	4.442

Tabla 1. Potencia y cobertura de demanda según tecnología. Fuente: REE<sup>2</sup>.

Se muestran en la Tabla 1 la potencia instalada de cada una de las principales tecnologías que componen el sistema eléctrico español, así como la cantidad de energía que aportaron para cubrir la demanda anual nacional del año 2013 que fue de 261.023 GWh.

### 2.1.2. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Ambas actividades, transporte y distribución de energía eléctrica, tienen como objetivo llevar electricidad de un punto a otro de la red eléctrica; diferenciándose por los niveles de tensión a los que transportan la energía y la longitud de sus líneas.

A partir de la Ley 17/2007, de 4 de julio, se reconoce en España como transportista único y exclusivo a la compañía Red Eléctrica de España, siendo así la actividad del transporte de energía eléctrica un monopolio regulado.

La necesidad de la red de transporte eléctrico nace de la localización de las centrales de generación, que por consideraciones ambientales, sociales y tecnológicas se han construido alejadas de los núcleos urbanos y junto con la imposibilidad de almacenar energía, se llega a esa necesidad de tener una robusta red de transporte para conectar los puntos de generación eléctrica con los de consumo.

Esta red está formada por líneas aéreas, cables desnudos de aluminio-acero que recorren largas distancias y se apoyan en torres de transmisión metálicas, de las que se aíslan mediante aislantes de vidrio o cerámicos. También se usan cables aislados, normalmente soterrados o en túnel, para cuando no es posible utilizar líneas aéreas. Para minimizar las pérdidas por efecto Joule resulta necesario aumentar el nivel de la tensión obtenida en las centrales de generación. Aumentando la tensión se consigue transmitir una misma cantidad de potencia a un valor de corriente menor, lo que supone unas pérdidas menores. La operación de elevar la tensión tiene lugar en la estación transformadora elevadora, donde se pasa de una tensión de entre 6 y 30 kV<sup>3</sup> a una alta tensión de 400 y 220kV<sup>4</sup>. A partir de estas estaciones se extienden

<sup>2</sup> Informe Sistema Eléctrico Español 2013 [3].

<sup>3</sup> Valores de tensión a los que se produce electricidad. [5]

<sup>4</sup> La red de transporte española esta compuesta principalmente por líneas que transportan a 400 y 220kV, aunque también existe parte de la red funcionando a 150 - 132 - 110kV.



la red de transporte, no solo abarcando territorio nacional sino también traspasando fronteras (conexiones internacionales) [4][5].

El transporte de la energía eléctrica se realiza principalmente en corriente alterna trifásica, aunque también existe el transporte eléctrico en corriente continua (HVDC) que resulta de gran interés y rentabilidad para líneas aéreas que recorran gran distancia (1000Km o superior), líneas submarinas<sup>5</sup> e interconexiones internacionales.

Cuando las líneas de transporte se encuentran próximas a los núcleos de consumo se conectan a subestaciones transformadoras reductoras, en ellas se reduce la tensión de la energía eléctrica a niveles de media tensión (<132kV). De estas subestaciones se alimentan la red de distribución, encargada de hacer llegar electricidad a grandes consumidores y poblaciones.

La red de distribución eléctrica consta de líneas aéreas aisladas y subterráneas, bajo tierra cuando se alcanzan los núcleos urbanos. Enlaza con consumidores que operan a niveles de media tensión y con centros transformadores, donde se reduce una vez más la tensión hasta valores en torno a los 400 y 230V para llegar a los consumidores finales de baja tensión.

Esta actividad de distribución energética también está regulada pero no es un monopolio, sino que existen varias empresas eléctricas encargadas de la distribución eléctrica a nivel nacional, formando así el actual mercado eléctrico liberalizado.

## 2.2. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Acorde con la situación económica desfavorable por la que está pasando España, la demanda eléctrica nacional en 2013 fue menor respecto a la anterior, se consumieron 261.023 GWh un 2,3 % menos, hecho que viene sucediendo desde hace varios años.

Una demanda menor, implica una menor producción ya que en el sistema eléctrico siempre debe existir en todo instante el equilibrio entre consumo y generación. En 2013 la producción nacional cerró el año con un descenso del 3,4 % comparado al 2012. En la producción también se tiene en cuenta la exportación, la cual ha disminuido y por ello este descenso no es igual al descenso de la demanda.

---

<sup>5</sup> Interconexión submarina Península – Baleares, proyecto Rómulo.

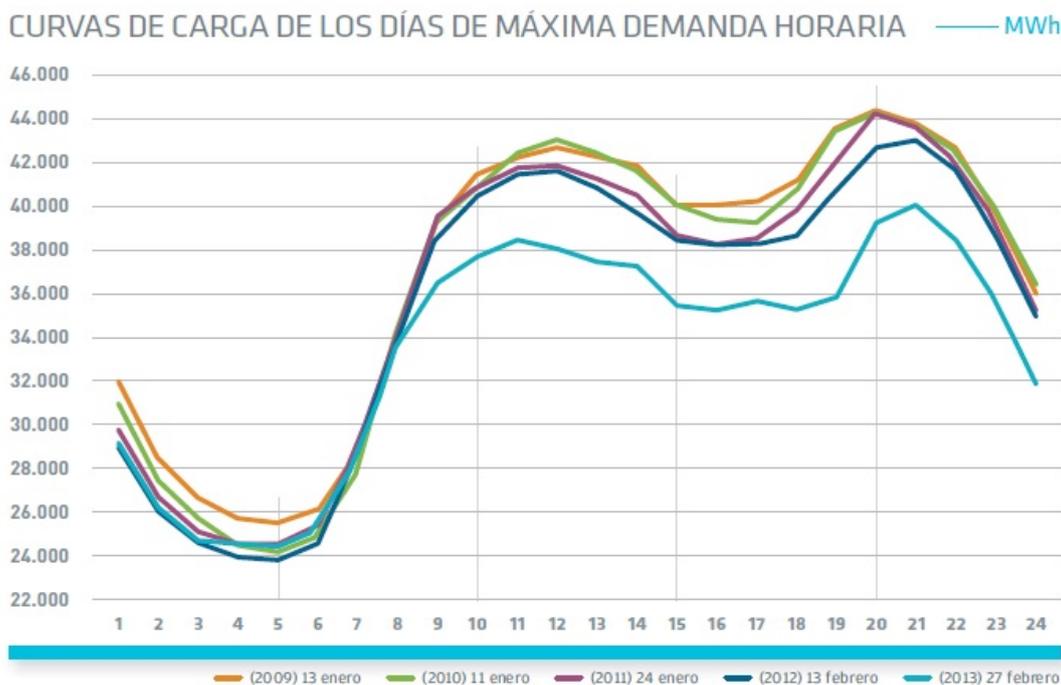


Figura 3. Comparativa de los días de máxima demanda entre 2009 y 2013. Fuente REE<sup>6</sup>.

En la Figura 3 se muestran las curvas de carga correspondientes al día de máxima demanda de cada año. Se puede ver cómo su valor horario ha ido disminuyendo desde el año 2009, apreciable sobre todo en los picos de demanda que se producen a medio día (12h) y cuando la mayoría de los consumidores regresa a casa (20h).

Para cubrir la demanda durante el año 2013 se utilizaron diversas tecnologías del mix de generación que compone el sistema eléctrico. Las principales contribuyentes han sido la tecnología nuclear y la eólica, cubriendo ésta última el 21,2 % de la demanda peninsular, todo un hito para el sector renovable ya que se situó a la cabeza junto a la nuclear; cuyo aporte fue también del 21,2 %. Las centrales hidráulicas han incrementado su aportación gracias a las abundantes lluvias que han aumentado el recurso hidrológico.

El aporte energético de las energías renovables ha sido mayor continuando así con su comportamiento creciente y que viene experimentando desde hace años, representando el 42,6 % de la demanda satisfecha.

Sin embargo y consecuentemente, otras tecnologías como la nuclear, los ciclos combinados y las centrales de carbón han sufrido un descenso en su producción (-7,6 %, -32,6 % y -26,5 % respectivamente). Todas las centrales de régimen ordinario, salvo la hidráulica, han continuado con su línea descendente de aporte energético.

En lo referente a la potencia instalada durante el 2013 su crecimiento ha sido muy pequeño, tan sólo un 0,7 %, algo razonable teniendo en cuenta la caída de la demanda eléctrica y la

<sup>6</sup> [3].

sobrecapacidad de generación que existe. El pico de potencia instantánea en el sistema peninsular fue de 40.277 MW y la potencia instalada alcanzó los 102.395 MW.

### BALANCE DE POTENCIA A 31.12.2013. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

	SISTEMA PENINSULAR		SISTEMAS NO PENINSULARES		TOTAL NACIONAL	
	MW	% 13/12	MW	% 13/12	MW	% 13/12
Hidráulica	17.785	0,0	1	0,0	17.786	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	11.131	0,2	510	0,0	11.641	0,2
Fuel/gas	520	0,0	2.979	2,4	3.498	2,0
Ciclo combinado	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
<b>Total régimen ordinario</b>	<b>62.655</b>	<b>0,0</b>	<b>5.343</b>	<b>1,3</b>	<b>67.998</b>	<b>0,1</b>
Hidráulica	2.102	2,9	0,5	0,0	2.102	2,9
Eólica	22.854	1,0	157	5,0	23.010	1,1
Solar fotovoltaica	4.422	2,4	243	1,3	4.665	2,3
Solar termoeléctrica	2.300	17,9	-	-	2.300	17,9
Térmica renovable	975	0,5	5	0,0	980	0,5
Térmica no renovable	7.089	-1,0	121	0,0	7.210	-1,0
<b>Total régimen especial (1)</b>	<b>39.741</b>	<b>1,7</b>	<b>527</b>	<b>2,1</b>	<b>40.267</b>	<b>1,8</b>
<b>Total</b>	<b>102.395</b>	<b>0,7</b>	<b>5.870</b>	<b>1,4</b>	<b>108.265</b>	<b>0,7</b>

Figura 4. Balance de potencia año 2013. Fuente: REE [3].

Se observa en la Figura 4 las tecnologías que han visto aumentada su potencia instalada, destaca sobre todas la solar termoeléctrica con un aumento del 17,9 % respecto al 2012, contribuyendo al crecimiento de parque solar nacional aunque su generación sigue siendo pequeña, durante 2013 fue de 4.442 GWh. Se aprecia como las tecnologías con mayor potencia instalada son los ciclos combinados y la eólica.

Se cerró el año con un precio medio final de la electricidad en el mercado eléctrico de 57,69 €/MWh, resuelto un 80% en el conjunto de los mercados diario e intradiario. El 20% restante del precio medio final se completó con los costes por servicios de ajuste y por pagos por capacidad.

### INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

	400 kV	≤ 220 kV		TOTAL	
	PENINSULA	PENINSULA	BALEARES CANARIAS		
<b>Total líneas (km)</b>	<b>20.641</b>	<b>18.667</b>	<b>1.544</b>	<b>1.289</b>	<b>42.140</b>
Líneas aéreas (km)	20.586	17.986	1.089	1.023	40.683
Cable submarino (km)	29	236	306	30	601
Cable subterráneo (km)	26	445	149	237	856
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>76.508</b>	<b>63</b>	<b>2.748</b>	<b>1.625</b>	<b>80.944</b>

Figura 5. Longitud de la red de transporte. Fuente: REE [3].

Al instalarse nuevas plantas generadoras, se ha reforzado el mallado de la red y la seguridad de suministro, para ello la red de transporte ha visto aumentado su longitud en 776 Km y como se muestra en la Figura 5 llegando a los 42.140 Km de circuito total.

## CAPÍTULO 3. MERCADO ELÉCTRICO

Hasta 1997, la gestión del sistema eléctrico español, al ser un servicio público, estaba en manos del Estado. Todo el conjunto de normas y leyes bajo las que se regía era conocido como Marco Legal Estable y se basaba en tarifas reguladas.

Así fue hasta que el 1 de enero de 1998 se implanta la Ley 54/1997, mediante la cual se produce la liberalización del mercado en el sistema eléctrico y se inicia un mecanismo mediante el cual las instalaciones productoras de energía eléctrica pasan a comunicar diariamente, y de forma libre, la cantidad y el precio al que aceptan vender la electricidad que generan. A partir de entonces el precio de la electricidad se compone de un componente regulado que sirve para pagar la actividad de redes de transporte y distribución y otros costes regulados (manteniéndose así la regulación del Estado sobre esta actividad), y un componente de mercado definido por el acuerdo entre generadores y consumidores, dentro del nuevo marco de mercado liberalizado. Los consumidores finales para tener electricidad deberán contratar los servicios con una empresa comercializadora.

En la comercialización de la electricidad se establecen dos mercados, el mercado minorista y el mercado mayorista.

### 3.1. MERCADO MINORISTA

Denominado minorista ya que la cantidad de energía eléctrica con la que se negocia es baja. En este mercado la oferta la realizan las empresas que comercializan electricidad en el mercado liberalizado y la demanda viene por parte del consumidor doméstico y pequeñas empresas, quienes contratan los servicios de suministro eléctrico y se le son facturados.

Las comercializadoras actúan como intermediario entre los pequeños consumidores y las centrales generadoras, siendo por un lado el vendedor y por el otro el comprador. A través de las facturas los consumidores pagan a la comercializadora la comisión correspondiente, y además los dos componentes anteriormente nombrados; el componente regulado para cubrir costes del sistema y otros impuestos del Estado, y el componente de mercado que procede del precio establecido en el mercado mayorista.

Con la liberalización del mercado también se incorporó en 2009<sup>7</sup> el concepto de Tarifa de Último Recurso (TUR), una tarifa eléctrica fijada completamente por el Gobierno, a la que podían acogerse todos los consumidores de baja tensión cuya potencia contratada fuera inferior a 10 KW. Actualmente esta tarifa ya no se conoce como TUR, se modifica a partir del 1 de febrero de 2014 [6] y queda establecido el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC). A día de hoy siguen conviviendo tanto la tarifa del mercado libre como el PVPC, y es el consumidor quien elige a qué tarifa acogerse [7].

---

<sup>7</sup> Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

## 3.2. MERCADO MAYORISTA

En él participan grandes consumidores y comercializadoras, siendo ambos compradores de electricidad a las centrales generadoras a través de mecanismos de mercado. Se produce el intercambio de información entre productores y consumidores, sucediendo así que los productores que generen al menor precio abastecerán a los compradores dispuestos a pagar. El precio a pagar en cada hora se corresponderá con el de la tecnología marginal en esa hora.

En el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) se gestionan los mercados eléctricos de Portugal y España, está compuesto por una secuencia de mercados que son:

- Mercado a plazos o de futuros, gestionado por el Operador del Mercado Ibérico del polo portugués (OMIP).
- Mercado diario e intradiario, gestionado por el Operador del Mercado Ibérico del polo español (OMIE). En él se establece para cada hora del día el precio y cantidad de energía.

Atendiendo al objetivo de este trabajo se explican a continuación las características de los mercados diario e intradiario, y además porque gran parte de la energía eléctrica en la Península Ibérica se gestiona a través de éstos [8].

### 3.2.1. MERCADO DIARIO

Envuelve las transacciones de compra-venta de electricidad en relación a la producción y suministro del próximo día, por lo tanto este mercado tiene lugar todos los días. Su objetivo es fijar el precio y la cantidad energía eléctrica que será suministrada a la red, y consumida, para cada hora.

El funcionamiento del mercado diario consta de dos fases:

Fase 1. En la primera fase los agentes distribuidores y comercializadores exponen durante el día D-1 las ofertas de venta y compra de la electricidad respectivamente, emitiendo una oferta por cada hora del día D. Cada oferta de venta incluye el precio al que la central generadora esta dispuesta a producir electricidad para una hora determinada del día D, se crea con esos datos una curva creciente. Las ofertas de compra enviadas por las comercializadoras indican el precio al que están dispuestas a pagar por una cantidad determinada de energía, se genera una curva decreciente con estos datos.

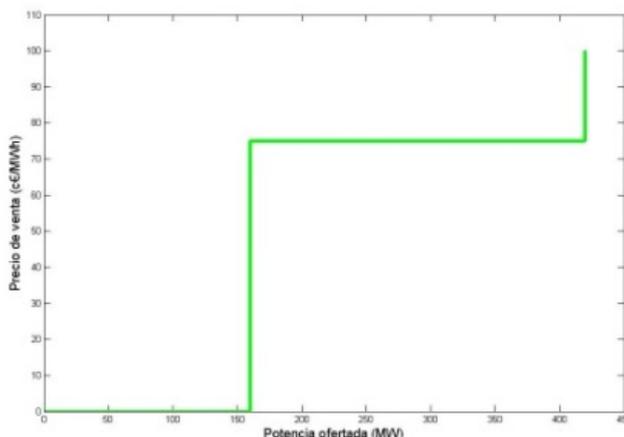


Figura 6. Curva oferta de venta de la central de ciclo combinado de Endesa en Barcelona, Besós grupo 3, para la hora H18 del 13 de marzo de 2013. Elaboración propia. Fuente: Observa el mercado eléctrico<sup>8</sup>.

La Figura 6 representa la curva creciente generada a partir de la oferta de venta de la central de Besós, para una determinada hora en este caso H18. De ella se saca la potencia a partir de la cual el vendedor está dispuesto a hacer funcionar su central (160MW) y el precio al que la vende.

Fase 2. Hasta las 12h del día D-1 se aceptan todas las ofertas de productores y consumidores, una vez cerrado el plazo de aceptación tiene lugar la casación. El objetivo de la casación es igualar la oferta de venta más barata con la demanda para cada hora, además ésta operación de igualación puede ser una casación simple o compleja en función de si se han recibido ofertas simples o con condiciones complejas.

<sup>8</sup> [http://www.observaelmercadoelectrico.net/Explora/formulario2.html#go\\_app2](http://www.observaelmercadoelectrico.net/Explora/formulario2.html#go_app2)

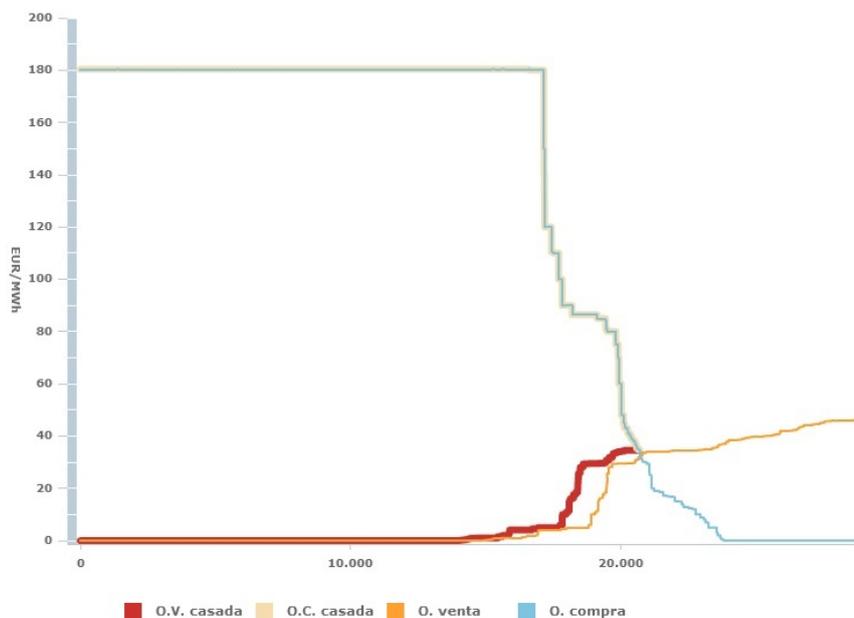


Figura 7. Curvas agregadas de oferta y demanda. Fuente: OMIE<sup>9</sup>

En la Figura 7 se observa el resultado final de las operaciones del mercado diario para un día y hora concreto, en este caso la casación el 13 de marzo de 2014 para la hora H2. La curva roja representa la oferta de venta corregida y casada, similar a la curva naranja la cual representa a la oferta de venta sin la aplicación de condiciones complejas. De igual interpretación son las curvas azul y beige, representando respectivamente la oferta de compra sin la aplicación de condiciones y la oferta de compra casada. Por último, en la intersección entre la curva de la oferta de venta casada y la de compra casada se obtiene el precio final y la cantidad de energía negociada para esa hora.

Con este procedimiento se consigue abaratar el precio de la energía eléctrica, ya que los productores ofertan a un bajo precio para asegurarse ser el suministrador eléctrico seleccionado para abastecer a la red y hacer funcionar su instalación [9][10].

### 3.2.2. MERCADO INTRADIARIO

Una vez fijados los precios en el mercado diario, para cualquier modificación o ajuste en las ofertas y demandas se activará el mercado intradiario. Se trata de un mercado de ajuste previo a los mercados del Operador del Sistema. Se rige por los mismos criterios que el mercado diario, se estructura en seis sesiones donde pueden intervenir los agentes autorizados a operar el mercado diario. De igual forma se realizan las casaciones de oferta y demanda, que una vez acabadas se incorporan al Programa Diario Viable y dando lugar al Programa Diario Viable Definitivo [11].

<sup>9</sup> <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>



	SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30

Figura 8. Horarios de las seis sesiones que componen el mercado intradiario. Fuente: OMIE<sup>10</sup>

Gracias al mercado intradiario se solucionan problemas, por ejemplo, de unidades generadoras que se hayan comprometido a aportar una cantidad de energía y no puedan cumplirlo, debido a un problema técnico o de abastecimiento de recurso. Interviniendo en alguna de las 6 sesiones podría adquirir la energía suficiente y cumplir con sus compromisos del mercado diario.

### 3.2.3. MERCADO DE AJUSTE

En estos mercados se resuelven los problemas que provienen del desequilibrio entre generación y demanda, si se dan. Abarca una serie de mecanismos competitivos que mejoran al conjunto del mercado de producción, garantizando también la calidad y la seguridad en el suministro eléctrico. Además permite el control a tiempo real del sistema eléctrico. Es gestionado completamente por el Operador del Sistema, REE [12].

<sup>10</sup> <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>



## CAPÍTULO 4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 4.1. TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La generación de electricidad mediante tecnología solar se nutre del Sol para funcionar. Se trata de una forma limpia de abastecer nuestras necesidades energéticas, ya que cumple las principales características de las energías renovables; no genera CO<sub>2</sub>, su tecnología es simple, se encuentra de forma distribuida, tiene pequeño impacto ecológico y proviene de una fuente virtualmente inagotable. Existen dos tecnologías para aprovechar la radiación solar y producir electricidad, son las tecnologías solar fotovoltaica y la termoeléctrica. En este trabajo se desarrolla y estudia la energía solar fotovoltaica.

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica se debe a un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico, dicho efecto tiene lugar en unos dispositivos electrónicos conocidos como célula solar.

#### 4.1.1. CÉLULAS SOLARES

Una célula solar funciona cuando sobre ella, que está constituida de un determinado material semiconductor, incide la luz del sol y se produce una transmisión de energía de los fotones de la luz hacia los electrones de valencia del semiconductor, rompiéndose así el enlace que los une a su átomo. De cada enlace roto se obtiene un electrón libre capaz de circular por el material y también un hueco, o ausencia de electrón, que de igual forma es capaz de circular en el interior del sólido.

Gracias al movimiento de huecos y de electrones se genera una corriente eléctrica en el semiconductor. Para evitar que los enlaces se restablezcan se usa un campo eléctrico, consiguiendo además que huecos y electrones libres circulen en sentidos distintos; dando lugar a corriente eléctrica en el sentido del campo eléctrico aplicado y aprovechable para alimentar una carga.

Para generar dicho campo en la célula solar se unen dos regiones, con conductividades de distinto tipo, de un material semiconductor.

La mayor parte de las células solares comerciales están fabricadas con silicio, un elemento abundante en la corteza terrestre y siendo éste el material semiconductor anteriormente citado. Además prácticamente todas las células solares actuales poseen una unión de regiones tipo p-n que se explica a continuación.

La región tipo n se dopa con fósforo que tiene cinco electrones de valencia, lo que le otorga un carácter donador respecto al silicio que tiene cuatro electrones de valencia y una concentración de electrones superior a la de huecos. La segunda región se llama de tipo p y en su caso se dopa con boro, elemento que posee un electrón de valencia menos que el silicio y por lo tanto es una región con mayor concentración de huecos.

Con la unión de las dos regiones y su gran diferencia de concentraciones entre electrones y huecos se genera el campo eléctrico necesario. Este campo se dirige de la región n a la región p y a él se debe también que los huecos y los electrones extras que se producen cuando la célula está iluminada se separen.

