



UNIVERSIDAD DE JAÉN

**ESCUELA POLITÉCNICA
SUPERIOR DE JAÉN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELECTRÓNICA Y AUTOMÁTICA**

TESIS DOCTORAL

**RETROSPECTIVA TÉCNICA Y DE MODELO DE
NEGOCIO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A LA RED EN ESPAÑA.
PROPUESTA DE UNA NUEVA METODOLOGÍA
DE ANÁLISIS DE PLANTAS FV ATENDIENDO
A LOS CAMBIOS NORMATIVOS MOTIVADOS
POR EL RD 661/2007.
UN CASO DE ESTUDIO EN ANDALUCÍA**

**PRESENTADA POR:
JOSÉ CARLOS LOMAS MONZÓN**

**DIRIGIDA POR:
DR. D. JUAN DE LA CASA HIGUERAS
DR. D. EMILIO MUÑOZ CERÓ**

JAÉN, 18 DE JUNIO DE 2019

ISBN 978-84-9159-248-8



Universidad de Jaén

**RETROSPECTIVA TÉCNICA Y DE MODELO DE
NEGOCIO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A LA RED EN ESPAÑA.**

**PROPUESTA DE UNA NUEVA METODOLOGÍA DE
ANÁLISIS DE PLANTAS FV ATENDIENDO A LOS
CAMBIOS NORMATIVOS MOTIVADOS POR EL
RD 661/2007.**

UN CASO DE ESTUDIO EN ANDALUCÍA



TESIS DOCTORAL

Jose Carlos Lomas Monzón

**RETROSPECTIVA TÉCNICA Y DE MODELO DE
NEGOCIO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A LA RED EN ESPAÑA.**

**PROPUESTA DE UNA NUEVA METODOLOGÍA DE
ANÁLISIS DE PLANTAS FV ATENDIENDO A LOS
CAMBIOS NORMATIVOS MOTIVADOS POR EL
RD 661/2007.**

UN CASO DE ESTUDIO EN ANDALUCÍA



Universidad de Jaén

TESIS DOCTORAL

Jose Carlos Lomas Monzón

Programa de Doctorado en Energías Renovables

Jaén, abril 2019

**RETROSPECTIVA TÉCNICA Y DE MODELO DE
NEGOCIO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A LA RED EN ESPAÑA.**

**PROPUESTA DE UNA NUEVA METODOLOGÍA DE
ANÁLISIS DE PLANTAS FV ATENDIENDO A LOS
CAMBIOS NORMATIVOS MOTIVADOS POR EL
RD 661/2007.**

UN CASO DE ESTUDIO EN ANDALUCÍA



Universidad de Jaén

Jose Carlos Lomas Monzón

Dirigido por

Dr. Juan de la Casa Higuera

Dr. Emilio Muñoz Cerón

Dpto. Ingeniería Electrónica y
Automática
Universidad de Jaén

Dpto. Ingeniería Gráfica,
Diseño y Proyectos
Universidad de Jaén

“Ciego quien no ve el sol, necio quien no lo conoce, ingrato quien no le da las gracias, si tanta es la luz, tanto el bien, tanto el beneficio, con que resplandece, con que sobresale, con que nos favorece, maestro de los sentidos, padre de las sustancias autor de la vida ”

— Giordano Bruno

1600 Roma, Filósofo / Astrónomo

AGRADECIMIENTOS

Con gran ironía, tengo que iniciar los agradecimientos. Y digo ironía, porque siguiendo un orden cronológico, tengo que agradecer en primer lugar, a la famosa crisis del sistema financiero, (nacional e internacional iniciada en el año 2008/09/), y en segundo lugar a las lamentables e incompetentes políticas nacionales en el desarrollo de las Energías Renovables en España, que fueron los detonantes que hicieron canalizar mi particular descontento, como ingeniero del sector e inversor fotovoltaico, en ampliar y profundizar mis conocimientos sobre los hechos acontecidos en esta tecnología en España.

Pero fue en un encuentro de antiguos alumnos de colegio, “30 años después de la EGB”, donde volví a coincidir con mis compañeros de pupitre, que no veía desde entonces, de los que algunos de ellos, por casualidades de la vida, pertenecían a equipos de investigación de ingeniería fotovoltaica, y fueron ellos, los causantes de que iniciase esta nueva formación, tanto el master de EERR, como la Tesis Doctoral, que hoy finalizo.