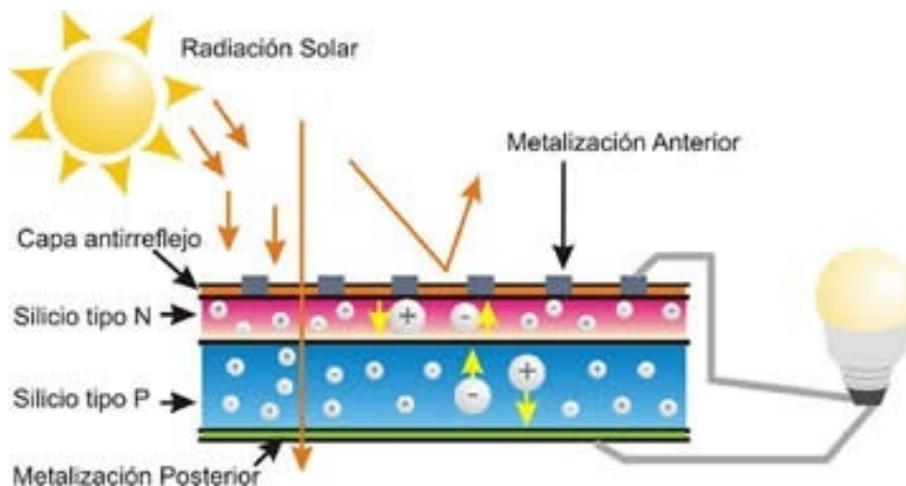


Figura 9. Funcionamiento de una célula solar. Fuente: PUC<sup>11</sup>.

En cuanto a la fabricación de la célula solar de silicio, ésta se obtiene a partir de silicio metalúrgico sometido a diversos procesos. Primero se funde en un horno alrededor de una varilla metálica y posteriormente cristaliza, obteniendo silicio cristalino en forma de lingote. A continuación son cortados en finas obleas y pulidos, para introducir el dopante que se precise en cada disco y finalmente colocar los conductores metálicos; que normalmente se depositan por el lado que va a recibir la luz y se hace de forma que ocupen la menor parte de la superficie, la solución encontrada para ello ha sido utilizar unos contactos en forma de peine [13] [14].

<sup>11</sup> [http://web.ing.puc.cl/~power/alumno13/fotovolt/Informe%20Final.htm#\\_Toc358318332](http://web.ing.puc.cl/~power/alumno13/fotovolt/Informe%20Final.htm#_Toc358318332)



Figura 10. Silicio metalúrgico y sus productos. Fuente: UNICAMP<sup>12</sup>.

En la Figura 10 se puede observar cómo se transforma el silicio hasta obtener finalmente una célula solar. Sujeto en mano se encuentra el silicio metalúrgico, a la izquierda una oblea lista para introducirle los dopantes. Finalmente, a la derecha, se observa una célula solar el resultado final tras todo el proceso.

Existen tres tipos principales y tienen las características que se describen a continuación:

- Célula solar de silicio monocristalino.  
Su rendimiento es el más alto de los distintos tipos existentes hasta hoy, estando en un intervalo del 15-18%. Se obtiene de silicio puro fundido y dopado, es el proceso de fabricación más complicado y encarece mucho su precio final, a pesar de ello su uso es el más generalizado [15].
- Célula solar de silicio policristalino.  
Dan un rendimiento menor entre el 12-14%, su fabricación es más sencilla respecto al de la célula monocristalina. Sus ventajas principales son la reducción de espesor en comparación a las monocristalinas (espesor reducido hasta algunas micras), al ser más delgadas tienen un menor coste. Además se presentan con una forma cuadrada y ello permite aprovechar mejor el espacio.
- Célula solar de silicio amorfo.  
Proporciona el peor rendimiento, menos del 10%. Además su eficiencia disminuye cuando pasa mucho tiempo expuesta al sol. Se obtiene provocando la condensación súbita en su fase de vapor sobre el sustrato, dejando sin tiempo a los átomos para agruparse en su configuración más estable. Pese a su bajo rendimiento se trata de un material notablemente apto para construir células solares por su flexibilidad y resistencia a agentes externos (humedad, temperatura, etc.)

<sup>12</sup> <http://www.unicamp.br/unicamp/ju/530/grupo-purifica-silicio-para-fabricacao-de-celulas-solares>

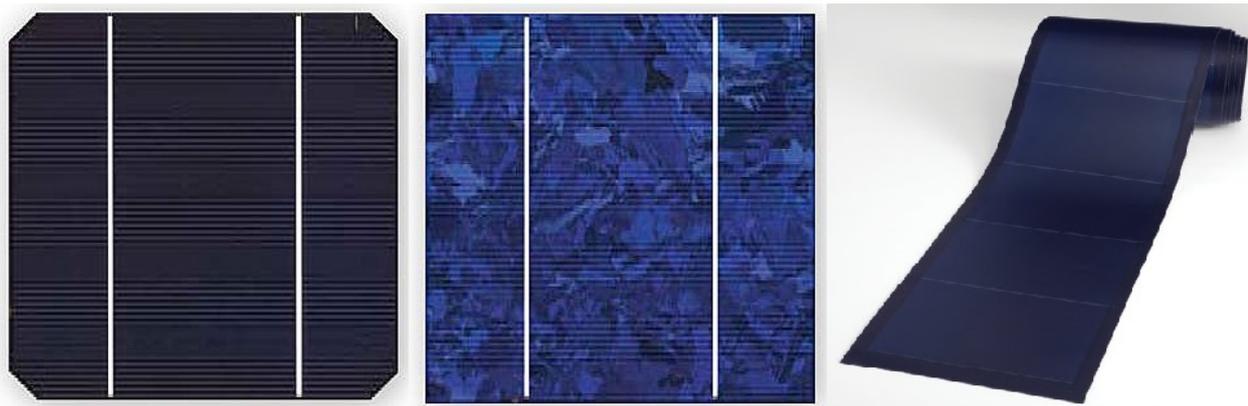


Figura 11. Células solares de Silicio. Fuente: Electricidad gratuita<sup>13</sup> y CIFES-Gobierno de Chile<sup>14</sup>.

Se muestra en la Figura 11 los tres tipos de célula solar existentes. Empezando por la izquierda se encuentra una célula de silicio monocristalino, al lado una célula de silicio policristalino con un color menos uniforme y finalmente una célula de silicio amorfo.

### 4.1.2. CARACTERIZACIÓN DE CÉLULAS SOLARES

La irradiación incidente en la célula es un parámetro muy importante debido a su relación directa con los fotones, a mayor irradiación mayor número de fotones y consecuentemente se genera más corriente. No obstante, la producción de energía eléctrica mediante este sistema tiene muchas más variables como la temperatura de la célula, el área de la misma, su localización, temperatura del ambiente etc, es decir, tenemos un sistema muy abierto y variable.

Para representar el funcionamiento eléctrico de una célula solar se utiliza su curva característica I-V donde se analizan los siguientes parámetros (aunque no es la única ya que también es muy útil la curva P-V que se muestra más adelante):

- Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ).  
Es la máxima intensidad que circula por la célula solar cuando no hay ninguna carga conectada a ella y sus bornes están cortocircuitados. Toma un valor en torno a los  $30 \text{ mA/cm}^2$ , en células solares de silicio. También es el valor máximo de corriente que dará la célula.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ).  
Es la máxima tensión que proporciona la célula cuando no está conectada a una carga con los bornes al aire. De igual forma que  $I_{cc}$  es la tensión máxima que habrá en ella. Este parámetro es función del material, trabajando con silicio toma un valor de  $600 \text{ mV}$ .

<sup>13</sup> <http://www.electricidad-gratuita.com/energia%20fotovoltaica.html>

<sup>14</sup> <http://cifes.gob.cl/tecnologias/solar/fotovoltaica-pv/silicio-amorfo-a-si/>

- Punto de máxima potencia ( $P_{mp}$ ).  
Es el punto de funcionamiento donde se logra la potencia máxima entregada, se obtiene el mayor rendimiento del panel. Es el producto de la tensión máxima y la corriente máxima, valores ligeramente inferiores a  $V_{ca}$  e  $I_{cc}$  respectivamente.

$$P_{mp} = I_M \cdot V_M \quad (1)$$

Donde:

$P_{mp}$  = Punto de máxima de potencia [W]

$I_M$  = Corriente máxima [A]

$V_M$  = Tensión máxima [V]

- Factor de forma (FF).  
Parámetro adimensional. Es la relación entre la potencia máxima que la célula puede entregar y el producto  $I_{cc} \cdot V_{ca}$ . Su valor máximo es 1 y cuanto más próximo a este valor sea el FF de la célula, mejor será esta.

$$FF = \frac{P_{mp}}{I_{cc} \cdot V_{ca}} \quad (2)$$

Con:

FF = Factor de forma

$P_{mp}$  = Punto de máxima potencia [W]

$I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito [A]

$V_{ca}$  = Tensión de circuito abierto [V]

- Eficiencia o rendimiento.  
Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que la célula va a generar y la potencia de la radiación solar incidente. Actualmente las células solares alcanzan una eficiencia de entre el 10% y el 18%.

$$\eta = \frac{P_{mp}}{S \cdot G} \quad (3)$$

Con:

$\eta$  = Rendimiento

$P_{mp}$  = Punto de máxima potencia [W]

$S$  = Área de la célula [ $m^2$ ]

$G$  = Irradiancia [ $W/m^2$ ]

En la Figura 12 se muestra la curva I-V, se representa tensión frente a corriente y quedan representados algunos de los parámetros anteriores. Conjuntamente se encuentra representada la curva P-V, donde quedan representados tensión frente a potencia y en ella se observa el Punto de Máxima Potencia:

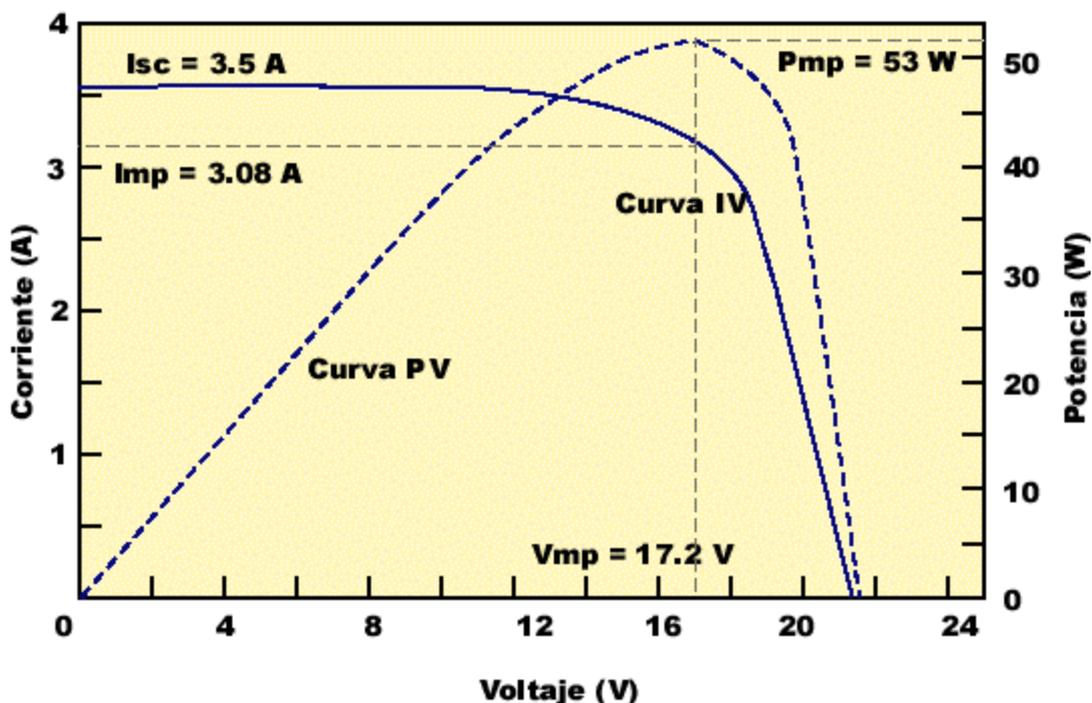


Figura 12. Curvas I-V y P-V de un módulo fotovoltaico a 1.000 W/m<sup>2</sup> y 25 °C. Fuente: Solartronic<sup>15</sup>.

Por último, otro parámetro muy característico es la potencia nominal y que se corresponde con la potencia del inversor, el sistema físico que adapta la energía eléctrica generada para el consumo. No debe confundirse dicho parámetro con la potencia pico y que representa la potencia total instalada, la cantidad de kilovatios instalados en forma de paneles.

#### 4.1.3. EL PANEL FOTOVOLTAICO

Debido a que una célula solar por sí misma no genera unos niveles de corriente y tensión adecuados para cualquier uso eléctrico se crea el panel o módulo FV. Ello se hace conectando primero en serie alrededor de 36 células, obteniéndose así una tensión de 20 V en corriente continua y a continuación uniendo en paralelo las conexiones serie necesarias (normalmente un módulo alcanza un valor de corriente entorno a los 3 A, que se observa en la Figura 12). Cabe remarcar la importancia de que la conexión entre las células mediante soldadura sea lo más perfecta posible, aplicar mucho calor o una presión indebida puede hacer defectuosa una célula. Este problema acarrea la aparición del efecto “mismatch”, la corriente generada final en una agrupación serie estará impuesta por la célula solar defectuosa (que es la menor de todas).

Además de la ventaja de poder alcanzar la corriente y la tensión deseadas, el módulo FV también actúa como protector de las células ante ataques externos y consta de las siguientes partes principalmente:

- Vidrio.

<sup>15</sup> [http://www.solartronic.com/download/guia\\_bombeo.pdf](http://www.solartronic.com/download/guia_bombeo.pdf)

Cristal templado para aportar resistencia mecánica, importante para hacer frente a impactos, y resistencia al choque térmico. Se compone también de una capa antireflectante con el cual se consigue disminuir la reflexión de la luz y aumentar la radiación solar captada.

- Encapsulante.  
Polímero termoplástico, EVA, muy transparente y flexible. Es impermeable al agua, resistente a la abrasión y a la fatiga térmica. Ayuda a disipar el calor de las células.
- Cubierta posterior.  
Material plástico, normalmente TEDLAR, es muy resistente a la intemperie y duradero.
- Caja de conexiones.  
Actúa de interfaz entre el sistema eléctrico y las células solares. Dentro de la caja hay un determinado número de diodos, en función de la morfología del módulo, que sirven como elemento de protección. Gracias a estos diodos conocidos como diodos de paso se proporciona un camino auxiliar para evitar que circule corriente por un conjunto de células sombreadas.

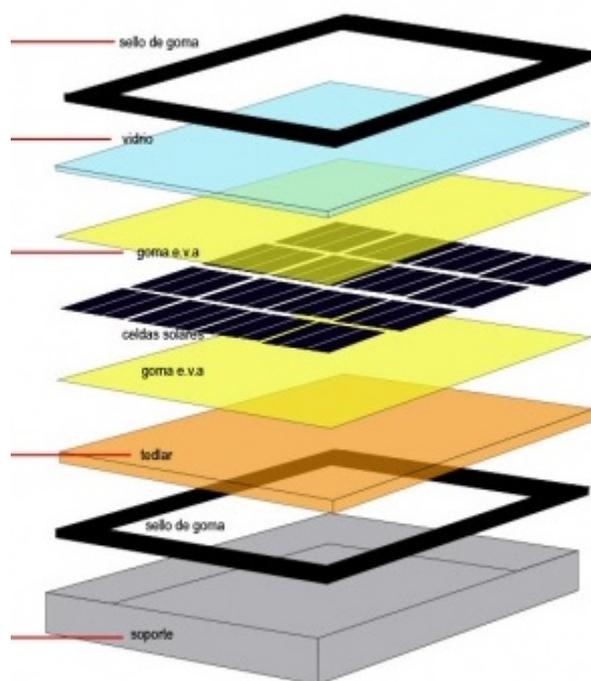


Figura 13. Esquema de un módulo fotovoltaico.

La fabricación de paneles fotovoltaicos ha avanzado con los años, mejorándose así el coste y aumentado el volumen de producción. Las operaciones que se llevan a cabo son laminación y encapsulado de células solares previamente interconectadas entre sí. Los materiales empleados en la laminación son los anteriormente descritos de naturaleza plástica en su



mayoría y en el orden siguiente: Vidrio-EVA-Células-EVA-TEDLAR. El objetivo de este proceso es formar un conjunto compacto sin aire en el interior, quedando adheridas entre si las capas de los distintos materiales.

Todos los módulos fotovoltaicos se anclan a una estructura de soporte fija, que de igual manera debe cumplir unas condiciones que permitan funcionar a las células de una forma segura y eficaz. Algunos requisitos son; soportar fuertes vientos (150 km/h), ser estática, elevar los módulos a 1 metro del suelo como mínimo, tener una buena conexión entre la misma estructura y el marco del modulo para asegurar la protección ante descargas eléctricas, o estar eléctricamente unida a una toma de tierra cumpliéndose así el reglamento de baja tensión.

#### 4.1.4. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Se reconocen dos tipos principales de instalaciones fotovoltaicas, los sistemas aislados y los sistemas conectados a red.

- Sistemas aislados.

Se establecen en zonas donde no hay cobertura por parte del sistema eléctrico, o son de difícil acceso, y se requiere de energía eléctrica. Este tipo de instalación se utiliza sobre todo en zonas rurales y remotas, permitiendo así el bombeo de agua, la existencia de un circuito de regadío o abastecer eléctricamente un refugio. También se puede encontrar su aplicación en señalizaciones de carretera. En la Figura 14 se muestra el esquema básico de un sistema aislado, el regulador controla la entrada de electricidad a la batería, se encarga de evitar descargas profundas y sobrecargas de la misma. Aunque una batería puede recuperarse de una descarga total, ello va a repercutir en su vida útil reduciéndola y lo mismo ocurre con las sobrecargas. El inversor se encarga de transformar en corriente alterna la producida por los paneles fotovoltaicos. Una instalación fotovoltaica aislada también se asocia al concepto de autoabastecimiento, siendo necesarios acumuladores.

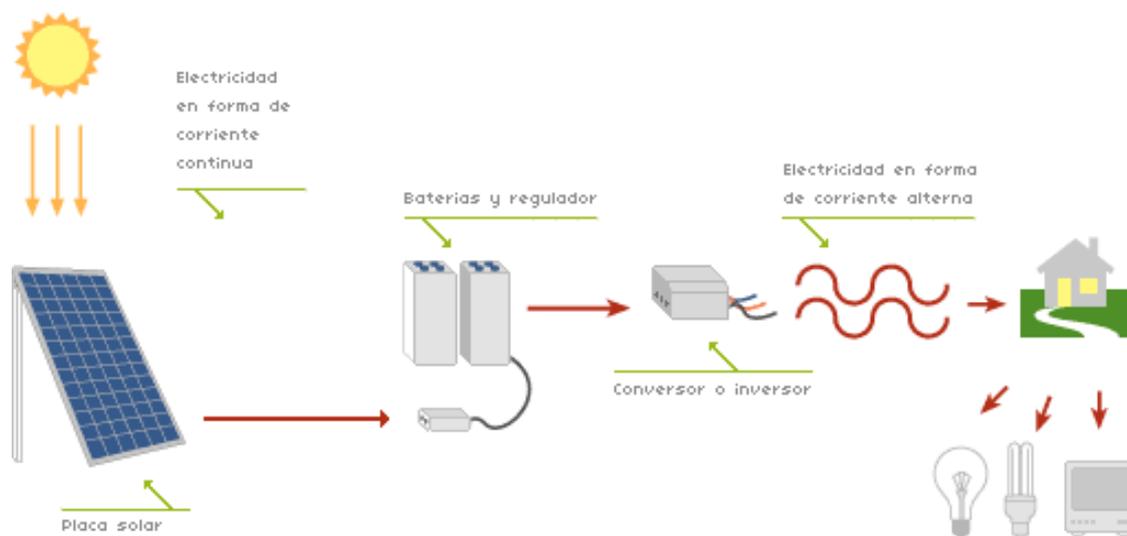


Figura 14. Esquema de una instalación fotovoltaica aislada de la red. Fuente: Soliclíma<sup>16</sup>.

- Sistemas con conexión a la red.

Se instalan sobre tejado o en estructura, y también sobre suelo cuando se trata de una gran planta de generación fotovoltaica, siendo comúnmente conocidos como huertos solares. Su finalidad es generar electricidad para inyectarla a la red de distribución y abastecer a los usuarios de la red.

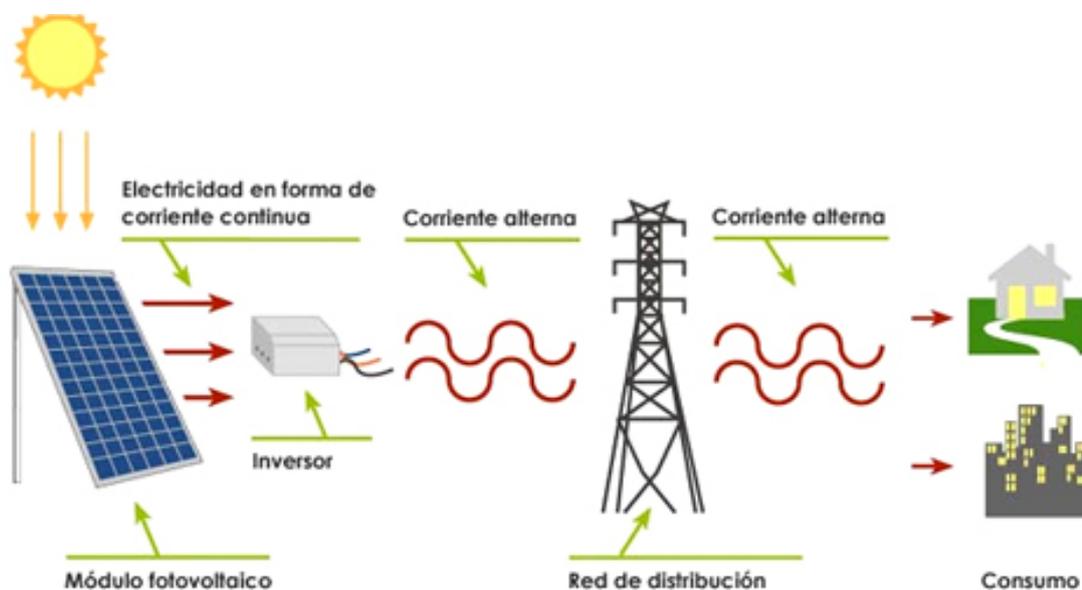


Figura 15. Esquema de una instalación conectada a la red eléctrica. Fuente: Solbisur<sup>17</sup>.

Ambas instalaciones constan de estructuras rígidas donde se amarran los módulos FV, recibiendo a cada hora del día una radiación diferente en función de donde se encuentre el Sol. Por ello y para conseguir que la superficie de un panel esté perpendicular a los rayos del

<sup>16</sup> <http://www.soliclíma.es/fotovoltaica-aislada>

<sup>17</sup> [http://www.solbisur.com/productos\\_fvred.asp](http://www.solbisur.com/productos_fvred.asp)

Sol se instalan también estructuras que reciben el nombre de seguidores solares, no son estáticas sino que se mueven y siguen la trayectoria del Sol buscando la perpendicularidad descrita.

Existen cuatro tipos de seguimientos:

1. Seguimiento azimutal.  
Es de un solo eje, sigue al Sol desde su posición más oriental hacia la más occidental.  
Eje de rotación vertical.
2. Seguimiento cenital.  
Es de un solo eje también, sigue al Sol en altura desde la posición más baja hacia la más alta.
3. Seguimiento polar.  
Igualmente de un solo eje, sigue la trayectoria solar de su posición oriental hacia la occidental como el acimutal, pero en este caso el eje de rotación vertical se encuentra inclinado.
4. Seguimiento de doble eje.  
Es una combinación entre el seguimiento acimutal y cenital. El eje de rotación vertical sigue la trayectoria desde la posición oriental hacia la occidental, y el eje de rotación horizontal sigue la posición más baja del Sol hasta la más alta.

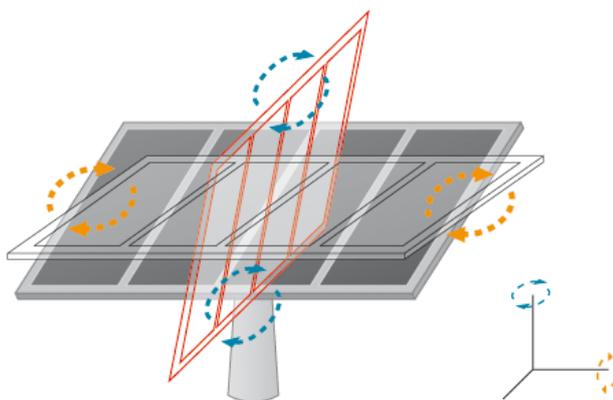


Figura 16. Esquema de un seguidor de doble eje. Fuente: [16].

Atendiendo a la producción de electricidad los mejores seguimientos son el polar y el de dos ejes, aunque debido a los altos costes de instalación y mantenimiento que tienen no son los más utilizados. El seguimiento azimutal es el más usado y se puede observar en la Figura 17.

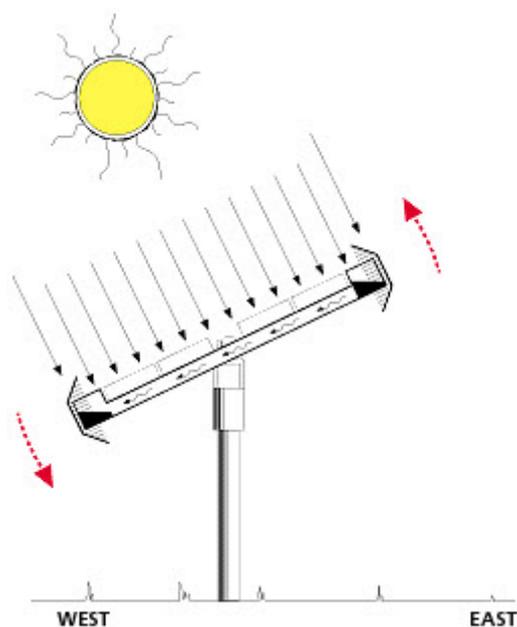


Figura 17. Esquema de un seguidor azimutal. Fuente: Energizar<sup>18</sup>

## 4.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

España es uno de los países de la Unión Europea que recibe mayor radiación solar. Se debe a la posición privilegiada que ocupa en la Tierra, tanto península como archipiélagos, a una latitud media, cercanos al ecuador y siendo mucho mayor la concentración de rayos solares por área respecto a otros países europeos.

<sup>18</sup> [http://www.energizar.org.ar/energizar\\_desarrollo\\_tecnologico\\_seguidor\\_solar\\_que\\_es.html](http://www.energizar.org.ar/energizar_desarrollo_tecnologico_seguidor_solar_que_es.html)

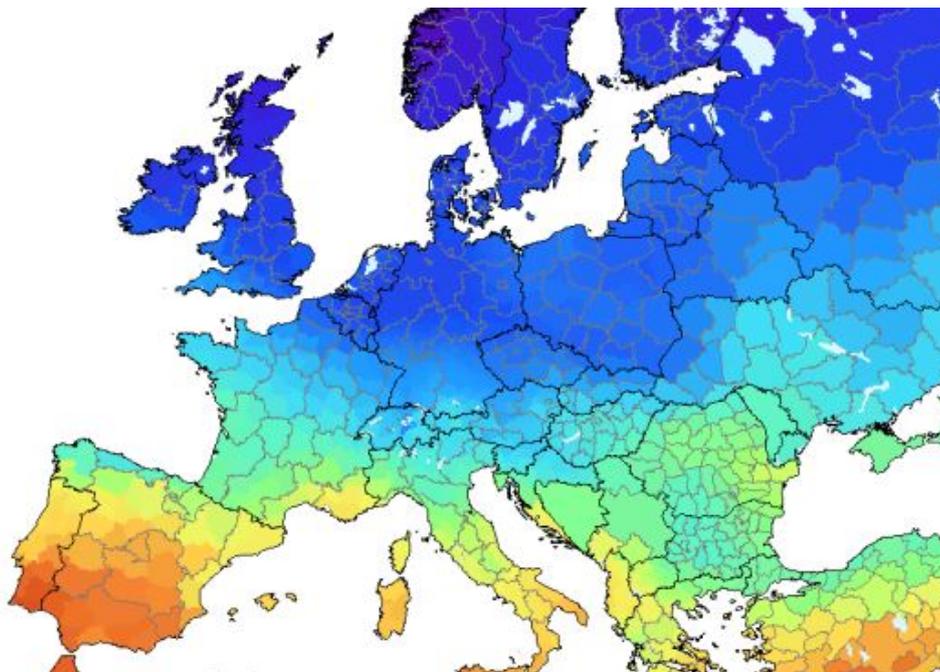


Figura 18. Mapa de irradiación global en Europa [kWh/m<sup>2</sup>]. Fuente: Comisión Europea<sup>19</sup>.

En la Figura 18, donde los colores cálidos se corresponden con una mayor irradiación solar, se observa cómo efectivamente de todo el continente Europeo, España es de los países con mayor recurso solar.

Aprovechando la ventajosa situación geográfica del territorio español era conveniente explotar al máximo el recurso solar, especialmente también por las características de la energía solar que es inagotable, limpia, segura y no genera residuos. Además la energía generada puede inyectarse a la red eléctrica, o almacenarla, y su campo de aplicación es extenso: consumo eléctrico doméstico, señalización, electrificación rural o bombeo entre otras.

Pese a todas las características positivas de la energía solar, en sus inicios, por los años 80, contó con una barrera económica, el alto coste de los módulos fotovoltaicos.

<sup>19</sup> <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/solres/solreurope.htm#Fig5>

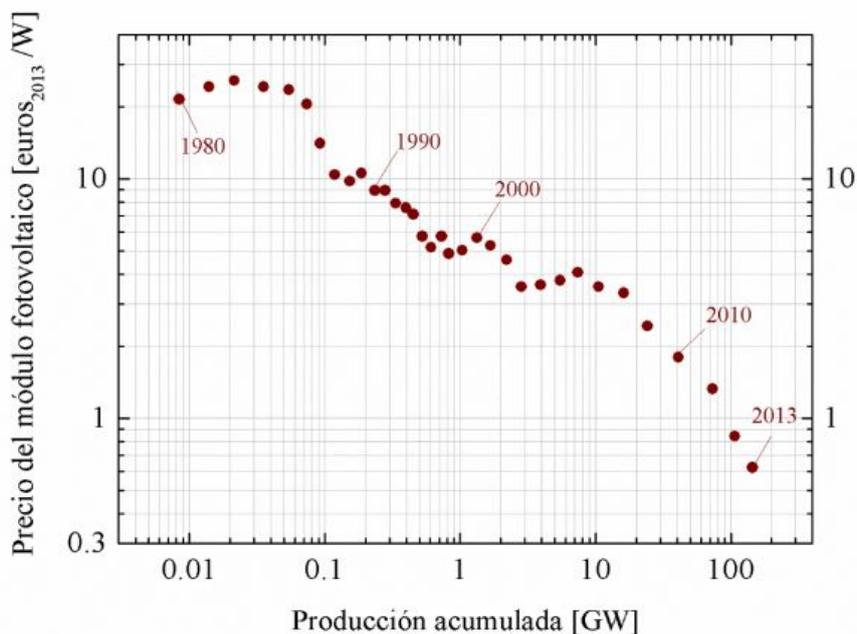


Figura 19. Evolución del precio del módulo fotovoltaico. Fuente: La marea<sup>20</sup>.

A medida que la tecnología solar fotovoltaica fue desarrollándose, el coste por panel iba decreciendo como se puede ver en la Figura 19. La disminución tan rápida del precio se debe entre otros factores al grado de madurez de la tecnología, su evolución cada día era mayor. Aunque también ha tenido que ver la incorporación de productores asiáticos en el mercado de paneles, ofertándolos a menor precio que en Europa y llegando a una capacidad mundial de producción superior al 50% [17].

En España -con unos costes iniciales de fabricación tan elevados- la energía solar era poco competitiva, y su expansión era pequeña. Siendo ésta la situación, el Gobierno español llevó a cabo un plan para promover la instalación de centrales eléctricas mediante energías renovables, estando entre ellas la fotovoltaica. Para ello decidió asignar una retribución económica a cada titular, una prima por generar electricidad a través ciertas fuentes de energía. Se produjo así un “boom” de instalación fotovoltaica<sup>21</sup> y teniendo en cuenta la continua evolución de la tecnología y la disminución del precio del modulo FV, se propició aun más su progresión hasta alcanzar los 4.600 MW de potencia instalada en 2013.

A fecha de 2014 se mantiene en España la intención de impulsar las energías renovables y reducir la dependencia energética de combustibles fósil, de promover el ahorro, la eficiencia energética y el consumo eléctrico racional. Se han sucedido distintas normas y leyes que regularan al sector fotovoltaico en España hasta alcanzar el marco jurídico que rige en la actualidad -2014- y que se tratan con detalle en los siguientes capítulos.

<sup>20</sup> <http://www.lamarea.com/2014/12/22/siete-graficos-para-ponerse-al-dia-en-fotovoltaica/>

<sup>21</sup> Más adelante de este trabajo se detalla dicha evolución de potencia fotovoltaica instalada en España y el porqué.

## CAPÍTULO 5. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Fue en 1981 con la Ley 82/1980, de 30 de diciembre, cuando se estableció por primera vez en España un sistema económico favorable hacia las energías renovables, con el objetivo de promover su desarrollo, reducir el consumo de hidrocarburos y en consecuencia la dependencia energética exterior. Para lograrlo se otorgarían incentivos y subvenciones a determinadas fuentes de generación renovable [18].

Más adelante, a partir de la Ley 54/1997 del Sector eléctrico se inició el desarrollo normativo de regulaciones que afectarían en común al conjunto que comprende energías renovables, cogeneración y residuos, pese a existir diferencias entre las tecnologías que podrían justificar generar normas específicas a cada una de ellas. Se establece con ésta Ley el concepto de **régimen ordinario** y **régimen especial**, así como las instalaciones de producción eléctrica que los forman [19]. Las instalaciones generadoras de electricidad que se incluyen en el régimen especial son:

- Autoproductores que usen cogeneración.
- Cuando la energía primaria utilizada sea alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o biocarburante.
- Cuando se use como energía primaria 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. Estos incentivos se establecen a fin de conseguir que en el año 2010 el 12% de la demanda eléctrica en España lo cubran fuentes de energía renovable. Para alcanzar ese objetivo se establecerá un Plan de Fomento de Energías Renovables y que se tendrá en cuenta para valores futuros de las primas.

A partir de entonces se han concatenado numerosos cambios y modificaciones respecto a la regulación de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, siguiendo una evolución acorde con el desarrollo e implantación de las tecnologías del régimen especial en el sistema eléctrico español. Se pueden diferenciar así tres etapas principales en los cambios regulatorios [20] [21].

Etapas I. En 1999 entra en vigor el **Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre**, con él se comienza a regular de una manera más consistente la producción de energía eléctrica en régimen especial. Se clasifican las instalaciones productoras atendiendo a su tecnología y su potencia en algunos casos, se detallan las condiciones de entrega de energía eléctrica a la red y se fija un régimen económico para las instalaciones de régimen especial. No será necesario que lancen ofertas al mercado mayorista; por derecho venderán su producción al mercado al precio final horario y complementado con una prima o incentivo. Además optaban a un complemento por minimizar la energía reactiva, positivo (beneficio al productor) en el caso de que el factor de potencia de la energía cedida sea mayor a 0,9 y negativo (descuento al productor) si es menor a 0,9 [22].



Las instalaciones fotovoltaicas con potencia nominal inferior a 5 kW recibirían una tarifa más favorable en ese rango de potencia, lo que condujo a que las instalaciones inscritas en el Registro Especial de Productores de Energía (REPE) con potencia igual o inferior a 5 kW fueran aproximadamente un 70% del total.

Etapa II. En 2004 se aplicó 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, clasificándose en categorías, grupos y subgrupos (que se especifican más adelante) [23]. El nuevo sistema que se establece le da al titular de la instalación la posibilidad de elegir entre dos regímenes retributivos:

- Vender su energía a tarifa fija, diferente por tecnología y única para todos los periodos. Tarifa basada en la tarifa eléctrica media o de referencia.
- Vender su energía a precio de mercado. Este precio será el precio resultante del mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o un representante, y adicionalmente percibir una prima e incentivos<sup>22</sup>. Se introducen unos límites para la suma del precio horario de mercado más la prima, que quedan acotados entre un límite superior y un límite inferior; protegiendo al promotor cuando los ingresos del mercado sean bajos y cancelando la prima cuando el precio de mercado sea tal que se garantice cubrir los costes. Tanto la prima como el incentivo se definen como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Se les reconoce prioridad de acceso a la red a las plantas pertenecientes al régimen especial, además de compra de energía garantizada.

Se asientan los principios regulatorios de predictibilidad y de seguridad, y se garantiza remuneración durante la vida útil de la instalación. Con ello se busca incentivar la participación en el mercado eléctrico, que hasta la fecha por parte del régimen especial era escaso y reducir la intervención de la administración, para así simplificar las operaciones de fijación de los precios. Todo ello supone un mayor apoyo para las energías renovables y mejora de su régimen económico, respecto a lo fijado por el Real Decreto 2818/1998.

Las instalaciones fotovoltaicas con potencia nominal igual o inferior a 100 kW recibirían una tarifa mejor, se aumentó de 5 a 100 kW el valor de potencia a partir del cual sería mayor el beneficio intentando así fomentar la instalación de plantas con mayor capacidad. Aunque de igual forma que sucedió con el Real Decreto 2818/1998, las instalaciones inscritas en el REPE con dicho rango de potencia eran el 97% del total.

---

<sup>22</sup> Los incentivos podían ser: incentivo por participación en el mercado y complemento por energía reactiva.



Etapa III. En 2007 sucede el tercer cambio más significativo aplicable sobre el régimen especial. Entra en vigor el **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, derogando la regulación existente hasta la fecha e implantando una nueva. La modificación de régimen jurídico y económico que supone esta norma se debe al crecimiento experimentado por el régimen especial, haciéndose necesario revisar y modificar la norma previa para así mantener la seguridad y calidad del sistema eléctrico español, y continuar con el apoyo al crecimiento y desarrollo de las energías renovables [24].

Se mantiene la libre opción del titular a inscribirse en el régimen retributivo<sup>23</sup> que él convenga. Las principales novedades de esta norma son:

- Modificación de la forma de determinar la retribución a aplicar cada año, ya no irá ligado a la tarifa media eléctrica o de referencia (TMR) sino que seguirá la evolución del Índice de Precios al Consumo (IPC).
- Obligación de conectarse a un centro de control para instalaciones con potencia instalada superior a 10 MW.
- 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.
- Modificación de los escalones de potencia en lo referido a la percepción de prima. En el Real Decreto anterior existía una gran diferencia a partir de los 100 kW, con el nuevo Real Decreto 661/2007 y sus nuevos límites de potencia se fija una diferencia menor de prima entre los 100 kW y los 10 MW. Se pretende fomentar así las instalaciones fotovoltaicas de mayor potencia, evitando que la gran mayoría se concentren en el rango de potencia con tarifa más favorable como se venía sucediendo en los Reales Decretos anteriores, siendo a partir de los 10 MW apreciable un cambio de prima considerable.
- Establecimiento de unos límites de potencia objetivo a desarrollar para cada tecnología, dichos límites se imponen atendiendo a lo establecido en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y con la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4). En concreto, para la tecnología solar fotovoltaica son 371 MW. Se establece también que una vez alcanzado el 85% de este objetivo, la CNE<sup>24</sup> deberá avisar de ello y dar a continuación un plazo de doce meses (mínimo) durante el cual las instalaciones que se inscriban al Registro administrativo tendrán derecho a percibir el régimen vigente, prima o tarifa regulada.

<sup>23</sup> Venta a precio de mercado más prima e incentivos o venta a tarifa regulada.

<sup>24</sup> Actualmente extinta. La CNE se encuentra incorporada desde el 7 de octubre de 2013 en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Quedarán fuera de este régimen a tarifa (fija o variable) y de su seguridad económica las instalaciones que sobrepasen el límite establecido a su tecnología, pudiendo recibir por su energía vendida una de estas opciones:

- Precio de venta al precio final horario del mercado.
  - Precio de venta de electricidad al precio del mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o representante de la instalación, y con un complemento del mercado.
- 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 al valor citado (se pueden ver en la Figura 20).

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Figura 20. Factores de potencia y correspondientes porcentajes de bonificación/penalización. Fuente: RD 661/2007.

Esta norma prosigue con el apoyo e incentivo hacia la producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, favoreciendo en especial a la energía solar fotovoltaica para la cual, debido a su tecnología, hacen falta grandes inversiones.

Debido al apoyo inicial tan favorable hacia estas tecnologías se propició un alto crecimiento, en instalaciones, y teniendo en cuenta que los costes tecnológicos iban bajando fue necesario realizar cambios en el marco normativo; para así garantizar una estabilidad financiera en el sistema y el principio de rentabilidad razonable. El 27 de septiembre de 2007 la tecnología solar fotovoltaica alcanzó el 85% de su límite de potencia objetivo. Se habían superado las expectativas y los objetivos del Real Decreto 661/2007, por lo que se fijó un plazo de doce meses para la inscripción de instalaciones fotovoltaicas en el Real Decreto 661/2007. A partir del 29 de septiembre de 2008 las instalaciones que obtuvieran su inscripción definitiva en el

Registro administrativo con posterioridad a dicha fecha comenzarían a regirse por el **Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre**.

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 [25]. Entre sus objetivos principales se encuentra controlar de mejor forma la potencia que se instalaría de tecnología fotovoltaica y revisar con más frecuencia la retribución de ésta tecnología, que estaba en continuo desarrollo y cada vez sus costes eran más pequeños.

Con éste nuevo Real Decreto 1578/2008 se realiza una nueva clasificación de las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica y es la siguiente:

- 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 sombreamiento, 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 un potencia superior a 20 kW.*
- Tipo II.  
Instalaciones no incluidas en el tipo I.

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 el registro individual de instalaciones próximas entre sí, se considerará como una única instalación a aquellas que se encuentren en referencias catastrales<sup>25</sup> 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. Las instalaciones percibirán la retribución a tarifa regulada durante veinticinco años. 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 actualizarán los valores de las tarifas, atendiendo a si los cupos de potencia de cada tipo no se cumplieron, bien por exceso o por defecto. Existen tres posibilidades para que las tarifas reguladas se modificaran o no, son:

---

<sup>25</sup> Identificador oficial y obligatorio de los bienes inmuebles, es un código alfanumérico asignado por el Catastro que permite situarlo inequívocamente en la cartografía catastral.



- Incremento de la tarifa. Cuando durante dos convocatorias consecutivas no se alcanza el 50 % del cupo de potencia para un tipo.
- Mantenimiento de tarifa. Cuando la potencia preasignada de la convocatoria anterior supera el 50 % pero no supera el cupo. Potencia preasignada en la convocatoria anterior
- Decremento de tarifa. Cuando la potencia preasignada de la convocatoria anterior supero o iguala el cupo.

Finalizando así los cambios económicos y jurídicos más importantes que se han escrito sobre las fuentes de energía renovable hasta llegar a la actualidad, con el estado vigente del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

No obstante, se añadieron modificaciones a las normas ya existentes entre los años 2009 y 2013 y normas de carácter urgente, intentado mantener así un equilibrio económico dentro del sistema eléctrico español y evitando los desajustes, que han llevado al alto déficit de tarifa<sup>26</sup> que existe en la actualidad, 2014. Las más destacables en cuanto a su repercusión sobre la tecnología solar fotovoltaica son:

- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se modifican diversos artículos de normas anteriores. Se obliga a las instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW a cumplir los mismos requisitos de respuesta frente a huecos de tensión que los ya aplicados en las instalaciones eólicas. Se suprimen los valores de tarifa regulada para el tipo b.1.1 a partir del vigésimo sexto año y se incluye una especificación en la definición de instalaciones tipo I del Real Decreto 1578/2008, quedando igual con el añadido de 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 [26].  
Se cambian los posibles casos a la hora de obtener el complemento por energía reactiva, estableciéndose un factor de potencia obligatorio de referencia a valor 0,98, tanto capacitivo como inductivo por cuyo cumplimiento no se bonifica, pero por su incumplimiento se penaliza a 3%<sup>27</sup>. Si la instalación lograra un rango entre 0,995 inductivo y capacitivo sería bonificada al 4%.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, de medidas urgentes para corregir el déficit de tarifa del sector eléctrico. Con él se crea un peaje de acceso a la red de transporte y distribución, y se limitan las horas de funcionamiento con derecho a retribución primada para las plantas de energía solar fotovoltaica, en función de su zona climática y del tipo de tecnología [27]. Las horas de funcionamiento por encima de las especificadas no serán objeto de prima. En concordancia con los cambios de

<sup>26</sup> Diferencia entre los costes y los ingresos del sistema eléctrico español.

<sup>27</sup> Los porcentajes de penalización o bonificación se aplican al complemento fijo de valor 8,2954 c€/kWh para el año 2010, es un parámetro de revisión anual.



esta norma, para asegurar una rentabilidad justa y razonable se amplía a 28 años la referencia de vida para instalaciones tipo b.1.1 (fijado previamente en 25 años en el Real Decreto 661/2007).

- Ley 2/2011, de 4 de marzo, de economía sostenible que promulga la prolongación del plazo para percibir la retribución del tipo b.1.1, pasando de 25 a 30 los primeros años con derecho a retribución [28].
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, con él se suprimen los incentivos económicos a nuevas instalaciones de generación eléctrica en régimen especial [29].
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, forma parte del paquete de medidas urgentes por la sostenibilidad del sistema eléctrico. Modifica el Real Decreto 661/2007 *“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”* [24]. Es decir, éste real decreto-ley supone el **fin de las primas** para las instalaciones en régimen especial que se habían acogido a la opción de venta a precio de mercado más prima, quedando como opción la venta a tarifa regulada o a precio de mercado sin prima [30].
- Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, continúa la implantación de medidas de urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico español. Se derogan todas las normas que contradigan a éste real decreto y concretamente los reales decretos 661/2007 y 1578/2008. Y queda estipulado un nuevo sistema retributivo para las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, eliminándose definitivamente el sistema de primas. Con el nuevo marco económico se busca cubrir los costes de las instalaciones para que compitan en el mercado y además obtener un beneficio razonable [31].

A finales del mes de diciembre del año 2013 se publicó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico donde se agrupan los términos definidos por el real decreto 9/2013 y se establece la regulación del sector eléctrico, definiendo todos los parámetros que participaran en el nuevo régimen económico. Llegando al escenario actual con la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la producción eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos que se explicará con detalle más adelante. En él se define 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 –búsqueda constante de reducir el déficit de tarifa- y englobando lo establecido en los últimos reales decretos.

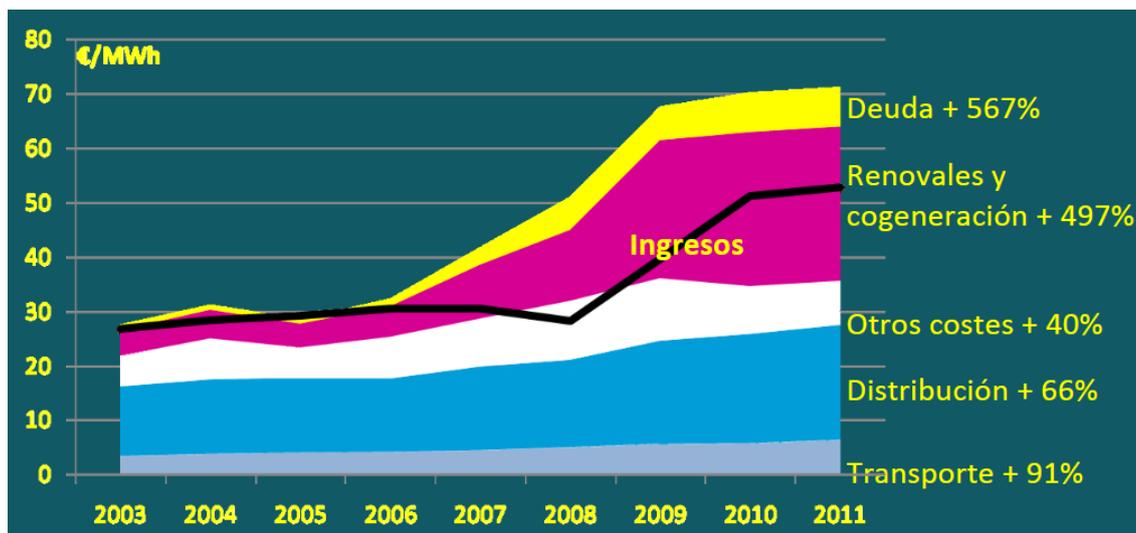


Figura 21. Evolución de ingresos y costes del sistema eléctrico. Fuente: MINETUR

En la Figura 21 se observa cómo ha ido evolucionando el déficit de tarifa, debido a que los costes del sistema han ido incrementándose hasta llegar a ser mucho mayores respecto a los ingresos, propiciando el dicho déficit. El motivo principal sobre el que se justifica el déficit es en el aumento de las primas a las energías renovables.

### 5.1. EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Con el **Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre**, se establece una retribución a las instalaciones solares fotovoltaicas, por la que recibirán ingresos por la venta de su producción de electricidad [22]. Para ello podían optar por dos metodologías:

- a) Retribución por venta de electricidad al precio de mercado y además una prima. Para hallar la retribución se aplicaría la siguiente fórmula:

$$R = P_m + P_r \pm ER \quad (4)$$

Donde:

$R$  = Retribución [pesetas/kWh]

$P_m$  = Precio de mercado [pesetas/kWh]

$P_r$  = Prima [pesetas/kWh]

$ER$  = Complemento de energía reactiva [pesetas/kWh]

El valor de la prima para el grupo b.1, grupo de la tecnología solar, se estableció en 60 pesetas/kWh (360,6 €/MWh) para instalaciones con potencia instalada de hasta 5 kW. Retribución que estaría vigente hasta que la potencia instalada nacional del tipo b.1 no superase los 50 MW. El resto de instalaciones tendrían asignada una prima de 30 pesetas/kWh (180,3 €/MWh).

b) Retribución a un precio fijo, aplicando a todas las horas un precio total. Se distinguen dos posibilidades de precio total para la tecnología solar fotovoltaica:

- Instalaciones con potencia instalada menor o igual a 5 kW: 66 pesetas/kWh (396,7 €/MWh).
- Instalaciones con potencia instalada superior a 5 kW: 36 pesetas/kWh (216,4 €/MWh).

Los valores de éste sistema retributivo se mantuvieron invariables para la tecnología solar entre 1998 y 2004, en cambio para el resto de tecnologías si variaron a lo largo de las revisiones anuales realizadas.

En el año 2004 se estableció un nuevo régimen retributivo con la entrada en vigor del **Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo**, y quedaba derogado el anterior. Con esta regulación el titular de la instalación podría elegir entre vender su energía eléctrica a una tarifa regulada o venderla a precio de mercado más prima.

		% Tarifa regulada sobre TMR	% Prima sobre TMR	% Incentivo sobre TMR
Potencia instalada ≤ 100 kW	Primeros 25 años	575%	-	-
	A partir de los 25 años	460%	-	-
Potencia instalada > 100 kW	Primeros 25 años	300%	250%	10%
	A partir de los 25 años	240%	200%	

**Tabla 2. Régimen retributivo según Real Decreto 436/2004.**

En la Tabla 2 se recogen los porcentajes que se aplican sobre el valor del TMR para hallar la correspondiente tarifa, prima e incentivos de las instalaciones fotovoltaicas. El citado Real Decreto establecía que la modificación de los porcentajes asociados a tarifa, incentivo por participación en el mercado y primas del subgrupo en estudio serían revisados cuando dicho subgrupo (b.1.1) alcanzase los 150 MW de potencia instalada. Se puede ver también en la Tabla 2 como las plantas con potencia instalada inferior a los 100 kW no optaban por la opción de prima e incentivo por la venta a precio de mercado, pero en cambio contaban con una tarifa regulada mucho más favorable. Observando ésta diferencia en primas se constata que casi el total de las instalaciones fotovoltaicas registradas en el REPE tuvieran una potencia inferior a 100 kW.

		P ≤ 100 kW		P > 100 kW	
		Primeros 25 años	A partir de los 25 años	Primeros 25 años	A partir de los 25 años
Año	Valor TMR [€/MWh]	Tarifa regulada [€/MWh]		Tarifa regulada [€/MWh]	
2004	72,072 <sup>28</sup>	414,414	331,5312	216,216	172,9728
2005	73,304 <sup>29</sup>	421,498	337,1984	219,912	175,9296
2006	76,588 <sup>30</sup>	440,381	352,3048	229,764	183,8112
2007	76,588	440,381	352,3048	229,764	183,8112

Tabla 3. Evolución de tarifa regulada durante RD 436/2004.

En la Tabla 3 se muestra le evolución en retribución de las instalaciones que se acogieron a la opción de vender a tarifa regulada, entre los años 2004 y 2007 durante los que estuvo vigente esta norma. Es apreciable como se fomentan mucho más las plantas pequeñas, ya que percibirían el doble de tarifa respecto a una planta de potencia superior a 100 kW.

Año	Valor TMR [€/MWh]	P > 100 kW			
		Primeros 25 años		A partir de los 25 años	
		Prima [€/MWh]	Incentivo [€/MWh]	Prima [€/MWh]	Incentivo [€/MWh]
2004	72,072	180,18	7,2072	144,144	7,2072
2005	73,304	183,26	7,3304	146,608	7,3304
2006	76,588	191,47	7,6588	153,176	7,6588
2007	76,588	191,47	7,6588	153,176	7,6588

Tabla 4. Evolución de primas e incentivos durante RD 436/2004, en el periodo 2004-2007.

Año	Valor TMR [€/MWh]	P > 100 kW			
		Primeros 25 años		A partir de los 25 años	
		Prima [€/MWh]	Incentivo [€/MWh]	Prima [€/MWh]	Incentivo [€/MWh]
2004	72,072	180,18	7,2072	144,144	7,2072
2005	73,304	183,26	7,3304	146,608	7,3304
2006	76,588	191,47	7,6588	153,176	7,6588
2007	76,588	191,47	7,6588	153,176	7,6588

Tabla 5. Evolución de primas e incentivos durante RD 436/2004.

En la Tabla 4 y Tabla 5 se encuentra el resultado de los cálculos realizados para hallar las correspondientes primas e incentivos para la tecnología fotovoltaica de potencia superior a

<sup>28</sup> Establecido por el Real Decreto 436/2004.

<sup>29</sup> Establecido por el Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, como un incremento del 1,71% del TMR anterior.

<sup>30</sup> Establecido por el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, como un incremento del 4,48% del TMR anterior.

100 kW y que decidieran optar por vender a precio de mercado, instalaciones de menor potencia no optaban a esta retribución.

Además e independientemente de la opción de venta elegida también percibirán un complemento energía reactiva aplicable a las instalaciones de régimen especial. Se trata de un porcentaje del TMR de cada año.

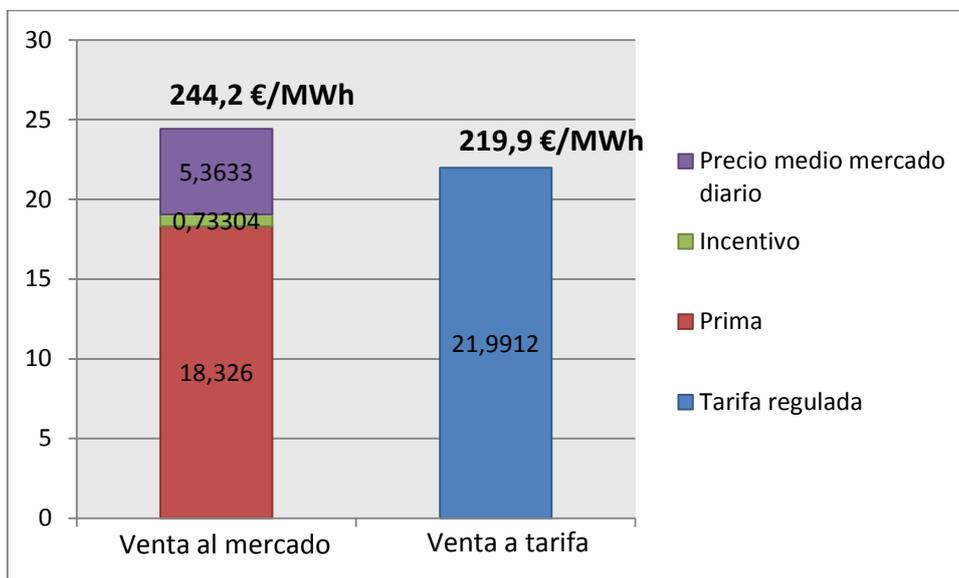


Figura 22. Retribución instalación FV según RD 436/2004. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de OMIE<sup>31</sup>.

En la Figura 22 se representan los dos tipos de retribuciones a los que optaría una instalación solar fotovoltaica de potencia instalada superior a los 100 kW, durante el año 2005. En este caso y sin tener en cuenta otros complementos, si la planta optó por la remuneración por venta de energía eléctrica a precio de mercado percibió más ingresos por la energía generada, 24,3 €/MWh más respecto a la opción a tarifa regulada.

En 2007 se produce la modificación del marco regulatorio de la actividad de producción eléctrica en régimen especial, ya anunciado en el Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, al establecerse el **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, y por el que se deroga el Real Decreto 436/2004. Se mantiene el sistema de venta de energía de la norma derogada, venta a precio de mercado más una prima o venta a tarifa regulada.

Las instalaciones solares fotovoltaicas sólo tendrán opción de acogerse a la venta de energía a tarifa regulada, como se especifica en la norma.

<sup>31</sup> <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

		Año actualización de tarifa regulada [€/MWh]			
		2007	2008	2009	2010
<b>P ≤ 100 kW</b>	<b>Primeros 25 años</b>	440,381	455,134	470,181	465,897
	<b>A partir de los 25 años</b>	352,305	364,107	376,144	372,718
<b>100 kW &lt; P ≤ 10 MW</b>	<b>Primeros 25 años</b>	417,500	431,486	445,751	441,69
	<b>A partir de los 25 años</b>	334,000	345,189	356,601	353,352
<b>10 &lt; P ≤ 50 MW</b>	<b>Primeros 25 años</b>	229,764	237,461	245,311	243,077
	<b>A partir de los 25 años</b>	183,811	189,969	196,249	194,462

Tabla 6. Actualización tarifa regulada según RD 661/2007. Fuente: RD 661/2007, ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009.

	Año actualización de tarifa regulada [€/MWh]		
	2011	2012	2013
	Primeros 28 años	Primeros 30 años	Primeros 30 años
<b>P ≤ 100 kW</b>	475,597	488,743	488,606
<b>100 kW &lt; P ≤ 10 MW</b>	450,886	463,348	463,218
<b>10 &lt; P ≤ 50 MW</b>	248,138	254,997	254,926

Tabla 7. Actualización tarifa regulada según RD 661/2007. Fuente: ITC/3353/2010, ITC/3586/2011, ITC/221/2013.

En la Tabla 6 y la Tabla 7 se pueden ver la tarifa regulada que se asignó a la fotovoltaica, expresada en €/MWh, durante los años de vigencia del Real Decreto 661/2007. El valor de la tarifa para los dos primeros rangos de potencia ( $P \leq 100$  kW y  $100$  kW <  $P \leq 10$  MW) son muy similares siendo a partir de los 10 MW cuando la tarifa se hace más desfavorable; es visible cómo a partir del Real Decreto 661/2007 se incentivaba la instalación de plantas fotovoltaicas de mayor potencia.

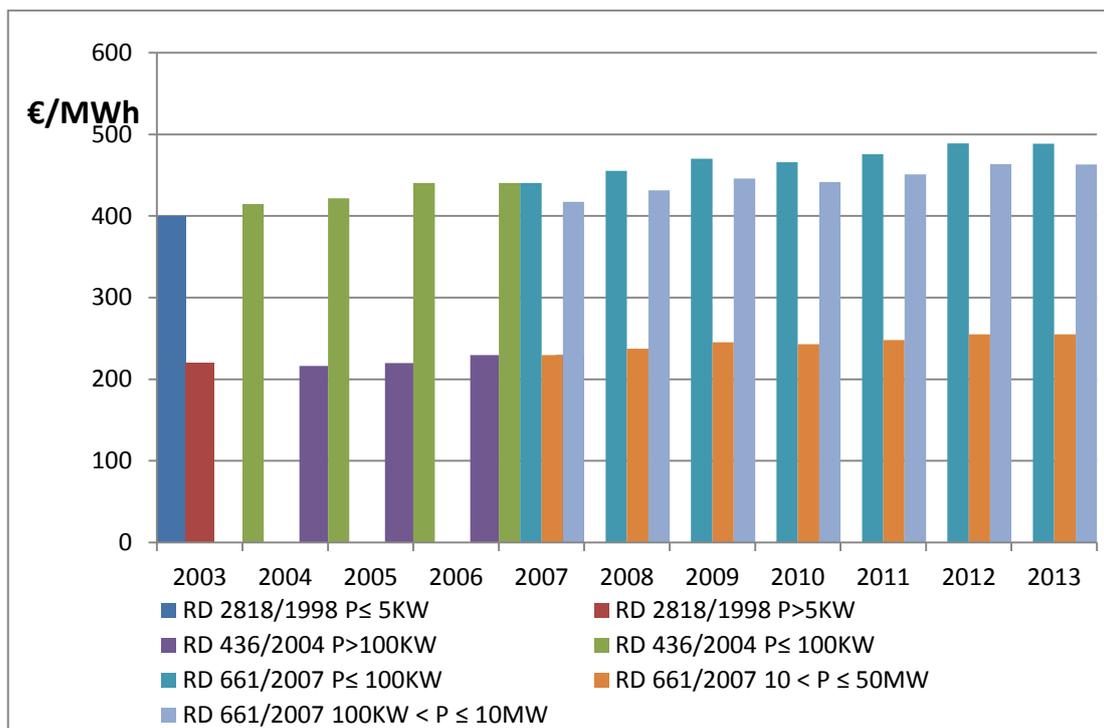


Figura 23. Evolución tarifa regulada. Elaboración propia.

En la Figura 23 se puede ver la progresión de la tarifa regulada de las instalaciones fotovoltaicas, que ha sido muy lineal con tendencia creciente. Se hace más visible el escalón de tarifa que había entre instalaciones de menor potencia y las de mayor potencia, siendo beneficiadas en cuanto a la retribución percibida las de menor potencia en todos los reales decretos que se habían sucedido.

En 2008 se estableció un nuevo régimen retributivo de aplicación sobre las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva en el Registro administrativo posterior al 29 de septiembre de 2008<sup>32</sup>. Las inscripciones se van a asociar a un periodo temporal, por trimestres, se establecen cuatro convocatorias anuales para inscribirse. Recordemos que en 2007 se alcanzó el objetivo de potencia fijado para la tecnología fotovoltaica, que era de 371 MW, y en consecuencia se desarrolló éste nuevo Real Decreto 1578/2008.

A diferencia de la norma anterior con este **Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre**, se establecen objetivos de potencia instalada anualmente que se denominan cupos de potencia, y además se asignan según tipo de instalación. En el año 2009 el cupo de potencia fue de 400 MW repartido de la siguiente forma:

- Tipo I: 267 MW, repartidos a su vez en los subtipos como sigue:
  - Subtipo I.1: 26,7 MW.
  - Subtipo I.2: 240,3 MW.
- Tipo II: 133 MW.

<sup>32</sup> Las instalaciones fotovoltaicas con fecha de inscripción definitiva previa al 29 de septiembre de 2008 reciben la retribución correspondiente a lo dispuesto en el Real Decreto 661/2007.

Tipología		Tarifa regulada (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	34,00
	Subtipo I.2	32,00
Tipo II		32,00

Figura 24. Tarifa regulada según RD 1578/2008. Fuente: Real Decreto 1578/2008.

En Figura 24 se muestran las tarifas reguladas aplicadas sobre las instalaciones fotovoltaicas por tipo que se aplicaron a las plantas inscritas al registro de pre-asignación en la primera convocatoria. A partir de la segunda convocatoria estas tarifas podrían aumentar o disminuir, ello dependería de si en la convocatoria anterior se hubiera alcanzado el objetivo de potencia.

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1.º trimestre 2009	Convocatoria 2.º trimestre 2009	Convocatoria 3.º trimestre 2009	Convocatoria 4.º trimestre 2009
Tipo I.1 .....	34,7079	34,7079	34,7079	34,7079
Tipo I.2 .....	32,6662	32,6662	32,6662	32,6662
Tipo II .....	32,6662	31,3585	30,5340	29,6912

Figura 25. Actualización de tarifa regulada convocatorias 2009. Fuente: Orden ITC/3353/2010.

En la Figura 25 se muestran las tarifas reguladas que se aplicaron a partir del 1 de enero de 2011 sobre las instalaciones fotovoltaicas inscritas en una de las cuatro convocatorias del año 2009. Una instalación, por ejemplo, tipo I.1 inscrita en la convocatoria segunda de 2009, percibiría una retribución a tarifa regulada de 347,079 €/MWh. Más adelante a partir del 1 de enero de 2012 se actualizó la tarifa regulada de las convocatorias de los años 2009 y 2010 (recogidas en la Orden IET/3586/2011). Algún tipo de instalación mantiene su tarifa convocatoria tras convocatoria, en cambio otras se modifican al sobrepasar su cupo de potencia o no llegar al 50 % como se indica en el RD 1578/2008. En este caso la instalación puesta como ejemplo recibiría una tarifa de 356,672 €/MWh. Por último, se realizó la actualización de tarifa de aplicación a partir del 1 de enero de 2013 sobre instalaciones inscritas en alguna convocatoria de los años 2009, 2010 o 2011 (recogidas en la Orden IET/221/2013). La instalación tipo I.1 convocatoria segunda de 2009 con esta Orden se retribuiría a 356,572 €/MWh. Todas las subidas o bajadas de tarifa fueron respecto a la potencia instalada en la convocatoria anterior. Se planteaba la idea de que si se instalaba un volumen de potencia por encima del cupo establecido para ese tipo, significaba que era un mercado rentable y por lo tanto podría admitir una pequeña bajada en la tarifa regulada, junto con un aumento del cupo de potencia objetivo.

Regular así las tarifas favorecía el otorgar retribuciones más acordes con el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica, evitando los grandes desembolsos en retribución que conllevaron normas como el RD 436/2004 o el RD 661/2007. Se continúa incentivando las instalaciones de mayor potencia y además contribuyendo a la reducción del déficit tarifario, que se iba acumulando.

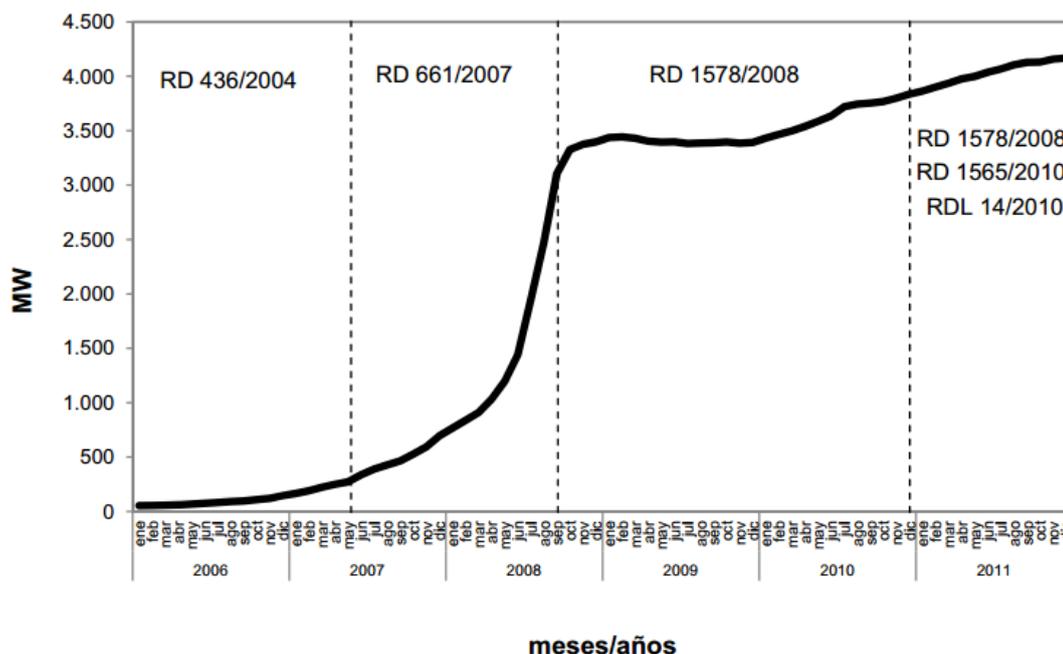


Figura 26. Evolución de potencia instalada FV. Valores acumulados. Fuente: Revistas ICE<sup>33</sup>.

En la Figura 26 se observa la progresión de potencia instalada en comparación con las normas por la que se ha visto afectada la tecnología solar fotovoltaica. A partir del RD 436/2004 se promueve consistentemente la instalación de plantas fotovoltaicas, se inicia poco a poco su inclusión en el sistema eléctrico español y para ello se incentiva con buenos regímenes retributivos. Con el RD 661/2007 la instalación de potencia fotovoltaica despuntó, experimentó su mayor crecimiento, significando en 2008 más del 50 % de la potencia fotovoltaica instalada ese año en el mundo. Con sus interesantes tarifas y la seguridad que desprendía la norma no faltó la inversión en este sector, alcanzándose antes de lo esperado el objetivo de potencia. En ésta Figura 26 se aprecia cómo una vez anunciado que el régimen económico cambiaría en septiembre de 2008, el máximo número de titulares intentaron inscribir su planta antes de dicha fecha para acogerse a la tarifa del RD 661/2007, mucho mejor que la próxima. Con la entrada en vigor del RD 1578/2008 la expansión fotovoltaica se paró. Se aprecia cómo durante todo el año 2009 apenas aumentó la capacidad, además hay que tener en cuenta la crisis económica y sus efectos negativos en toda la economía nacional. En el año 2012 se instalaron 237 MW de solar fotovoltaica en España y en 2013 menos del 50 % respecto al año anterior, tan solo 103 MW.

En julio de 2013 entró en vigor el Real Decreto-Ley 9/2013, con él se derogaron el RD 661/2007 y el RD 1578/2008 estableciéndose que las instalaciones generadoras de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos percibirán ingresos por la venta de su energía a precio de mercado, con la opción de obtener una retribución en los casos que sea necesaria para cubrir costes de inversión y explotación que no sean recuperables mediante la participación en el mercado eléctrico.

<sup>33</sup>[http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE\\_83\\_\\_\\_40E26824BB458182658B1B5D8A0BA5F6.pdf](http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_83___40E26824BB458182658B1B5D8A0BA5F6.pdf)

## **CAPÍTULO 6. RETRIBUCIÓN ACTUAL A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA A PARTIR DEL NUEVO MARCO JURÍDICO ESTABLECIDO POR EL REAL DECRETO 413/2014, DE 6 DE JUNIO**

A fecha de 10 de junio del 2014 se presentó el nuevo Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, añadiéndose al resto de normas aprobadas entre los años 2013 y 2014, estando así mismo dentro del Programa Nacional de Reformas del Gobierno actual de España presentado a la Comisión Europea y que contiene diversas medidas regulatorias para conseguir garantizar la estabilidad económica del sistema eléctrico español, principio y objetivo de la gran mayoría de leyes y reales decretos aprobados hasta la fecha.

En regulaciones anteriores se establecía la relación directa entre poseer una instalación de carácter renovable al derecho a percibir un régimen económico primado, con la puesta en marcha de este real decreto las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se podrán acoger a un régimen retributivo específico. Siendo más homogéneo el trato entre estas tecnologías, consideradas algunas como suficientemente maduras, y las tecnologías convencionales.

Se establece así un nuevo modelo para regular la producción de energía eléctrica y que se aplica sobre todas las instalaciones que funcionen a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Siendo por lo tanto la finalidad de este Real Decreto regular el régimen jurídico y económico de las instalaciones que se encuentren descritas en él.

### **6.1. CARACTERÍSTICAS DEL REAL DECRETO 413/2014, DE 6 DE JUNIO**

Con este Real Decreto las instalaciones recibirán una retribución por venta de energía eléctrica y también una retribución específica, compuesta por retribución a la inversión y retribución a la operación, que cubra costes que no vayan a ser recuperados mediante la venta al mercado. Habrá además un incentivo para aquellas instalaciones que supongan una reducción significativa de los costes en los sistemas no peninsulares [32].

Para calcular la retribución específica de una instalación tipo se define el concepto de vida útil regulatoria, se considerarán los siguientes aspectos y se observarán bajo el concepto de empresa eficiente y bien gestionada:

1. Los ingresos percibidos en la venta de energía al precio del mercado.
2. Los costes de explotación necesarios para realizar la actividad.
3. El valor de la inversión inicial.
4. La instalación tipo en su vida útil regulatoria.

Las instalaciones tipo se concentraran en la orden ministerial, donde serán clasificadas en función de la tecnología, antigüedad y otros parámetros. Otorgando a cada una de ellas un código de identificación.

Los periodos regulatorios van a ser de seis años, siendo el primero de ellos desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta el 31 de diciembre de 2019. Cada periodo regulatorio se compone de dos semiperiodos de tres años; siendo el primer semiperiodo entre la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2016.

Al final de un periodo regulatorio se podrán revisar todos los parámetros retributivos, como por ejemplo el valor en torno al que gire la rentabilidad razonable de una instalación tipo en lo que le quede de vida útil regulatoria. En cambio no serán parámetros objetos de cambio el valor de la inversión inicial o la vida útil regulatoria específica de cada instalación tipo. De igual forma al final de cada semiperiodo también se realizaran los cambios necesarios, en este caso se revisaran los ingresos estimados por la venta de energía a precio de mercado; atendiendo a la evolución de dicho precio.

Para calcular los parámetros retributivos, que influyen directamente en la retribución a la instalación por la venta de energía generada, se definen unos límites superior e inferior para esta estimación. Si el precio medio anual del mercado diario e intradiario se sitúa fuera de esos límites se genera, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo denominado valor de ajuste por desviaciones en el precio de mercado y será compensado a lo largo de la vida útil de la instalación tipo. Finalizada la vida útil regulatoria de una instalación la retribución a la inversión y a la operación dejaran de ser otorgadas, aunque sí que podrá seguir en funcionamiento la instalación y percibir la retribución correspondiente a la venta de energía a precio de mercado.

Además, en el artículo 3 viene definido el concepto de potencia instalada como la máxima potencia activa capaz de alcanzar una unidad de producción, y concretamente para el caso de una instalación fotovoltaica se considerara como potencia instalada la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos por los que este compuesta dicha instalación.

Se crea el concepto de rentabilidad razonable de proyecto, estableciéndose como el rendimiento medio 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 de inicio del periodo regulatorio incrementado con un diferencial. Su valor será revisado antes del 1 de enero del último año del periodo regulatorio correspondiente.

La inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se fija en este Real Decreto como obligatoria, deberán estar todas las instalaciones inscritas. Constará de dos fases, una inscripción previa y una inscripción definitiva.

En cuanto al otorgamiento del régimen específico, se hace imprescindible la inscripción en el registro de régimen retributivo específico para percibirlo. Aparte de asignar, a través de este mecanismo también se controlará dicha retribución y se hará la inscripción en estado de preasignación o estado de explotación.

En este Real Decreto se determina por lo tanto la metodología del régimen retributivo específico, que se procederá a aplicar sobre instalaciones a partir de residuos, cogeneración y fuentes de energía renovables a las que les sea otorgado y quedan reflejados tanto sus derechos como obligaciones y hacerse así efectivo el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

### 6.2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Para identificar el ámbito de aplicación se ha de tener en cuenta la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que eliminó el concepto de régimen especial y se estableció en consecuencia el término de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Queda así definido el ámbito de aplicación del Real Decreto 413/2014, dentro del cual se encuentran las siguientes categorías, grupos y subgrupos:

- Categoría a): instalaciones que generen electricidad mediante cogeneración u otras formas de energía residuales.
- Categoría b): instalaciones que generen electricidad mediante energías renovables no fósiles, consta de ocho subgrupos:
  1. Grupo b.1 Instalaciones cuya energía primaria es la energía solar:
    - Subgrupo b.1.1 Instalaciones que solo utilicen energía solar mediante la tecnología fotovoltaica.
    - Subgrupo b.1.2 Instalaciones que solo utilicen procesos térmicos para transformar la energía solar en electricidad.
  2. Grupo b.2 Instalaciones cuya energía primaria es la energía eólica.
  3. Grupo b.3 Instalaciones cuya energía primaria es la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.
  4. Grupo b.4 Centrales hidroeléctricas de potencia instalada sea inferior a los 10 MW.
  5. Grupo b.5 Centrales hidroeléctricas de potencia instalada sea superior a los 10 MW.
  6. Grupo b.6 Centrales de generación y cogeneración eléctrica que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes. Considerando combustible principal aquel que suponga el 90 por ciento de la energía primaria utilizada y todo ello atendiendo a los términos del anexo I del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
  7. Grupo b.7 Centrales de generación y cogeneración eléctrica que utilicen como combustible principal biolíquido producido a partir de la biomasa o que utilicen biogás procedente de la digestión anaerobia de cultivos energéticos,

de restos agrícolas, de deyecciones ganaderas, de residuos biodegradables de instalaciones industriales, de residuos domésticos y similares o de lodos de depuración de aguas residuales u otros para los cuales sea de aplicación el proceso de digestión anaerobia (tanto individualmente como en co-digestión), así como el biogás recuperado en los vertederos controlados. Considerando combustible principal aquel que suponga el 90 por ciento de la energía primaria utilizada y todo ello atendiendo a los términos del anexo I del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

8. Grupo b.8 Centrales de generación y cogeneración eléctrica que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal. Considerando combustible principal aquel que suponga el 90 por ciento de la energía primaria utilizada y todo ello atendiendo a los términos del anexo I del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

- Categoría c): instalaciones que generen electricidad utilizando como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b), instalaciones que utilicen combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8 cuando no cumplan con los límites de consumo establecidos para los citados subgrupos e instalaciones que utilicen licores negros.

En el presente trabajo solo se analizan las consecuencias de Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sobre el subgrupo b.1.1, es decir, la repercusión de las medidas en las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la tecnología solar fotovoltaica.

### **6.3. INSTALACIONES TIPO**

Como se ha nombrado anteriormente a cada instalación tipo le corresponde un código, que identifica a dicha instalación y le ha sido fijado en la orden ministerial atendiendo a sus características.

A continuación se muestra una lista de los parámetros más significativos a la hora de asignar el régimen retributivo específico:

- Retribución a la inversión (Rinv).
- Retribución a la operación (Ro).
- Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (Iinv).
- Vida útil regulatoria.
- Número de horas de funcionamiento mínimo.
- Umbral de funcionamiento.

- Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso.
- Límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado,
- Precio medio anual del mercado diario e intradiario.

A su vez son importantes los siguientes parámetros para calcular los parámetros retributivos:

- Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.
- Estimación del precio de mercado diario e intradiario.
- Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo.
- Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción.
- Otros ingresos de explotación definidos en el artículo 24.
- Estimación del coste futuro de explotación.
- Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable.
- Coeficiente de ajuste de la instalación tipo.
- Valor neto del activo.

### **6.4. RÉGIMEN RETRIBUTIVO**

Las instalaciones de producción a partir de residuos, cogeneración y fuentes de energías renovables que se registren, a partir de este Real Decreto, obtendrán una retribución económica a través de dos escenarios.

Por un lado recibirán ingresos por la energía eléctrica vendida a precio de mercado, retribución independiente de la vida útil regulatoria de la instalación tipo. Y por otro lado se les otorgará una retribución específica correspondiente a cada instalación tipo, mediante la cual se busca cubrir un amplio porcentaje de los costes que conllevan dichas instalaciones y permitirles además competir de un modo alguno en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías que nutren de electricidad al sistema eléctrico español.

Esta retribución específica se compone por dos términos; la retribución a la inversión y la retribución a la operación.

Se debe tener en cuenta que el régimen retributivo podrá existir o no, y en mayor o menor cantidad en función del número de horas equivalentes de funcionamiento que haya cubierto. Aparece así el concepto de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación, siendo el cociente entre la energía vendida en el mercado y la potencia instalada. Este valor y el de

horas umbral de funcionamiento se especifican en la orden ministerial para cada instalación tipo.

Si una instalación no supera el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, sufrirá una rebaja en sus ingresos anuales de la retribución específica, y si no alcanza el valor umbral de funcionamiento serán nulos. Los ingresos por retribución específica se verán modificados en función de las horas equivalentes de funcionamiento de las siguientes formas:

- Cuando el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo sea superior al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo establecidas para ese año, no habrá reducción en los ingresos en retribución específica ya que la instalación habrá cumplido con los objetivos.
- Cuando el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo esté 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”; los ingresos correspondientes se obtendrán multiplicando el valor de los ingresos anuales de retribución específica por el coeficiente “d” y que se calcula así:

$$d = \frac{N_{hinst} - U_f}{N_{hmin} - U_f} \quad (5)$$

Donde:

$N_{hinst}$ : Número de horas equivalentes de funcionamiento anuales de la instalación tipo. [h]

$U_f$ : Umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año. [h]

$N_{hmin}$ : Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año. [h]

- Cuando el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo sea inferior al umbral de funcionamiento establecido para ese año, dicha instalación no podrá beneficiarse del régimen retributivo específico y sus ingresos serán nulos; en este concepto y en ese año.

Por último, atendiendo al subgrupo b.1.1 en torno al cual se desarrolla este trabajo, para que el régimen retributivo específico se aplique sobre las instalaciones pertenecientes al mismo, deberán cumplir los siguientes criterios:

- Conexión en un mismo punto de la red de distribución o transporte, siendo un único punto de conexión una subestación o un centro de transformación.

### 6.4.1. RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN

La retribución a la inversión se establece como un término que por unidad de potencia instalada cubra los costes de la inversión, cuando los ingresos previstos por la venta de energía eléctrica al precio de mercado no sean suficientes, y se expresa en €/MW. Los ingresos por venta de energía comprenden tanto mercado diario como intradiario. Para hallar el ingreso

anual procedente de este término, para una instalación tipo, se multiplicará la potencia reconocida con derecho a régimen retributivo específico con el parámetro conocido como retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ) y cuyo cálculo se detalla más adelante.

$$R_{inv_{j,a}} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1} \quad (6)$$

Donde:

$R_{inv_{j,a}}$  : Retribución a la inversión anual por unidad de potencia en el año “a”, cada año del semiperiodo regulatorio “j”. [€/MW]

$C_{j,a}$  : Coeficiente de ajuste de la instalación tipo. Representa el tanto por uno de los costes de inversión que no serán recuperados por la venta de energía a precio de mercado.

$VNA_{j,a}$  : Valor neto del activo por unidad de potencia en el año “a” y al inicio del semiperiodo regulatorio “j”. [€/MW]

$t_j$  : Tasa de actualización cuyo valor corresponde con el de la rentabilidad razonable establecida, expresada en tanto por uno.

$VR_j$  : Vida residual de la instalación, es decir, número de años que le quedan al inicio del semiperiodo retributivo “j” hasta terminar su vida útil regulatoria.

Se puede observar como la retribución a la inversión tendrá un valor directamente proporcional al coeficiente de ajuste y al valor neto del activo, siendo VNA un parámetro que variará en función de la inversión inicial de la instalación tipo, sus ingresos por unidad de potencia y los costes de explotación.

### 6.4.2. RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN

Este término también tiene la función de cubrir costes no recuperados, en referencia a la operación, es decir, cubrirá la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado. Se expresa en €/MWh y los ingresos procedentes de este término se hallan multiplicando, para cada periodo de liquidación, el parámetro conocido como retribución a la operación ( $R_o$ ) por la energía vendida en el mercado de producción; atribuible a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico.

Para hallar la cantidad de energía sobre la que existe el derecho a retribución se multiplicará la energía vendida por el resultado de dividir la potencia con derecho a régimen retributivo entre la potencia instalada.

La retribución a la operación, por lo tanto, podrá existir o no. Cuando los costes de explotación de una instalación tipo se vean compensados por los ingresos de explotación (ingresos por la venta de energía en el mercado), se le atribuirá una retribución de valor cero.

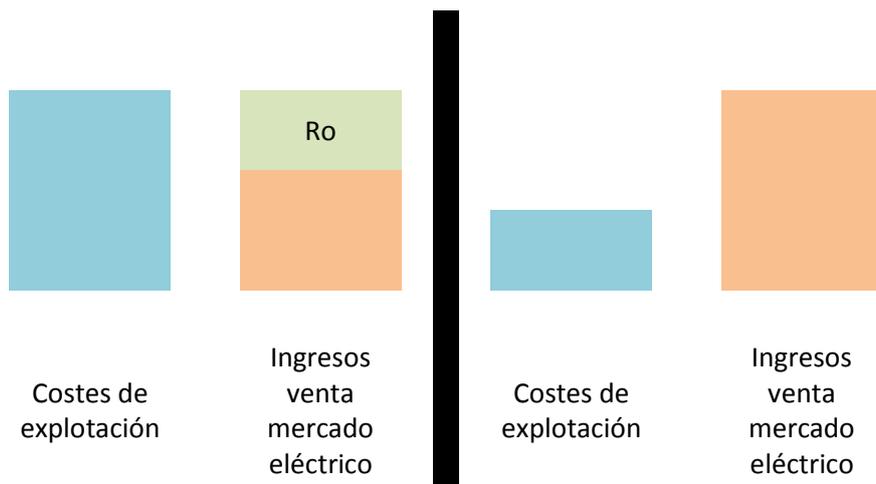


Figura 27. Comparación caso con derecho a Ro y caso sin derecho a Ro. Elaboración propia.

En la Figura 27 se ejemplifica cómo funciona el sistema mediante el cual se otorga retribución a la operación. En el caso de la izquierda sí existe Ro, al no compensarse los beneficios por venta con los costes de operación.

### 6.5. RETRIBUCIÓN POR LA VENTA DE ENERGÍA AL PRECIO DE MERCADO

La retribución por venta de energía eléctrica en el mercado dependerá de la estimación del precio, diario e intradiario, de mercado para cada año del semiperiodo regulatorio.

En este nuevo real decreto se establecen, para cada instalación tipo, dos límites superiores y dos límites inferiores, en torno a los cuales estará el precio estimado del mercado.

LS1: Límite superior 1	LS1 < LS2
LS2: Límite superior 2	
LI1: Límite inferior 1	LI1 > LI2
LI2: Límite inferior 2	

Tabla 8. Límites del precio de mercado. Elaboración propia según RD 413/2014.

Si el precio medio anual del mercado se sitúa fuera de estos límites, será generado un saldo de posible valor positivo o negativo, que se denomina valor de ajuste por desviaciones en el precio de mercado. Al estar definidos cuatro límites, van a existir por lo tanto 5 posibles situaciones entre las que se encuentre el precio de mercado. El valor de ajuste por desviaciones, para el año “i” del semiperiodo regulatorio “j”, se calculará de la siguiente forma:

- Caso 1. Precio medio anual del mercado diario e intradiario ha sido superior a LS2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + Nh_{i,j} \cdot (LS2_{i,j} - Pm_{i,j}) \quad (7)$$

Se genera un saldo negativo, es decir, al haberse estimado el precio medio anual de mercado por encima de LS2 la instalación ha recibido más ingresos de los correspondientes, y consecuentemente deben ser devueltos al sistema.

- Caso 2. Precio medio anual del mercado diario e intradiario ha estado entre LS1 y LS2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - Pm_{i,j}) \quad (8)$$

Saldo negativo, de nuevo la instalación habrá cobrado más de los correspondiente y deberá ser devuelto al sistema.

- Caso 3. Precio medio anual del mercado diario e intradiario ha sido mayor a LI1 e inferior a LS1:

$$Vajdm_{i,j} = 0 \quad (9)$$

En este caso la instalación habrá recibido los ingresos económicos que le corresponden, no deberá devolver ni reclamar más al sistema.

- Caso 4. Precio medio anual del mercado diario e intradiario ha estado entre LI1 y LI2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - Pm_{i,j}) \quad (10)$$

Valor de saldo positivo, es decir, el sistema deberá abonar ingresos a la instalación pues se estimó a la baja el precio de mercado.

- Caso 5. Precio medio anual del mercado diario e intradiario ha sido inferior a LI2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + Nh_{i,j} \cdot (LI2_{i,j} - Pm_{i,j}) \quad (10)$$

Se genera un saldo positivo, la instalación cobrará al sistema lo que corresponda.

Donde:

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

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

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

## 6.6. INCENTIVO A LA INVERSIÓN POR REDUCCIÓN DEL COSTE DE GENERACIÓN

Las instalaciones situadas en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, podrán recibir este beneficio económico siempre que se determine por orden ministerial y además se cumpla la siguiente expresión:

$$\left[ \frac{Cvg_j}{Egbc_j} - \left( \frac{Rinv_j}{Nh_j} + Ro_j + Pm_j \right) \right] \geq A_j \cdot \frac{Cvg_j}{Egbc_j} \quad (11)$$

Donde:

$Cvg_j$ : Coste variable de generación anual, asignable al semiperiodo regulatorio “j”. [€]

$Egbc_j$ : Energía generada, asignable al semiperiodo regulatorio “j”. [MWh]

$Rinv_j$ : Retribución a la inversión prevista para la instalación tipo en el semiperiodo regulatorio “j”. [€/MW]

$Nh_j$ : Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo, utilizado en los cálculos de parámetros para el semiperiodo regulatorio “j”. [h]

$Ro_j$ : Retribución a la operación prevista para la instalación tipo en el semiperiodo regulatorio “j”. [€/MWh]

$Pm_j$ : Precio estimado del mercado, durante el semiperiodo regulatorio “j”. [€/MWh]

$A_j$ : Coeficiente umbral para la percepción del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.

Una vez cumplidos los requisitos anteriores, la retribución económica que se otorgará a la instalación se calculará de la siguiente forma:

$$Iinv_j = \left[ \frac{Cvg_j}{Egbc_j} - \left( \frac{Rinv_j}{Nh_j} + Ro_j + Pm_j \right) \right] \cdot B_j \quad (12)$$

Donde:

$Iinv_j$ : Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación, durante el semiperiodo regulatorio “j”. [€/MWh]

$B_j$ : Coeficiente del incentivo aplicable durante el semiperiodo regulatorio “j”.

La instalación tipo que pueda beneficiarse de este incentivo tendrá derecho a obtenerlo durante toda su vida útil regulatoria. Como se observa en las expresiones, todos los parámetros van aplicados al semiperiodo regulatorio “j” ya que el valor del incentivo será revisado cada semiperiodo regulatorio; tomándose como cero cuando se obtenga un valor negativo.

## CAPÍTULO 7. ESTUDIO Y COMPARACIÓN DE RETRIBUCIONES A LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para establecer la metodología de cálculo de la retribución específica en conformidad con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, el MINETUR mediante Orden Ministerial [33] ha establecido los parámetros retributivos así como las equivalencias entre las nuevas instalaciones tipo y las instalaciones clasificadas anteriormente según la norma que regía.

Los cálculos de retribución a la inversión y retribución a la operación se han realizado para los años 2014, 2015 y 2016, es decir, el primer semiperiodo regulatorio por lo que se han considerado varias hipótesis en el cálculo de parámetros retributivos y son:

- Evolución anual del precio de mercado<sup>34</sup> y establecimiento de los límites superiores e inferiores aplicables al primer semiperiodo regulatorio<sup>35</sup>.

	2014	2015	2016	2017 en adelante
<b>Precio estimado del mercado (€/MWh)</b>	48,21	49,52	49,75	52
<b>LS2 (€/MWh)</b>	56,21	57,52	57,75	60
<b>LS1 (€/MWh)</b>	52,21	53,52	53,75	56
<b>LI1 (€/MWh)</b>	44,21	45,52	45,75	48
<b>LI2 (€/MWh)</b>	40,21	41,52	41,75	44

Tabla 9. Hipótesis de precio de mercado y límites superiores e inferiores. Fuente: Orden IET/1045/2014.

Entre el 14 de julio y el 31 de diciembre de 2013, periodo de tiempo perteneciente también al primer semiperiodo regulatorio, no se le aplica un precio de mercado estimado sino el valor real que es de 51,29 €/MWh.

- Coeficiente de apuntamiento tecnológico.  
Los precios estimados del mercado que aparecen en la Tabla 9 se han corregido con los coeficientes de apuntamiento de cada tecnología<sup>36</sup>, para obtener el precio de mercado aplicable a cada tecnología. El coeficiente de apuntamiento de la tecnología solar fotovoltaica es de 1,0207, tomando los siguientes valores el precio estimado de mercado para dicha tecnología:

	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Precio estimado del mercado (€/MWh)</b>	52,35	49,21	50,55	50,78	53,08

Tabla 10. Hipótesis de precio de mercado. Elaboración propia.

- Valor de la rentabilidad razonable.

<sup>34</sup> Según Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

<sup>35</sup> Definido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, como el periodo de tiempo entre la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y el 31 de diciembre de 2016.

<sup>36</sup> Recogidos en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

Éste parámetro queda definido como el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses anteriores al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio y que toma un valor de 4,398. Con el incremento de los 300 puntos básicos, se obtiene un valor de la rentabilidad razonable y de aplicación para hallar los parámetros retributivos de 7,398.

- Evolución costes de explotación.  
Partiendo del valor asignado a cada instalación tipo como coste de explotación en el año 2014, se considera a partir de entonces un incremento anual del coste de explotación del 1% hasta el final de la vida útil regulatoria.
- Horas equivalentes de funcionamiento.  
Para la tecnología solar fotovoltaica y a partir de 2015, asumiendo una pérdida de rendimiento de las instalaciones, se considera por lo tanto una reducción del 0,50% anual en las horas equivalentes de funcionamiento.

### **7.1. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS Y VISIÓN GLOBAL DEL NUEVO SISTEMA DE RETRIBUCIÓN SEGÚN EL REAL DECRETO 413/2014.**

Se presentan los aspectos retributivos en relación a la tecnología solar fotovoltaica para el primer semiperiodo regulatorio, aprobados y recogidos en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, así como una visión global del nuevo marco regulatorio y su efecto.

- Instalación tipo.  
Las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos quedan ahora definidas como instalaciones tipo (IT). Se han creado un total de 1.273 instalaciones tipo, que se han determinado en función de la potencia, el tipo de tecnología, la antigüedad y el sistema eléctrico.  
Para la tecnología solar fotovoltaica se ha realizado la equivalencia de su subgrupo entre el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, con los tipos del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, donde se reconocen un total de 580 tipos<sup>37</sup> para ésta tecnología.

---

<sup>37</sup> Rango de códigos comprendidos entre IT-00001 e IT-00580.

Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2003	IT-00025
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2004	IT-00026
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2005	IT-00027
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2006	IT-00028
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2007	IT-00029
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	FIJ	2008	IT-00030
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	≤2004	IT-00031
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2005	IT-00032
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2006	IT-00033
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2007	IT-00034
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S1E	2008	IT-00035
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	≤2001	IT-00036
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2003	IT-00037
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2004	IT-00038
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2005	IT-00039
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2006	IT-00040
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2007	IT-00041
b.1	b.1.1	-	5kW < P ≤ 100kW	S2E	2008	IT-00042
b.1	b.1.1	-	100kW < P ≤ 2MW	FIJ	≤2003	IT-00043

Figura 28. Clasificación de algunas de las IT para tecnología solar fotovoltaica. Fuente: Orden IET/1045/2014.

En la Figura 28 se muestra cómo las instalaciones tipo fotovoltaicas se clasifican según el rango de potencia o el año de puesta en marcha, representando cada código de IT un conjunto de instalaciones semejantes y no una instalación en exclusiva.

- Vida útil regulatoria y valor estándar de la inversión inicial.  
Tanto la vida útil como el valor estándar de la inversión inicial son parámetros retributivos inmodificables, no se pueden revisar una vez asignados.  
Para las instalaciones fotovoltaicas (subgrupo b.1.1) se mantiene en 30 los años de vida útil regulatoria y durante los cuales tendrán derecho a percibir la retribución específica.  
El valor estándar de la inversión inicial de cada IT queda especificado en la Orden<sup>38</sup>.
- Retribución a la inversión y retribución a la operación.  
Los productores de electricidad a partir de la tecnología solar fotovoltaica y reconocidos en éste nuevo marco legal van a recibir la retribución específica por completo. El 100% de las instalaciones fotovoltaicas acogidas al nuevo sistema retributivo optan por derecho a dicha retribución, aunque otras tecnologías al contrario de la que atañe a éste trabajo, no optan el 100% de sus instalaciones al régimen retributivo específico.

<sup>38</sup> Orden IET/1045/2014.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (**) (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (***) (h)
IT-00001	30	387.523	20,266	772	198	115
IT-00002	30	365.427	18,112	772	198	115
IT-00003	30	329.238	14,853	772	198	115
IT-00004	30	322.555	14,193	772	198	115
IT-00005	30	297.581	11,867	772	198	115
IT-00006	30	296.685	11,792	772	198	115
IT-00007	30	298.314	11,947	772	198	115
IT-00008	30	281.829	4,299	985	252	147
IT-00009	30	299.505	5,638	985	252	147
IT-00010	30	297.085	5,416	985	252	147
IT-00011	30	339.212	8,413	985	252	147
IT-00012	30	318.319	6,733	985	252	147
IT-00013	30	321.097	7,159	985	252	147

Figura 29. Parámetros retributivos aplicables en 2013. Fuente: Orden IET/1045/2014.

En la Figura 29 se presentan los parámetros retributivos de algunas instalaciones fotovoltaicas para el año 2013.

Todas las instalaciones tipo fotovoltaicas reconocidas van a recibir retribución a la inversión porque los costes de inversión para ésta tecnología son elevados y sólo por la venta de energía eléctrica a precio de mercado no pueden recuperarse. Además, también van a recibir, y sólo algunas ITs, ingresos por retribución a la operación para compensar los gastos operativos y no recuperables por la venta de su producción de electricidad a precio de mercado. Los costes de explotación de una planta fotovoltaica en comparación con los costes de inversión son muy inferiores, y podría pensarse que los ingresos por la venta al precio de mercado bastarían para cubrir los costes de explotación. Esto no sucede (cubrir costes operación con los ingresos por la venta a precio de mercado) debido al reconocimiento de un impuesto *ad valorem* aplicado sobre los ingresos por la venta de energía, siendo así insuficiente lo percibido al precio del mercado para cubrir los costes de explotación esperados.

Si alguna de las instalaciones fotovoltaicas reconocidas hubieran cumplido en el año 2014 el total de la vida útil regulatoria asignada (30 años), se considerarían instalaciones que habrían alcanzado su rentabilidad razonable y ya no tendrían derecho a acogerse al régimen retributivo específico y quedar como única posibilidad de recibir ingresos económicos la venta de energía en el mercado eléctrico.

Siendo objeto de análisis todos estos nuevos parámetros retributivos, la CNMC ha emitido un informe [34] del cual se obtienen conclusiones muy rotundas sobre el efecto de este nuevo sistema retributivo y cuya comprobación se realizará más adelante en éste documento,

haciendo un estudio comparativo entre varias instalaciones fotovoltaicas con fecha de inicio de explotación distintas, analizándose la retribución asignada en función del marco jurídico por el que se regía y la retribución según el nuevo RD 413/2014, de 6 de junio.

La principal consecuencia del nuevo régimen retributivo sobre las tecnologías que atañen el RD 413/2014 es la reducción sobre la retribución específica respecto a otros años, e incluso la pérdida de la misma para algunas instalaciones.

Tecnología	Retribución inversión (Mill. €)	Retribución operación total (Mill.€)	Escenario A Retribución anterior. 2014 (Mill. €)	Escenario B Nueva retribución 2014 (Mill. €)	Diferencia (Mill. €)	Diferencia porcentual
COGENERACIÓN	64	1.449	1.689	1.513	-176	-10,41%
<b>SOLAR FV</b>	<b>2.302</b>	<b>143</b>	<b>2.818</b>	<b>2.445</b>	<b>-373</b>	<b>-13,23%</b>
SOLAR TE	1.073	179	1.438	1.252	-186	-12,92%
EOLICA	1.194	0	1.802	1.194	-608	-33,72%
HIDRAULICA	12	0	162	12	-150	-92,60%
BIOMASA	137	157	281	294	13	4,77%
RESIDUOS	48	3	81	51	-30	-37,40%
TRATAM. RESIDUOS	3	250	414	253	-161	-38,94%

Figura 30. Impacto del nuevo sistema retributivo. Fuente: CNMC.

En la Figura 30 se observa como este nuevo sistema retributivo reduce la asignación económica a la mayoría de las tecnologías, en concreto para la tecnología solar fotovoltaica supone un descenso en torno a los 370 M€. Si las normas anteriores asignaban la misma rentabilidad, independientemente del rendimiento, ahora analizando la Orden IET/1045/2014 donde se recogen todos los parámetros de aplicación con la entrada en vigor del RD 413/2014, con la limitación en horas de producción sucede que se beneficia a las instalaciones de mayor potencia en lugar de aquellas que resultan más eficientes y producen más.

### 7.2. CASO PRÁCTICO. COMPARACIÓN DE RETRIBUCIONES PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.

Para comprobar el efecto real del nuevo marco jurídico y económico, que desde el 10 de junio de 2014 está en vigor, se van a analizar cuatro casos de estudio comparando la retribución perteneciente a una instalación de tecnología solar fotovoltaica según el marco legal anterior y según el nuevo Real Decreto 413/2014. En todos los casos se va a tratar de la misma instalación, es decir, tecnología, potencia, ubicación y producción serán parámetros constantes, modificándose únicamente el año de puesta en marcha de la planta fotovoltaica.

La instalación sometida al análisis se va a considerar un sistema conectado a red, ubicado en el municipio Almodóvar del Río (provincia de Córdoba) y a la que le corresponde una **zona climática V**. Se encuentra **sobre suelo** y el tipo de tecnología es **FIJO**, siendo la inclinación de los módulos la óptima y con orientación al sur. Con una potencia nominal de **100 kW** y una potencia pico de los módulos fotovoltaicos de **120 kWp**, un 20% superior a la nominal.



El objetivo final del análisis es hallar la retribución percibida por la instalación desde su puesta en marcha. Para ello, se hace necesario conocer la producción energética y para ello se ha utilizado la herramienta “*Photovoltaic Geographical Information System*” (PVGIS<sup>39</sup>). PVGIS es un software que proporciona la Comisión Europea en la sección Instituto de la Energía y el Transporte (IET) y que a través de sus bases de datos del recurso solar permite estimar la producción eléctrica o la irradiación en una instalación fotovoltaica, entre otros parámetros.

Los datos de entrada en PVGIS para hallar la producción de la instalación a estudio son:

- Módulos de silicio cristalino.
- Potencia pico 120 kWp.
- La instalación pertenece al grupo “*Fixed mounting options*” y esos serán los parámetros que se rellenarán.
- Estructura libre, sobre suelo.
- Ángulo de inclinación: selección “*Optimize slope*”.
- Ángulo de azimut: 0°, ángulo óptimo para los módulos orientados al sur y en un país del hemisferio norte.
- Ubicación: Almodóvar del Río, provincia de Córdoba (España).

A partir de estos datos PVGIS estima tanto pérdidas como la producción eléctrica, los resultados que vierte para este estudio son:

---

<sup>39</sup> <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

### PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 37°53'17" North, 4°46'45" West, Elevation: 129 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 120.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 12.1% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 26.4%

Fixed system: inclination=34°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	$E_d$	$E_m$	$H_d$	$H_m$
Jan	372.00	11500	3.95	123
Feb	467.00	13100	5.05	141
Mar	542.00	16800	6.03	187
Apr	535.00	16100	6.04	181
May	568.00	17600	6.53	203
Jun	601.00	18000	7.10	213
Jul	628.00	19500	7.50	232
Aug	617.00	19100	7.36	228
Sep	551.00	16500	6.41	192
Oct	495.00	15400	5.58	173
Nov	415.00	12500	4.51	135
Dec	364.00	11300	3.87	120
<b>Yearly average</b>	<b>513</b>	<b>15600</b>	<b>5.83</b>	<b>177</b>
<b>Total for year</b>		<b>187000</b>		<b>2130</b>

$E_d$ : Average daily electricity production from the given system (kWh)

$E_m$ : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

$H_d$ : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

$H_m$ : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

**Figura 31. Producción eléctrica de la instalación en Córdoba. Fuente: PVGIS.**

En la Figura 31 se encuentran los resultados de generación energética de la instalación bajo análisis, atendiendo a los resultados la producción anual será de **187 MWh**, con una media mensual de 15,6 MWh y de lo que se deduce un funcionamiento de aproximadamente 1.870 horas al año.

**CASO DE ESTUDIO I**

INSTALACIÓN DEL AÑO 2002 (I-2002)

Éste es el primer caso de análisis, planta fotovoltaica de 120 kWp con un funcionamiento de 1.870 horas anuales, produciendo 187 MWh e iniciando su explotación en el año 2002.

La instalación I-2002 pertenece inicialmente al grupo: P > 5kW.

		Venta a precio mercado			
		Precio mercado		Prima	
Año	Real Decreto	€/MWh	€	€/MWh	€
2002	RD 2818/1998	37,3858	6.991,1446	180,3	33.716,1
2003		28,945	5.412,715	180,3	33.716,1

Tabla 11. Desglose retribución opción venta a mercado, instalación 2002. Elaboración propia<sup>40</sup>.

En la Tabla 11 se muestra desglosada por términos la retribución de I-2002, en el caso de acogerse a la opción de venta a precio de mercado y prima sólo existente en el RD 2818/1998, que estuvo vigente entre 1998 y 2003.

		Venta a tarifa fija						
		Tarifa Regulada		Reactiva		Peaje		
Año	Real Decreto	€/MWh	€	€/MWh	€	€/MWh	€	
2002	RD 2818/1998	216,4	40.466,8	-	-	-	-	
2003		216,4	40.466,8	-	-	-	-	
2004	RD 436/2004	414,414	77.495,418	2,883	539,099	-	-	
2005		421,498	78.820,126	2,932	548,314	-	-	
2006		440,381	82.351,247	3,063	572,878	-	-	
2007		enero-mayo	440,381	34.349,718	3,063	238,955	-	-
2007		junio-diciembre	440,381	48.089,605	3,138	342,63	-	-
2008	RD 661/2207	455,134	85.110,058	3,243	606,396	-	-	
2009		470,181	87.923,847	3,349	626,203	-	-	
2010	RD 1565/2010 y RD-L 14/2010	465,897	87.122,739	3,318	620,496	-	-	
2011		475,597	88.936,639	3,387	633,414	-0,5	-93,5	
2012		488,743	91.394,941	3,481	650,925	-0,5	-93,5	
2013		488,606	91.369,322	3,48	650,745	-0,5	-93,5	
2014		Supuesto de continuidad	488,606	91.369,322	3,48	650,745	-0,5	-93,5
2015			488,606	91.369,322	3,48	650,745	-0,5	-93,5
2016			488,606	91.369,322	3,48	650,745	-0,5	-93,5

Tabla 12. Desglose retribución opción tarifa regulada, instalación 2002. Elaboración propia<sup>41</sup>.

<sup>40</sup> Valor del precio de mercado obtenidos en OMIE [35]. Valor de la prima recogido en el Real Decreto 2818/1998.

<sup>41</sup> Valor de la tarifa regulada y sus actualizaciones obtenidos de RD 2818/1998, RD 436/2004, RD 2392/2004, RD 1556/2005, RD 661/2007 y de las Órdenes ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, ITC/3553/2010, ITC/3856/2011 e ITC/221/2013.



En la Tabla 12 se encuentra también un desglose por términos de la retribución de I-2002, en la opción de venta a tarifa regulada que a partir del RD 436/2004 ha sido la única opción de percibir retribución una instalación FV. En el año 2007 entre el mes de enero y mayo se ha hallado la retribución según los parámetros del RD 436/2004, y a partir de junio según lo especificado por el RD 661/2007 que entró en vigor en dicho mes; porque durante ese año convivieron ambos reales decretos. En esta tabla y en las sucesivas tablas de desgloses se mantienen los valores de tarifa fija, reactiva y peaje del año 2013 para los años futuros y se utilizarán para graficarlos y compararlos con la retribución del nuevo RD 413/2014.

Además los cálculos retributivos se proponen hasta el año 2016 porque el 31 de diciembre del mismo finaliza el primer semiperiodo regulatorio del nuevo marco legal. Por último, en el desglose presente y en los sucesivos el complemento por reactiva en €/MWh ha sido calculado para el mejor de los casos, el que aporta la máxima bonificación por cumplir el factor de potencia exigido por la norma que corresponda. Además, a partir de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, [36] de medidas fiscales para la sostenibilidad energética se incorporó un nuevo impuesto del 7% a la producción, a pagar por los productores y que afectaba a todas las centrales de generación eléctrica. Se comenzó a aplicar ésta Ley en 2013, suponiendo para I-2002 un desembolso anual de 34,202 €/MWh, es decir, 6.395,853 € al año.

I-2002 ha sufrido las distintas modificaciones y cambios normativos desde que se inició la regulación del sector fotovoltaico, se observa en la Tabla 12 los distintos reales decretos por los que se ha regido. En el año 2010 se indica la existencia de dos normas, el RD 1565/2010 que modifica los requisitos para percibir el complemento por reactiva y el RD-L 14/2010 que impone un peaje de acceso a la red de transporte y distribución a todos los puntos de generación.

Año	Real Decreto	Retribución total			
		Venta a precio de mercado		Venta a tarifa fija	
		€/MWh	€	€/MWh	€
2002	RD 2818/1998	217,686	40.707,245	216,4	40.466,8
2003		209,245	39.128,815	216,4	40.466,8
2004	RD 436/2006	0	0	417,297	78.034,517
2005		0	0	424,43	79.368,44
2006		0	0	443,444	82.924,125
2007		0	0	443,444	34.588,673
	enero-mayo	0	0	443,444	34.588,673
	junio-diciembre	0	0	443,519	48.432,235
2008	RD 661/2207	0	0	458,377	85.716,454
2009	RD 1565/2010 y RD-L 14/2010	0	0	473,53	88.550,05
2010		0	0	469,215	87.743,235
2011		0	0	478,484	89.476,553
2012		0	0	491,724	91.952,366
2013		0	0	457,384	85.530,714
2014	Supuesto de continuidad	0	0	457,384	85.530,714
2015		0	0	457,384	85.530,714
2016		0	0	457,384	85.530,714

Tabla 13. Retribución instalación 2002. Elaboración propia.

Para hallar la retribución según el nuevo Real Decreto 413/2014 primero es necesario identificar el código de instalación tipo de I-2002. A partir de la Orden IET/1045/2014 se puede identificar I-2002 con el Código de Instalación Tipo **IT-00024**.

Año	Real Decreto	Retribución venta mercado		Retribución específica				Retribución total	
		€/MWh	€	€/MWh	€	€/MW	€		h
2013	RD 413/2014	52,35	9.789,45	14,677	1.134,276	327.777	32.777,7	772	43.701,426
2014		49,21	9.202,27	19,722	3.250,186	699.640	69.964	1.648	82.416,456
2015		50,55	9.452,85	18,812	3.085,168	699.640	69.964	1.640	82.502,018
2016		50,78	9.495,86	19,261	3.143,395	699.640	69.964	1.632	82.603,255

Tabla 14. Retribución instalación 2002 según RD 413/2014<sup>42</sup>.

En la Tabla 13 se muestra la retribución total percibida por la instalación en estudio IT-00024 entre los años 2002-2016 (según el tipo de venta elegido), siendo la opción de venta a tarifa la más favorable en los dos primeros años de explotación y la única opción a partir del tercero. En la Tabla 14 se muestra la retribución que recibirá I-2002 atendiendo a la nueva regulación y

<sup>42</sup> Parámetros recogidos en la Orden IET/1045/2014.

que está compuesta por la retribución por venta a precio de mercado y la retribución específica.

El precio de mercado utilizado es el resultado de aplicar el coeficiente de apuntamiento de la tecnología solar fotovoltaica al precio de mercado estimado. En cuanto a las horas equivalentes de funcionamiento, la instalación I-2002 cuenta con 1.870h por año y se encuentra fuera del límite de horas de funcionamiento establecidos de tal forma que siempre que le sea asignado el derecho, no va a percibir retribución a la operación por el 100% de la energía generada. La instalación I-2002 va a cobrar por la energía generada hasta alcanzar el número máximo de horas con retribución a la operación, establecido en el RD 413/2014. Por ejemplo en el año 2015 funcionando 1.870 horas, solo cobrará por 1.640 horas y las 230 horas durante las cuales también ha generado electricidad no se tendrán en cuenta para el término retribución a la operación. El año 2013 tiene una limitación en horas de funcionamiento de 772h<sup>43</sup>.

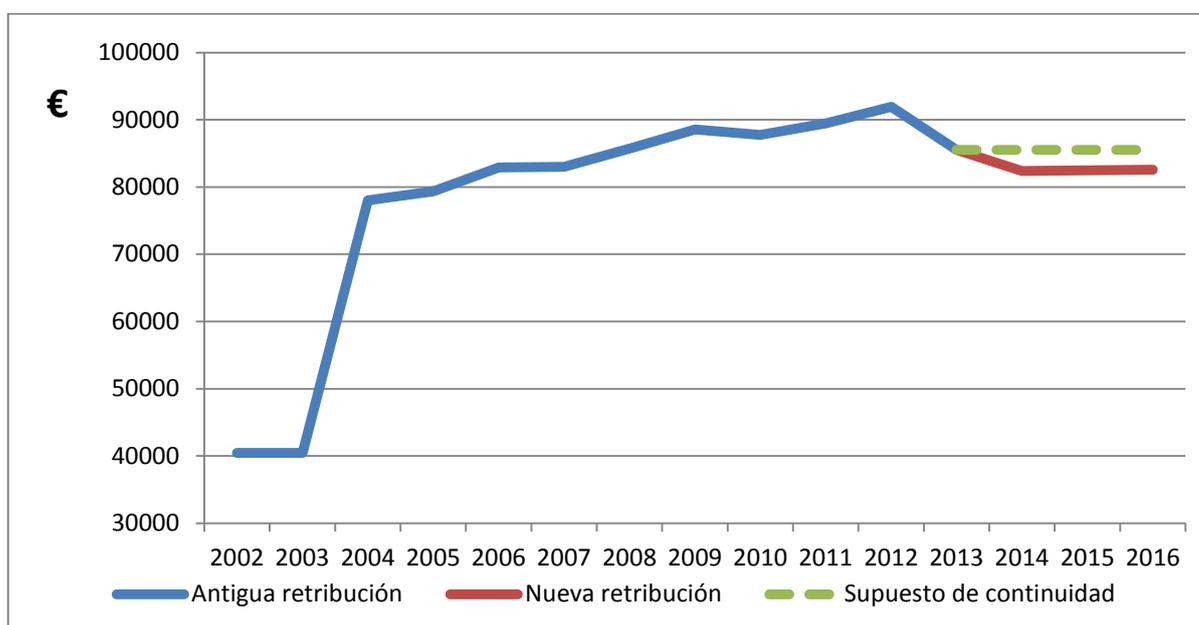


Figura 32. Comparativa de retribuciones a instalación 2002. Elaboración propia.

En la Figura 32 se representa la retribución percibida en euros por año para una instalación con inicio de explotación en 2002. Se observa como la nueva retribución es inferior en unos 3.000€, aproximadamente, respecto a la antigua retribución y que supone una disminución de los ingresos del 3,5% por año.

<sup>43</sup> En 2013 se fija en 772h las horas máximas con derecho a Ro ya que el RD 413/2014 es de aplicación a partir del mes de junio de 2013 y se estiman por lo tanto 772h de funcionamiento entre los meses de junio a diciembre de 2013.

**CASO DE ESTUDIO II**

INSTALACION DEL AÑO 2006 (I-2006)

Éste es el segundo caso de análisis, con las mismas propiedades; planta fotovoltaica de 120 kWp con un funcionamiento de 1.870 horas anuales, produciendo 187 MWh e iniciando su explotación en el año 2006.

La instalación I-2006 pertenece inicialmente al grupo: P ≤ 100kW.

		Venta a tarifa fija					
		Tarifa Regulada		Reactiva		Peaje	
Año	Real Decreto	€/MWh	€	€/MWh	€	€/MWh	€
2006	RD 436/2004	440,381	82.351,247	3,064	572,878	-	-
2007	enero-mayo	440,381	34.349,718	3,064	238,955	-	-
	junio-diciembre	440,381	48.089,605	3,138	342,630	-	-
2008	RD 661/2207	455,134	85.110,058	3,243	606,396	-	-
2009		470,181	87.923,847	3,349	626,203	-	-
2010	RD 1565/2010 y RD-L 14/2010	465,897	87.122,739	3,318	620,496	-	-
2011		475,597	88.936,639	3,387	633,414	-0,5	-93,5
2012		488,743	91.394,941	3,481	650,925	-0,5	-93,5
2013		488,606	91.369,322	3,480	650,745	-0,5	-93,5
2014	Supuesto de continuidad	488,606	91.369,322	3,480	650,745	-0,5	-93,5
2015		488,606	91.369,322	3,480	650,745	-0,5	-93,5
2016		488,606	91.369,322	3,480	650,745	-0,5	-93,5

Tabla 15. Desglose retribución instalación 2006<sup>44</sup>.

A partir de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética se incorporó un nuevo impuesto del 7% a la producción, a pagar por los productores y que afectaba a todas las centrales de generación eléctrica. Se comenzó a aplicar ésta Ley en 2013, suponiendo para I-2006 un desembolso de 34,202 €/MWh, es decir, 6.395,853 € al año.

<sup>44</sup> Valor de la tarifa regulada y sus actualizaciones obtenidos de RD 436/2004, RD 2392/2004, RD 1556/2005, RD 661/2007 y de las Órdenes ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, ITC/3553/2010, ITC/3856/2011 e ITC/221/2013.

Año	Real Decreto	Retribución total	
		€/MWh	€
2006	RD 436/2004	443,445	82.924,125
2007	enero-mayo	443,445	34.588,673
	junio-diciembre	443,519	48.432,235
2008	RD 661/2207	458,377	85.716,454
2009		473,530	88.550,050
2010	RD 1565/2010 y RD-L 14/2010	469,215	87.743,235
2011		478,484	89.476,553
2012		491,724	91.952,366
2013		457,384	85.530,714
2014		Supuesto de continuidad	457,384
2015	457,384		85.530,714
2016	457,384		85.530,714

**Tabla 16. Retribución instalación 2006. Elaboración propia.**

En la Tabla 15 se puede ver el desglose de la retribución asignada a I-2006 (habiéndose tenido en cuenta el impuesto según la Ley 15/2012) y en la Tabla 16 la retribución total entre los años 2006 y 2016 en función de la norma que se encontraba vigente. Además se aprecia cómo año tras año son de mayor valor las retribuciones, ofreciendo interesantes beneficios por invertir y construir centrales fotovoltaicas (modo en que el Gobierno incentivaba su creación y desarrollo).

Para hallar la retribución según el nuevo Real Decreto 413/2014 primero es necesario identificar el código de instalación tipo de I-2006. A partir de la Orden IET/1045/2014 se puede identificar I-2006 con el Código de Instalación Tipo **IT-00028**.

Año	Real Decreto	Retribución venta mercado		Retribución específica				Retribución total	
		€/MWh	€	€/MWh	€	€/MW	€		Horas máximas con Ro
2013	RD 413/2014	52,350	9.789,450	9,673	747,554	275.560	27.556	772	38.093,004
2014		49,210	9.202,270	14,632	2.411,354	588.183	58.818,3	1.648	70.431,924
2015		50,550	9.452,850	13,696	2.246,144	588.183	58.818,3	1.640	70.517,294
2016		50,780	9.495,860	14,119	2.304,221	588.183	58.818,3	1.632	70.618,381

Tabla 17. Retribución instalación 2006 según RD 413/2014<sup>45</sup>.

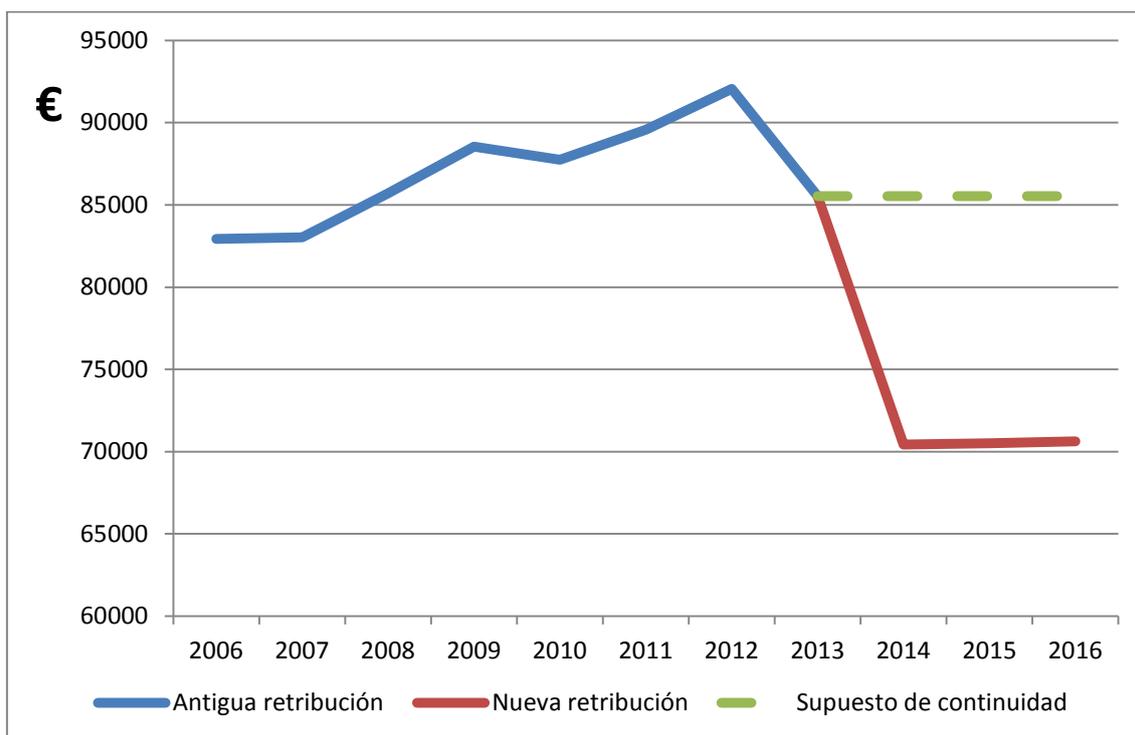


Figura 33. Comparativa de retribuciones a instalación 2006. Elaboración propia.

En la Tabla 17 se puede ver la retribución a la que aspira una instalación de 2006 de semejantes propiedades técnicas según la nueva normativa y que es inferior respecto a la recibida años atrás. Para hallar el valor de la retribución a la operación se ha tenido en cuenta también las horas máximas de funcionamiento con derecho a percibir dicha retribución.

La disminución de la retribución total a cobrar se observa en la Figura 33, donde se comparan la retribución de haber seguido vigente la norma anterior (verde a tramos) y la retribución según RD 413/2014 (rojo) de donde se deduce que dicha instalación va a percibir aproximadamente 15.000€ menos cada año del primer semiperiodo regulatorio, lo que supone una disminución de ingresos por retribución del 17,5% anual.

<sup>45</sup> Parámetros recogidos en la Orden IET/1045/2014.

**CASO DE ESTUDIO III**

INSTALACIÓN AÑO 2009 (I-2009)

Éste es el tercer caso de análisis, con las mismas propiedades; planta fotovoltaica de 120 kWp con un funcionamiento de 1.870 horas anuales, produciendo 187 MWh e iniciando su explotación en el año 2009.

La instalación I-2009 pertenece al grupo: Convocatoria primera, año 2009, tipo II.

		Venta a tarifa fija					
		Tarifa Regulada		Reactiva		Peaje	
Año	Real Decreto	€/MWh	€	€/MWh	€	€/MWh	€
2009	RD 1578/2008	320	59.840	3,349	626,203	-	-
2010	RD 1565/2010 y RD-L 14/2010	320	59.840	3,318	620,496	-	-
2011		326,662	61.085,794	3,387	633,414	-0,5	-93,5
2012		335,691	62.774,217	3,481	650,925	-0,5	-93,5
2013		335,597	62.756,639	3,480	650,745	-0,5	-93,5
2014	Supuesto de continuidad	335,597	62.756,639	3,480	650,745	-0,5	-93,5
2015		335,597	62.756,639	3,480	650,745	-0,5	-93,5
2016		335,597	62.756,639	3,480	650,745	-0,5	-93,5

Tabla 18. Desglose retribución instalación 2009<sup>46</sup>.

A partir de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética se incorporó un nuevo impuesto del 7% a la producción, a pagar por los productores y que afectaba a todas las centrales de generación eléctrica. Se comenzó a aplicar ésta Ley en 2013, suponiendo para I-2009 un desembolso anual de 23,492 €/MWh, es decir, 4.392,965€ al año.

		Retribución total	
Año	Real Decreto	€/MWh	€
2009	RD 1578/2008	323,349	60.466,203
2010	RD 1565/2010 y RD-L 14/2010	323,318	60.460,496
2011		329,549	61.625,708
2012		338,672	63.331,642
2013		315,085	58.920,919
2014	Supuesto de continuidad	315,085	58.920,919
2015		315,085	58.920,919
2016		315,085	58.920,919

Tabla 19. Retribución instalación 2009. Elaboración propia.

<sup>46</sup> Valor de la tarifa regulada y sus actualizaciones obtenidos de RD 1578/2008 y de las Órdenes ITC/3353/2010, IET/3586/2011 e IET/221/2013.

En la Tabla 18 se observa el desglose de la retribución de I-2009 desde su puesta en marcha hasta el año 2016, con una evolución de la tarifa regulada más suave en comparación con la que se aprecia en los desgloses anteriores y con un descenso desde 2013, motivado por el impuesto que se imponía mediante la Ley 15/2012; con el RD 1578/2008 se pretende controlar mejor la potencia FV que se instala y ajustar la tarifa fija al valor más adecuado con el objetivo de reducir el déficit tarifario. En la Tabla 19 se puede ver en suma total la retribución percibida de 2009 a 2013 y la retribución con el supuesto de continuidad entre 2014-2016. Valores inferiores, el RD 1578/2008 fue una modificación para recortar la retribución a la producción eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.

Para hallar la retribución según el nuevo Real Decreto 413/2014 primero es necesario identificar el código de instalación tipo de I-2009. A partir de la Orden IET/1045/2014 se puede identificar I-2009 con el Código de Instalación Tipo **IT-00424**.

Año	Real Decreto	Retribución venta mercado		Retribución específica				Retribución total	
		€/MWh	€	€/MWh	€	€/MW	€		Horas máximas con Ro
2013	RD 413/2014	52,350	9.789,450	9,137	706,131	152.830	15.283	772	25.778,581
2014		49,210	9.202,270	13,783	2.271,438	326.217	32.621,7	1.648	44.095,408
2015		50,550	9.452,850	12,97	2.127,080	326.217	32.621,7	1.640	44.201,630
2016		50,780	9.495,860	13,518	2.206,138	326.217	32.621,7	1.632	44.323,698

Tabla 20. Retribución instalación 2009 según RD 413/2014<sup>47</sup>.

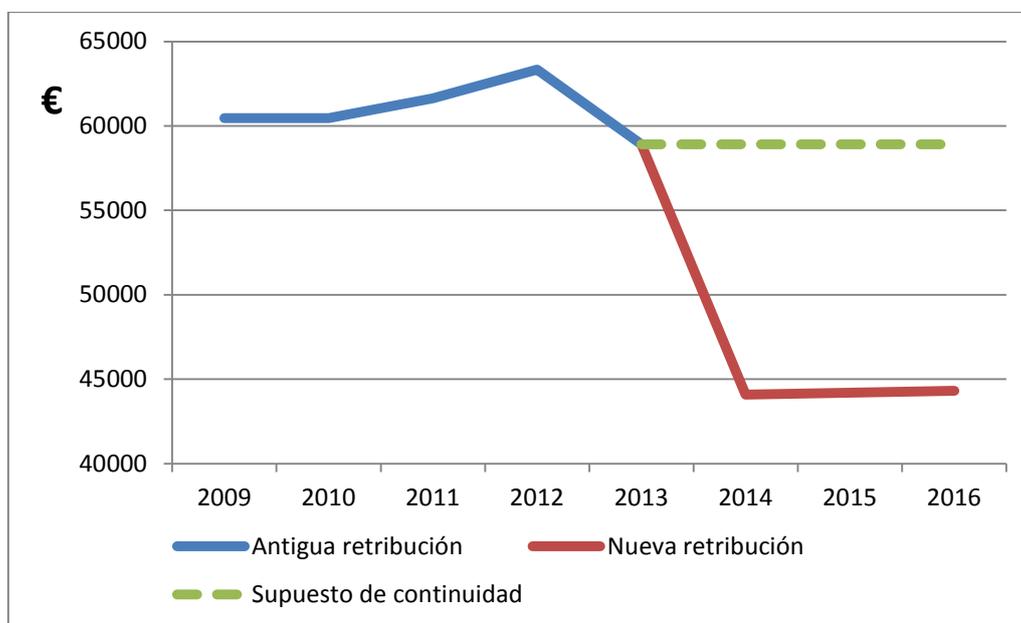


Figura 34. Comparativa de retribuciones a instalación 2009. Elaboración propia.

<sup>47</sup> Parámetros recogidos en la Orden IET/1045/2014.



En la Tabla 20 se recogen las estimaciones de retribuciones a la IT-00424 calculadas a partir de los parámetros establecidos por la norma, precio de mercado actualizado según el coeficiente de apuntamiento tecnológico y las horas máximas con derecho a retribución a la operación para cada año se han tenido en cuenta. La comparativa entre la retribución previa y la actual según RD 413/2014 se puede ver en la Figura 34, donde se aprecia el descenso de ingresos en concepto de retribución que supone el real decreto citado para las instalaciones con fecha de inicio de explotación en 2009 (y de semejantes propiedades tecnológicas a I-2009). El modelo retributivo vigente -a 2014- supone para los titulares de instalaciones similares percibir aproximadamente 14.700€ menos cada año, una disminución de casi el 25% anual.

**CASO DE ESTUDIO IV**

INSTALACIÓN DEL AÑO 2014 (I-2014)

Éste es el cuarto caso de análisis, con las mismas propiedades; planta fotovoltaica de 120 kWp con un funcionamiento de 1.870 horas anuales, produciendo 187 MWh e iniciando su explotación en el año 2014.

Para hallar la retribución previa se tiene en cuenta el RD-L 1/2012 mediante el cual se suprimió la retribución a tarifa fija a las nuevas instalaciones fotovoltaicas, es decir, no podían acogerse al RD 1578/2008 y quedando como única opción la venta de la energía eléctrica generada a precio de mercado. Se halla la retribución de I-2014 con la hipótesis de que sigue vigente el RD-L 1/2012.

		Venta a precio de mercado					
		Precio de mercado		Reactiva		Peaje	
Año	Real Decreto	€/MWh	€	€/MWh	€	€/MWh	€
2014	RD-L 1/2012	48,210	9.015,270	3,480	650,745	-0,5	-93,5
2015		49,520	9.260,240	3,480	650,745	-0,5	-93,5
2016		49,750	9.303,250	3,480	650,745	-0,5	-93,5

Tabla 21. Desglose retribución instalación 2014. Elaboración propia.

En la Tabla 21 se muestra el desglose de la retribución a I-2014 hasta el año 2016, los precios de mercado son las estimaciones que aparecen en la Orden IET/1045/2014 así los resultados serán mucho más próximos a la realidad. Se mantiene para el complemento por reactiva los datos del 2013.

A partir de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética se incorporó un nuevo impuesto del 7% a la producción, a pagar por los productores y que afectaba a todas las centrales de generación eléctrica. Se comenzó a aplicar ésta Ley en 2013, lo que supondría para I-2014 un desembolso anual que se muestra en la Tabla 22.

		Impuesto Sostenibilidad	
Año	Real Decreto	€/MWh	€
2014	Ley 15/2012	-3,375	-631,069
2015		-3,466	-648,217
2016		-3,483	-651,228

Tabla 22. Impuesto por la sostenibilidad energética. Elaboración propia según Ley 15/2012.

		Retribución total	
Año	Real Decreto	€/MWh	€
2014	RD-L 1/2012	47,815	8.941,446
2015	y Ley 15/2012	49,034	9.169,268
2016		49,247	9.209,268

Tabla 23. Retribución instalación 2014. Elaboración propia.

La retribución total por la venta en el mercado eléctrico se especifica en la Tabla 23, la menor respecto a los tres casos anteriores y que evidencia porqué en los inicios del desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica sin primas e incentivos ésta no hubiera evolucionado; ningún particular (salvo por convicciones ambientales) hubiera apostado por una instalación de este tipo ya que tendría que afrontar un alto coste de inversión y unos ingresos bajos prolongándose además la amortización.

Para hallar la retribución según el nuevo Real Decreto 413/2014 primero es necesario identificar el código de instalación tipo de I-2014. A partir de la Orden IET/1045/2014 se puede identificar I-2014 con el Código de Instalación Tipo **IT-00562**.

		Retribución venta mercado		Retribución específica				Retribución total	
		Precio de mercado		Retribución operación		Retribución inversión			Horas máximas con Ro
Año	Real Decreto	€/MWh	€	€/MWh	€	€/MW	€	h	€
2014	RD 413/2014	49,21	9.202,27	0	0	114.277	1.1427,7	1.648	20.629,97
2015		50,55	9.452,85	0	0	114.277	1.1427,7	1.648	20.880,55
2016		50,78	9.495,86	0	0	114.277	1.1427,7	1.645	20.923,56

Tabla 24. Retribución instalación 2014 según RD 413/2014<sup>48</sup>.

<sup>48</sup> Parámetros recogidos en la Orden IET/1045/2014.

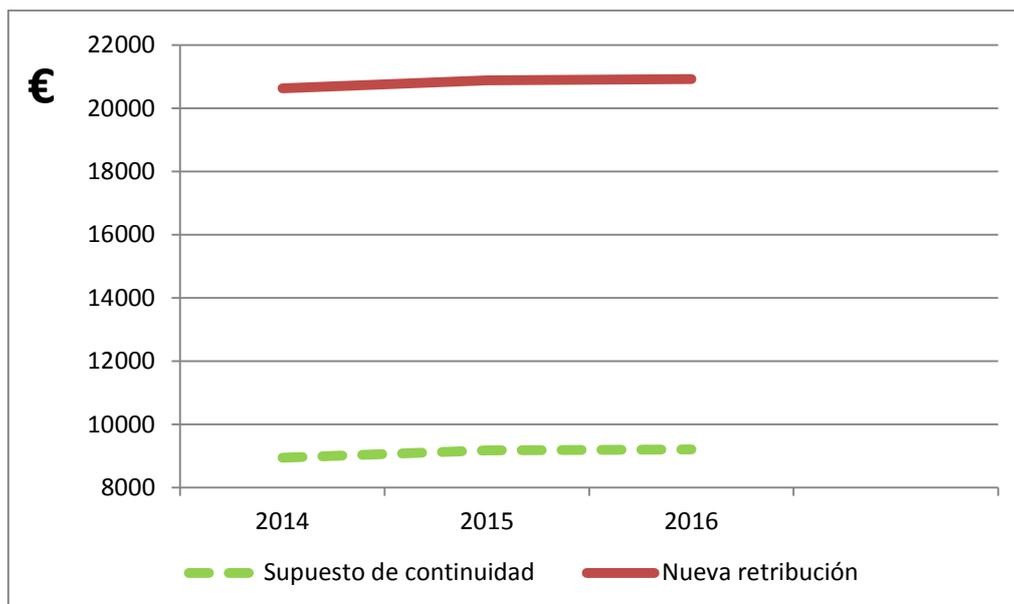


Figura 35. Comparativa de retribuciones a instalación 2014. Elaboración propia.

En la Tabla 24 se puede ver la retribución según RD 413/2014 que va a recibir una instalación con fecha de inicio de explotación en 2014, tiene la particularidad de que para el primer semiperiodo regulatorio el Gobierno ha considerado que dicha instalación tipo no tiene derecho a retribución a la operación al ser suficiente la retribución a la inversión para cubrir los costes generados por su creación. Sucede esto porque la IT-00562 es una instalación joven y la tecnología que se utiliza es madura, está muy desarrollada y sus costes de inversión cada vez son menores. La IT-00562 tiene atribuido un valor estándar de la inversión inicial de 1.470.857 €/MW que si se compara con el de la IT-00024 (o I-2002), cuyo valor es de 7.065.614 €/MW, se ve cómo a pesar de ser instalaciones idénticas una no ha asumido los mismos riesgos económicos que la otra, y en este caso IT-00562 beneficiada por la evolución de la tecnología solar fotovoltaica ha precisado de una inversión menor; consecuentemente no le es necesaria la retribución a la operación.

En la Figura 35 se representan la retribución en supuesto de continuidad y la retribución según RD 413/2014, a diferencia de los casos analizados anteriormente para una instalación de 2014 el nuevo marco retributivo sí le aporta una retribución más favorable respecto al supuesto de haber seguido vigente la norma anterior. En concreto los ingresos de retribución según el RD 413/2014 suponen 11.700€ más cada año, un incremento aproximado del 130% anual.



Habiéndose analizados cuatro casos de estudio propuestos se comprueba que efectivamente el nuevo marco jurídico, con la aplicación del Real Decreto 413/2014 y su Orden de parámetros, supone una disminución en la retribución para la gran mayoría de los productores de energía eléctrica a partir de la tecnología solar fotovoltaica y con fecha de inicio de explotación anterior a la entrada en vigor del RD 413/2014.

Las reducciones en retribución son, en este caso, entre el 4% y el 25% anual respecto a la retribución que hubieran percibido de continuar la norma anterior, es decir, las estimaciones de ingresos que realizaran los titulares quedan invalidadas y consecuentemente el periodo de amortización estimado. Así como también la idoneidad de invertir en ésta tecnología el año en que el titular lo hiciera puede cambiar, resultando en algunos casos no tan favorable. Por ello aquellas empresas y particulares que decidieron apostar por la energía solar fotovoltaica, con el nuevo régimen retributivo deberán rehacer sus cálculos iniciales de costes e ingresos y tal vez, en algunos casos, afrontar pérdidas. No obstante, invertir en la tecnología solar FV sigue siendo rentable en España ya que la nueva metodología se establece bajo un principio de rentabilidad razonable de la inversión; como sucede en el caso de estudio IV y donde la planta con inicio de explotación en 2014 obtiene una retribución mejor respecto a la que existía.

Para las nuevas instalaciones FV el nuevo régimen retributivo sí es un sistema conveniente ya que supone un aumento de la retribución respecto a la norma previa. Aporta los ingresos suficientes para cubrir los costes, que por la venta de energía en el mercado no se cubren. Además por la gran cantidad de parámetros que se tienen en cuenta la retribución asignada va más acorde con las necesidades de cada planta; dando a cada instalación lo que le corresponde y cuidando así el déficit de tarifa, procurando su disminución.

## CAPÍTULO 8. APLICACIÓN INFORMÁTICA EN GUIDE PARA HALLAR LA RETRIBUCIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SEGÚN RD 413/2014 Y ORDEN IET/1045/2014

A raíz del cambio regulatorio llevado a cabo con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, de aplicación sobre determinadas instalaciones productoras de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos se ha desarrollado la aplicación informática denominada “**CONOZCA LA RETRIBUCIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SEGÚN RD 413/2014 Y LA ORDEN IET/1045/2014**”, con objeto de conocer el valor de la nueva retribución económica que les corresponde a dichas instalaciones a partir del nuevo marco jurídico y legal.

Para realizar la aplicación se ha utilizado una herramienta del programa matemático y de ingeniería MATLAB®. Esta herramienta es “Graphical User Interfase Development Environment” (GUIDE®) que permite desarrollar una interfaz gráfica, para vincular al usuario con el programa. A partir de los datos requeridos al usuario, la aplicación es capaz de estimar la retribución (en cómputo total de retribución específica y retribución de mercado) correspondiente.

### 8.1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA APLICACIÓN

Esta aplicación se ha creado para calcular la retribución que le pertenece según la norma a una instalación solar fotovoltaica en los años **2013, 2014, 2015 y 2016**; años entre los cuales comprende el primer semiperiodo regulatorio.

Su uso es exclusivo para aquellas instalaciones que cumplan los siguientes requisitos:

- Tipo de tecnología **FIJA**
- Zona climática **V**
- Sobre **suelo**

Si uno de los tres puntos anteriores no se corresponde con la realidad de la instalación a estudio, no será posible hallar su retribución a través de la aplicación desarrollada. Es por lo tanto, responsabilidad del usuario introducir los datos de una instalación que sí cumpla los tres puntos y así poder asegurarle un resultado de retribución veraz y fiable.

Al ser la zona climática V, para estimar la energía producida se ha tomado el valor de irradiación óptimo que aporta la Comisión Europea.

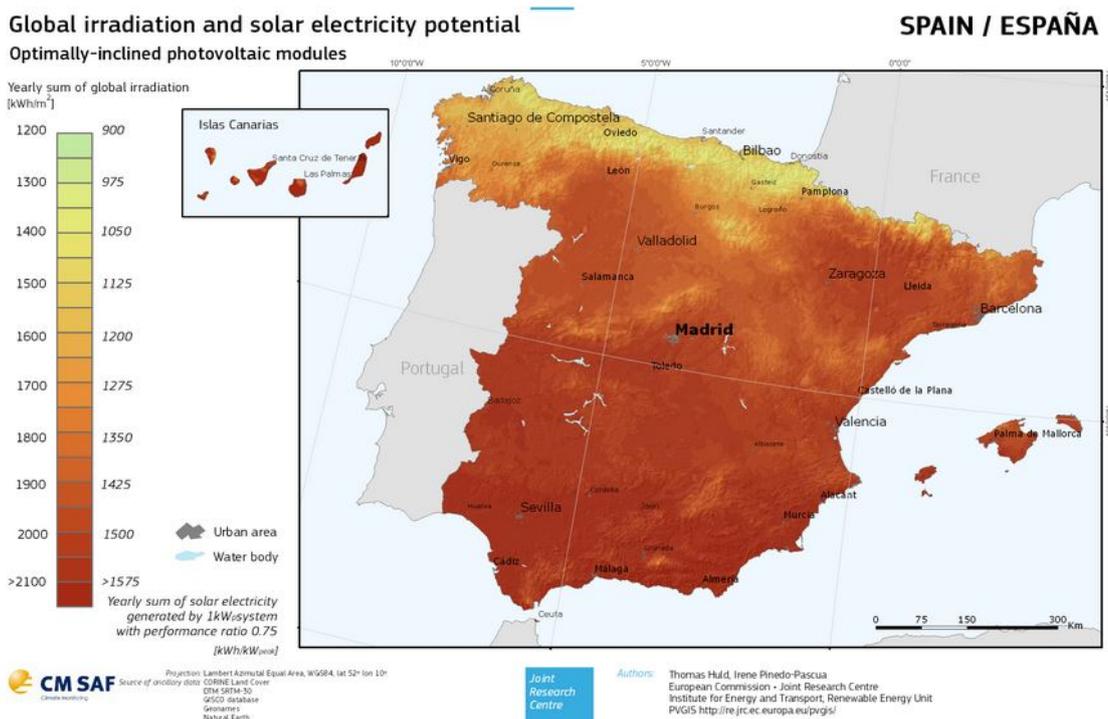


Figura 36. Mapa de irradiación global en España. Fuente: Comisión Europea<sup>49</sup>.

En la Figura 36 se muestra el mapa de irradiación global sobre el territorio español. Se ha optado por tomar un valor medio de la cantidad de energía por kW pico respecto a la zona V, programándose así la aplicación con una de generación de energía en función del kW pico de la instalación y de valor **1.556,25 kWh/kWp**.

Otras características importantes de la aplicación desarrollada y a tener en cuenta son:

- Año de puesta en marcha a partir del cual la aplicación se ejecuta es **1984**, año de puesta en marcha de la primera planta solar fotovoltaica en España [37]. Si se indica un año anterior la aplicación avisará del error.
- Estimación de la **potencia pico no superior al 20%** de la potencia nominal<sup>50</sup>. Es decir, la aplicación no admite valores superiores al 20% para la potencia pico.
- Los valores del precio de mercado para cada año son los establecidos en la Orden IET/1045/2014 para la tecnología solar fotovoltaica.

Todas las Instalaciones Tipo que cumplen todo lo anterior se recogen en la aplicación desarrollada. Cuando algún parámetro de entrada no sea válido, la propia aplicación emite un mensaje avisando del error. Por ejemplo según la Orden IET/1045/2014, donde se clasifican las instalaciones, se recoge que en el año 2003 no se puso en marcha ninguna planta FV perteneciente al rango  $100\text{kW} < P \leq 10\text{MW}$ . Si el usuario de la aplicación simula este ejemplo

<sup>49</sup> <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm#ES>

<sup>50</sup> Es habitual dimensionar entre un 5% y un 20% más la potencia pico respecto a la potencia nominal (inversor).

observará como le aparece un panel indicándole un error en el año de puesta en marcha de la instalación.

### 8.2. PARTES DE LA INTERFAZ GRÁFICA

Al correr el archivo TFG\_AidaSofiaAbadiaRodera.m que contiene el programa aparecerá en pantalla la siguiente interfaz:

Figura 37. Interfaz con el usuario de la aplicación.

En la Figura 37 podemos identificar los siguientes elementos:

- Pestaña 1: Una pestaña que al desplegarla permite al usuario seleccionar el Real Decreto al que perteneció su instalación FV con anterioridad al Real Decreto 413/2014, o bien le da la posibilidad de seleccionar si su instalación es de nueva construcción y con puesta en marcha en el año 2014, 2015 o 2016.

Figura 38. Desplegable selección del RD o instalación nueva.

- Cuadro 1: Un cuadro de texto editable donde el usuario debe indicar el año de puesta en marcha de su instalación, debe ser un número natural y sin puntuación.

Año de puesta en marcha

Figura 39. Cuadro donde introducir año de puesta en marcha.

- Pestaña 2: Una pestaña que al desplegarla permite al usuario, cuya instalación perteneciera al RD 661/2007, seleccionar el rango de potencia. Los posibles rangos de potencia son dos:
  - $P \leq 100\text{kW}$
  - $100\text{kW} \leq P < 10\text{MW}$ .

Si su instalación es del RD 661/2007

Seleccione rango de potencia

P < 100 kW

P < 100 kW

100 kW < P < 10 MW

Figura 40. Rangos de potencia según RD 661/2007.

- Pestaña 3: Una pestaña que al desplegarla permite al usuario, cuya instalación perteneciera al RD 1578/2008, seleccionar la convocatoria que se le asignó.

Si su instalación es del RD 1578/2008

Seleccione la convocatoria

1C2009

1C2009

2C2009

3C2009

4C2009

1C2010

2C2010

3C2010

4C2010

1C2011

2C2011

3C2011

4C2011

Figura 41. Convocatorias según RD 1578/2008.

- Cuadro 2: Un cuadro de texto editable donde el usuario debe indicar en el cuadro superior la potencia nominal de la instalación y en el inferior la potencia pico de la misma, expresadas en kW y kWp respectivamente. Si se va a introducir un número decimal es importante saber que MATLAB indica la

parte decimal con un punto “.” no con una coma “,”. Por ejemplo si se va a simular una instalación con una potencia de 100,5 kW en el cuadro **se debe escribir 100.5** y nunca 100,5.

El formulario muestra dos campos de entrada de texto. El primer campo está etiquetado como 'Potencia (kW)' y el segundo como 'Potencia Pico (kWp)'. Ambos campos están vacíos y listos para recibir datos.

Figura 42. Cuadros donde introducir potencia y potencia pico.

- Botón 1: Un botón para hallar la retribución. Una vez seleccionados e incluidos los datos pertinentes, el usuario pulsará el botón que se muestra en la Figura 43 para obtener la retribución de su instalación.

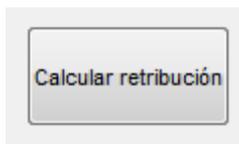


Figura 43. Botón para calcular la retribución.

Pulsando este botón se ejecuta el programa y si no hay ningún dato incorrecto, o no válido, devolverá la retribución por año.

### 8.3. CASO PRÁCTICO DE USO DE LA APLICACIÓN

Supóngase una instalación localizada en La Roda, en la provincia de Albacete, del año 2007 y se desea conocer cuál va a ser la retribución que va a percibir según la nueva norma, el RD 413/2014 y la Orden IET/1045/2014. Se trata de una instalación fotovoltaica sobre suelo, con una potencia nominal de 500 kW y una potencia pico de 550 kWp, registrada en el grupo  $100 \text{ kW} < P \leq 10 \text{ MW}$  y con tecnología fija.

Primero se debe comprobar si cumple los tres puntos imprescindibles para usar la aplicación. Por su localización sí pertenece a la zona climática V, se trata de una instalación sobre suelo y de tecnología fija, así que sí se puede utilizar.

Una vez abierto MATLAB, se escoge el archivo TFG\_AidaSofiaAbadiaRoderam que contiene el programa de la aplicación y se ejecuta pulsando el botón “Run”. Se muestra entonces la Figura

37 con la interfaz que se debe completar con las características de la instalación a estudio y cuya retribución para los años 2013, 2014, 2015 y 2016 queremos conocer.

**CONOZCA LA RETRIBUCIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA  
SEGÚN RD 413/2014 Y LA ORDEN IET/1045/2014.**

Seleccione el RD de su instalación FV o bien, si es una nueva instalación  Potencia (kW)

Año de puesta en marcha  Potencia Pico (kWp)

Si su instalación es del RD 661/2007 Seleccione rango de potencia

Si su instalación es del RD 1578/2008 Seleccione la convocatoria

Nota:  
Aplicación para hallar la retribución a instalaciones FV de las siguientes características:  
1. Tipo de tecnología FVJO  
2. Zona climática V  
3. Sobre suelo

Retribución por año (en €)

2013	2014	2015	2016

Trabajo Fin de Grado  
Aida Sofía Abadía Rodera  
Leganés, 2015



**Figura 44. Interfaz de la aplicación al hallar la retribución instalación La Roda.**

En la Figura 44 se muestra cómo quedaría la aplicación una vez seleccionados y editados los datos que se corresponden con la instalación de La Roda. Se han realizado las siguientes operaciones:

- Selección en la Pestaña 1 el desplegable RD 661/2007
- Selección en la Pestaña 2 el desplegable 100 kW < P ≤ 10 MW
- Edición Cuadro 1 con la cifra 2007
- Edición Cuadro 2 con la cifra 500 en el cuadro superior
- Edición Cuadro 2 con la cifra 550 en el cuadro inferior

A continuación se pulsaría el botón de “Calcular retribución”, ejecutándose así el programa para que halle la retribución atendiendo a los datos de la instalación citada.

**CONOZCA LA RETRIBUCIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA  
SEGÚN RD 413/2014 Y LA ORDEN IET/1045/2014.**

Seleccione el RD de su instalación FV o bien, si es una nueva instalación:  Potencia (kW):

Año de puesta en marcha:  Potencia Pico (kWp):

Si su instalación es del RD 661/2007: Seleccione rango de potencia:

Si su instalación es del RD 1578/2008: Seleccione la convocatoria:

Nota:  
Aplicación para hallar la retribución a instalaciones FV de las siguientes características:  
1. Tipo de tecnología FVO  
2. Zona climática V  
3. Sobre suelo

Retribución por año (en €)			
2013	2014	2015	2016
195.734	368.333	368.763	369.361

Trabajo Fin de Grado  
Aida Sofía Abadía Rodera  
Leganés, 2015



Figura 45. Interfaz con retribución de la instalación en La Roda.

En la Figura 45 se presentan los resultados que vierte la aplicación, mostrando la retribución en euros que va a percibir entre 2013 y 2016. Siendo el resultado final y que sirve al usuario de la aplicación, o titular de la instalación FV, para estimar cuál será la nueva retribución el siguiente:

- En 2013 retribución de 195.374 €
- En 2014 retribución de 368.333 €
- En 2015 retribución de 368.763 €
- En 2016 retribución de 369.361 €

### 8.3.1. CASOS DE ESTUDIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN “CONOZCA LA RETRIBUCIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SEGÚN RD 413/2014 Y LA ORDEN IET/1045/2014”

Van a realizarse tres casos de estudio de retribución con la aplicación desarrollada, siendo dos de ellos unos ejemplos idénticos a los realizados en el capítulo 7. Así podrá corroborarse también la validez de la aplicación, si el resultado que proporciona es el mismo que el calculado manualmente. En los tres casos a estudio se cumplen los tres puntos citados anteriormente y señalados como imprescindibles para poder utilizar la aplicación de forma útil.

### CASO DE ESTUDIO V

Éste primer caso de estudio de instalación fotovoltaica tiene las mismas características que el caso de estudio I hecho en el capítulo 7. Por lo tanto se trata de un huerto solar instalado en el municipio Almodóvar del Río (Córdoba) con una potencia nominal de 100 kW y una potencia pico de 120 kW. Con año de puesta en marcha 2002 y perteneciente al RD 661/2007.

Se introducen los datos requeridos en la aplicación y se pulsa el botón para hallar la retribución, obteniendo:

Retribución por año (en €)			
2013	2014	2015	2016
43.687	82.404	82.489	82.591

Figura 46. Retribución caso de estudio V obtenida de la aplicación.

En la Figura 46 se muestra la retribución que dicha instalación va a percibir entre 2013 y 2016 atendiendo a la norma vigente y que se ha obtenido a través de la aplicación. Recuperando los valores de retribución según RD 413/2014 hallados para el caso de estudio I se podrá comprobar la efectividad de la aplicación. Estos valores son:

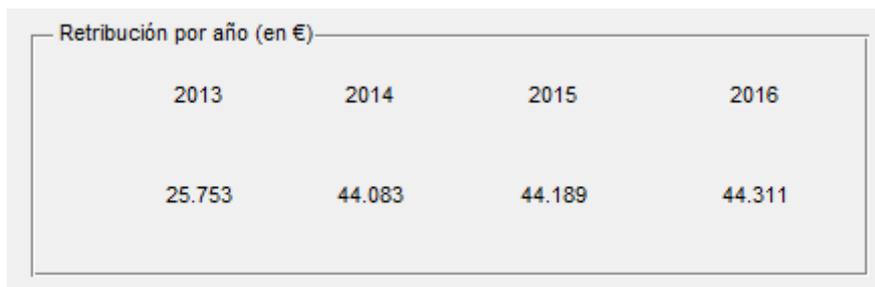
- Año 2013: 43.701,426 €
- Año 2014: 82.416,456 €
- Año 2015: 82.502,018 €
- Año 2016. 82.603,255 €

A primera vista comparando la retribución obtenida a través de la aplicación y la obtenida a través de los cálculos manuales se ven bastante similares. Las diferencias entre retribuciones de un mismo año son aproximadamente de 13€, que representa una diferencia entre los resultados obtenidos por las dos vías posibles de entre el 0,015% y el 0,033%. Esta diferencia en la estimación se debe al redondeo efectuado para los cálculos de los casos de estudio, así como del método aplicado para estimar la producción de la instalación FV; siendo en los casos de estudio a partir de PVGIS y en la aplicación informática a partir del mapa de irradiación de la Comisión Europea, que se puede ver en la Figura 36 . Con este primer caso se puede decir que es aceptable la retribución hallada a través de la aplicación y valdría para ayudar al titular a conocer su futura retribución.

### CASO DE ESTUDIO VI

Éste segundo caso de estudio tiene las mismas características que el caso de estudio III hecho en el capítulo 7. Por lo tanto se trata de un huerto solar instalado en el municipio Almodóvar del Río (Córdoba) con una potencia nominal de 100 kW y una potencia pico de 120 kW. Con año de puesta en marcha 2009 y perteneciente al RD 1578/2008, convocatoria 1C2009.

Se introducen los datos de ésta instalación a estudio en la aplicación y se pulsa el botón para hallar la retribución, obteniendo:



Retribución por año (en €)			
2013	2014	2015	2016
25.753	44.083	44.189	44.311

Figura 47. Retribución caso de estudio VI obtenida de la aplicación.

En la Figura 47 se pueden ver los valores de retribución por año obtenidos con la aplicación, para realizar la comparación recuperamos los valores hallados de retribución según RD 413/2014 del caso de estudio III y son:

- Año 2013: 25.778,581 €
- Año 2014: 44.095,408 €
- Año 2015: 44.201,630 €
- Año 2016: 44.323,698 €

Valores de retribución muy próximos a los aportados por la aplicación desarrollada al simular una instalación de semejantes características. Teniendo en cuenta la cantidad de dinero que supone una retribución de dicha cantidad, una diferencia de cálculo de 20 unidades monetarias no altera en exceso el resultado final.

Se confirma así la validez de la aplicación “Conozca la retribución de una instalación fotovoltaica según RD 413/2014 y la Orden IET/1045/2014”.

### CASO DE ESTUDIO VII

Por último se va a hallar la retribución a una instalación FV utilizando nuevamente la aplicación. La instalación a estudio se localiza en el municipio de Alcantarilla, provincia de Murcia, con una potencia nominal de 2.000 kW y una potencia pico de 2.300 kWp, siendo 2015 su año de puesta en marcha.



Retribución por año (en miles de €)			
2013	2014	2015	2016
		396.861	397.685

Figura 48. Retribución caso de estudio VII obtenida de la aplicación.

Tras completar los datos característicos de la planta FV en la interfaz de la aplicación, se ejecuta el programa y obtenemos la solución como se muestra en la Figura 48. La retribución que le va a corresponder a la instalación de estudio para los años 2015 y 2016, es de 396.861€ y 397.685€ respectivamente.

## CAPÍTULO 9. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Este Trabajo Fin de Grado se ha desarrollado a lo largo de 20 semanas, con una dedicación de cinco días por semana. La dedicación ha sido de un total de 410 horas.

Se muestran en la Tabla 25 las tareas de las que se compone dicho trabajo y en la Figura 49 se representa la duración de las tareas y el proyecto, a través de un diagrama de Gantt.

	Tarea	Inicio	Duración	Fin
<b>A</b>	Búsqueda y análisis de la información	0	15	15
<b>B</b>	Redacción Capítulo 2 y 3	6	1	7
<b>C</b>	Redacción Capítulo 4	8	1	9
<b>D</b>	Redacción Capítulo 5	10	1	11
<b>E</b>	Redacción Capítulo 6	11	1	12
<b>F</b>	Redacción Capítulo 7	13	1	14
<b>G</b>	Investigación y desarrollo aplicación informática en MATLAB	15	3	18
<b>H</b>	Redacción Capítulo 1 y 8	19	0,5	19,5
<b>I</b>	Presupuesto, resumen y conclusiones	19,5	0,5	20
<b>J</b>	Otros	18	2	20

Tabla 25. Desglose de tareas del Trabajo Fin de Grado.

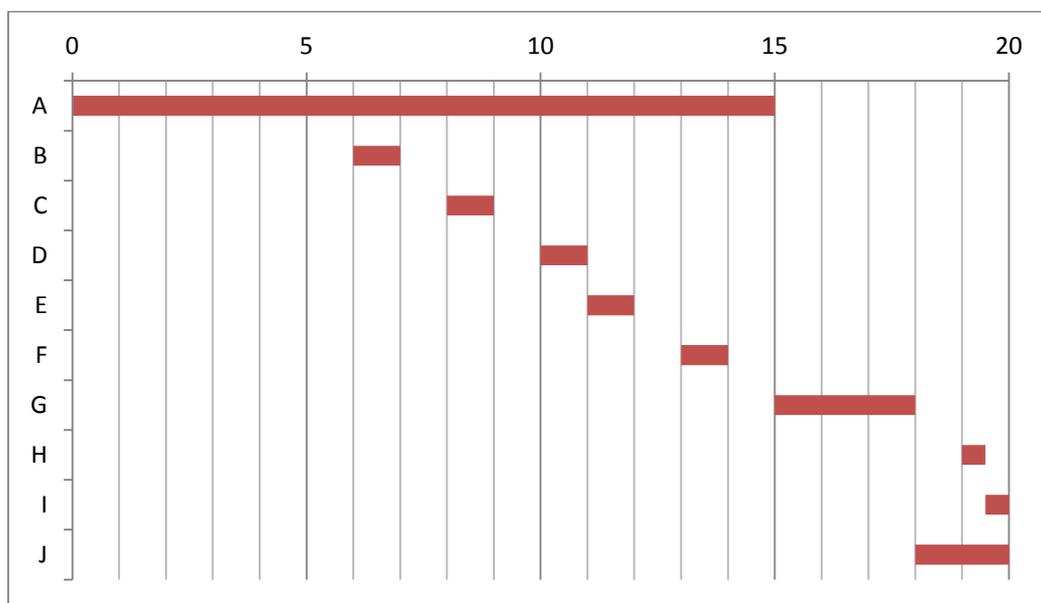


Figura 49. Diagrama de Gantt del Trabajo Fin de Grado.

## CAPÍTULO 10. PRESUPUESTO

Para la elaboración del presupuesto de elaboración del presente Trabajo Fin de Grado se diferencian dos costes, uno en concepto de recursos humanos y otro en concepto de recursos materiales. En el primero se incluye el trabajo de la autora y las reuniones con el tutor. En el segundo se encuentran las herramientas utilizadas y los desplazamientos.

### Recursos humanos

En la Tabla 26 se encuentra el desglose horario de los distintos conceptos que componen los recursos horarios.

Concepto	Horas
Búsqueda y análisis de la información	300
Redacción de la memoria	60
Investigación y desarrollo de la aplicación informática en MATLAB	40
Reuniones con el tutor	10
<b>TOTAL HORAS DE AUTOR</b>	<b>410</b>

Tabla 26. Desglose de horas dedicadas por el autor al trabajo.

Las horas de búsqueda y análisis de la información se corresponden a 20h de trabajo semanal durante 15 semanas, mientras que la redacción de la memoria corresponde a una dedicación de 10h a la semana durante 6 semanas. En cuanto al concepto de investigación y desarrollo de la aplicación informática en MATLAB se corresponde con un trabajo de 40h en 3 semanas.

Se aproxima el salario de la autora con el de un ingeniero junior, que se estima en 15€/h. Se obtiene la Tabla 27 donde se muestra el coste total de los recursos humanos. Las horas de trabajo del ingeniero senior alcanzan el valor de 20 horas, se reconoce el trabajo realizado durante las reuniones con la autora (10h) y además un trabajo personal, externo a las reuniones, de 10 horas.

Concepto	Horas	Coste unitario (€/h)	Coste total (€)
Ingeniero junior	410	15	6.150
<b>Total</b>			<b>6.150</b>

Tabla 27. Coste total recursos humanos.

### Recursos materiales y desplazamientos

En la elaboración del presente trabajo se ha utilizado la conexión a internet de la Universidad Carlos III de Madrid y la licencia de MATLAB de la misma, por lo que se supone un coste 0 para ambos conceptos.



Se ha utilizado durante 2 meses además un ordenador portátil HP ProBook modelo 4520s, con un coste de 650€ y un tiempo de amortización de 4 años -48 meses-. Su coste de amortización correspondiente es de:

$$C_{amortización} = \frac{C_{Total}}{T_{amortización}} \cdot T_{uso} = \frac{650}{48} \cdot 2 = 27,08€$$

La realización de todo el trabajo ha tenido lugar en el campus de Leganés, por lo tanto existe un coste de desplazamiento. Como medio de transporte se ha utilizado el transporte público, adquiriéndose durante los 5 meses de duración del proyecto el abono transporte normal zona B1 y de coste mensual 63,7€, siendo el coste total de desplazamiento igual a 318,5€.

El presupuesto total del Trabajo Fin de Grado se muestra en la Tabla 28.

Concepto	Coste (€)
Recursos humanos	6.150
Recursos materiales y desplazamientos	345,58
<b>Total</b>	<b>6.495,58 + IVA</b>

Tabla 28. Coste de realización del Trabajo Fin de Grado.

## CAPÍTULO 11. CONCLUSIONES

### 11.1. CONCLUSIONES TÉCNICAS

Una vez realizado el análisis y la comparación entre, la situación previa y la nueva regulación del régimen retributivo para la actividad de generación eléctrica, específicamente a partir de la tecnología solar fotovoltaica, se puede indicar que se han alcanzado los objetivos marcados para este trabajo fin de grado.

A continuación, se procede a determinar las conclusiones del trabajo.

El nuevo sistema retributivo que se establece con el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, es completamente opuesto en comparación con cualquiera de los otros sistemas que han estado vigentes y regulando la actividad de generación eléctrica a partir de la tecnología solar fotovoltaica. Con las normas anteriores, las retribuciones se establecían a partir de la cantidad de energía generada y, en concreto, para la tecnología FV se podían acoger como única opción a la retribución a tarifa regulada, sin tener en cuenta ningún otro aspecto de la tecnología utilizada en la generación eléctrica. El nuevo modelo retributivo establece una retribución específica que se calcula atendiendo a la potencia instalada y los ingresos percibidos por la participación en el mercado.

Con aplicación de la norma sobre instalaciones futuras, así como ya existentes, se ha producido por lo tanto un cambio del modelo retributivo de las instalaciones en funcionamiento. Acogiéndose a lo promulgado por el Real Decreto 413/2014 y que ha provocado controversia entre los productores, precisamente por su carácter retroactivo y el impacto económico sobre el proyecto elaborado al principio.

Tras compararse en este trabajo retribuciones previas con la actual, se hace efectivo el porqué del conflicto pues el nuevo modelo supone una reducción notable en la retribución por generación eléctrica y modifica por completo la viabilidad inicial de proyectos elaborados hace años. Aunque bien es cierto que los incentivos que se otorgaban, previos al citado Real Decreto, eran generosos y superaban ampliamente la rentabilidad razonable del proyecto que indica el Ministerio.

La nueva metodología establece un sistema que asegura realmente una rentabilidad razonable de proyecto (incorpora revisiones periódicas de los parámetros retributivos), además tiene como objeto el ayudar a recobrar la sostenibilidad del sistema eléctrico y reducir el déficit de tarifa. Pero también supone un freno a la promoción de nuevas instalaciones de energías renovables, creando un sentimiento de inseguridad jurídica por el hecho de modificar el régimen económico de instalaciones creadas hace casi una década y que está suponiendo una reducción en inversiones en el sector energético renovable.



## **11.2. CONCLUSIONES PERSONALES**

Realizar este trabajo fin de grado me ha permitido profundizar y ampliar mis conocimientos acerca de la regulación de las energías renovables en España, además de introducirme en el funcionamiento del mercado eléctrico y permitirme desarrollar un sentido crítico y analítico de la información.

Me ha ayudado a comprender la importancia de utilizar fuentes de información seguras y conseguir información veraz a la hora de estudiar un problema entre dos partes, para poder emitir una conclusión objetiva de los hechos.

Finalmente, con este trabajo he perfeccionado la elaboración de documentos, el desarrollo de una aplicación informática y me ha aportado unos conocimientos de gran valor tanto en el ámbito académico como en el profesional.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] (Octubre, 2014) Endesa. [Online]. [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/vii.-las-centrales-electricas](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/vii.-las-centrales-electricas)
- [2] (Octubre, 2014) Comisión Nacional de Energía. [Online]. [http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne82\\_08.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne82_08.pdf)
- [3] Red Eléctrica de España, “Informe Sistema Eléctrico Español 2013”. Abril, 2014.
- [4] Barrero, F. (2004). *Sistemas de energía eléctrica*. Madrid: Thomson.
- [5] Guirado Torres, R., Asensi Orosa, R., Jurado Melguido, F., y Carpio Ibáñez, J. (2006). *Tecnología eléctrica*. Madrid: McGraw-Hill.
- [6] (Septiembre, 2014) Endesa. [Online]. [https://www.endesaonline.com/ES/negocios/teguia/asesoramientotarifas/tarifas+reguladas/tarifas\\_reguladas/index.asp](https://www.endesaonline.com/ES/negocios/teguia/asesoramientotarifas/tarifas+reguladas/tarifas_reguladas/index.asp)
- [7] (Septiembre, 2014) Energía y Sociedad. [Online]. <http://www.energiaysociedad.es/ficha/comercializacion>
- [8] (Septiembre, 2014) Energía y Sociedad. [Online]. <http://www.energiaysociedad.es/ficha/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad>
- [9] (Septiembre, 2014) Energía y Sociedad. [Online]. <http://www.energiaysociedad.es/ficha/6-2-formacion-de-precios-en-los-mercados-mayoristas-a-plazo-de-electricidad>
- [10] (Septiembre, 2014) Operador del Mercado Ibérico de Energía. [Online]. <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-diario>
- [11] (Septiembre, 2014) Operador del Mercado Ibérico de Energía. [Online]. <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradia>
- [12] (Septiembre, 2014) Red Eléctrica de España. [Online]. <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- [13] (Septiembre, 2014). Energía Solar Fotovoltaica. [Online]. <http://energiasolarfotovoltaica.blogspot.com.es/2006/01/celulas-solares.html>
- [14] (Septiembre, 2014) Guía para el Desarrollo de Proyectos de Bombeo de Agua con Energía Fotovoltaica. Sandia National Laboratories 2001. [Online]. [http://www.solartronic.com/download/guia\\_bombeo.pdf](http://www.solartronic.com/download/guia_bombeo.pdf)
- [15] (Septiembre, 2014) Universidad de Jaén. [Online]. [http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/03\\_celula/01\\_basico/3\\_celula\\_05.htm](http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_05.htm)



- [16] (Septiembre, 2014) Universidad Politécnica de Cataluña. [Online]. [https://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/7687/1/Memoria\\_pfc\\_Javier%20S%C3%A1nchez%20Pin.pdf](https://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/7687/1/Memoria_pfc_Javier%20S%C3%A1nchez%20Pin.pdf)
- [17] (Enero, 2015) Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. [Online]. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>
- [18] “Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.”
- [19] “Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.”
- [20] (Noviembre, 2014) Calameo. [Online]. <http://es.calameo.com/read/0032519942ff0c24cb316>
- [21] (Septiembre, 2014) Unión Española de Fotovoltaica. [Online]. <http://unef.es/>
- [22] “Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.”
- [23] “Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.”
- [24] “Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.”
- [25] “Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.”
- [26] “Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.”
- [27] “Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.”
- [28] “Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.”
- [29] “Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.”
- [30] “Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.”



[31] “Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.”

[32] “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.”

[33] “Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.”

[34] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación”. Abril, 2014.

[35] (Diciembre, 2014) OMIE. [Online].

<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

[36] “Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.”

[37] (Enero, 2015) Fotovoltaica. [Online]. <http://www.fotovoltaica.com/retrato1.pdf>