En España, desde el 2004, las EERR (fundamentalmente las fotovoltaicas) estaban favorecidas inicialmente por políticas sólidas y estables con perspectivas de un futuro continuo a medio-largo plazo. En base a estas, se desarrollaban inversiones en instalaciones que garantizaban rentabilidades basadas en los RD de apoyo a la fotovoltaica. A partir del año 2009, se inician una serie de cambios legislativos y de recortes retroactivos, que nos hacen replantearnos a la fuerza, si las inversiones particulares realizadas en este sector, a un futuro próximo, serían posibles de mantener sus financiaciones, hasta cumplir los periodos de amortización de las mismas, unas vez cambiadas las reglas de juego económicas de partida, o bien, había que mal vender cuanto antes, a fondos buitres, porque no era posible mantener el pago de esas financiaciones, estando las mismas avaladas con el patrimonio personal.

A partir de este momento, la falta de trabajo generalizada en este sector y la inquietud de aprovechar eficientemente el tiempo, hacen que me plantee en realidad el nivel de conocimientos generales, tanto técnicos, económicos, sectoriales etc., que realmente domino de este sector, en el que tanto había invertido, por ser esta la parcela de la ingeniería a la que profesional y empresarialmente me dedicaba en estos últimos años.

Es a partir de aquí cuando inicio el camino hacia el Master en EERR y posterior Doctorado, que culmino, con el documento que hoy deposito, y que hace que este hecho se convierta en realidad.

Agradecer de forma desmesurada, a mis directores de Tesis, por su trabajo, sacrificio y paciencia pedagógica incondicional, dentro y fuera de sus horas lectivas y laborales, por su gran colaboración, estando siempre y afablemente dispuestos a atenderme y escucharme, orientarme, disciplinarme y encauzarme en el marco de la investigación, y especialmente su gran ayuda con el idioma en las publicaciones.

Para finalizar, dejaría de ser humilde si no agradeciese con intensidad a mi familia, la gran paciencia y aguante que han demostrado una vez más, siguiéndome y apoyándome como siempre en estos últimos años, aun privándoles de tanto tiempo y atención, y aun cuando mi acritud personal se hacía difícil de acompañar.

GRACIAS A TOD@S POR VUESTRA APORTACIÓN A MI MAYOR RIQUEZA,
LA FORMACIÓN

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
ÍNDICE DE FIGURAS.....	3
ÍNDICE DE TABLAS.....	6
GLOSARIO.....	9
LISTA DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS.....	9
LISTA DE VARIABLES Y SÍMBOLOS.....	10
ESTRUCTURA DEL MANUSCRITO.....	12
SECCIÓN I – DISERTACIÓN	13
1. INTRODUCCIÓN.....	15

1.1. CONTEXTUALIZACIÓN.....	16
1.2. APROXIMACIÓN AL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	19
1.3. ESCENARIO DE LAS TAREAS O&M.....	24
1.4. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS.....	27
1.5. METODOLOGÍA.....	29
1.6. REFERENCIAS.....	30
2. DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO EXPERIMENTAL.....	39
2.1. PLANTA FOTOVOLTAICA TIPO OBJETO DE ESTUDIO.....	39
2.2. ESCENARIO ECONÓMICO Y MODELO DE NEGOCIO.....	44
2.3. LABORATORIO EXPERIMENTAL DE LA PLANTA FV.....	52
2.4. DESCRIPCIÓN DE LA CAMPAÑA EXPERIMENTAL.....	57
2.5. REFERENCIAS.....	61
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	69
3.1. RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA TRAS UN TERCIO DE VIDA ÚTIL	70
3.2. RESULTADOS PRELIMINARES DE LA CAMPAÑA EXPERIMENTAL.....	77

3.2.1. CARACTERIZACIÓN EN POTENCIA DEL GENERADOR FV.....	77
3.2.1.1. CURVA V-I DE CADA STRING MEDIANTE EQUIPO COMERCIAL.....	77
3.2.1.2. POTENCIA EQUIVALENTE EN CEM DEL GENERADOR UTILIZANDO UN VATÍMETRO.....	79
3.2.2. CARACTERIZACIÓN EN POTENCIA DEL INVERSOR DE CONEXIÓN A RED.....	84
3.2.3. BONDAD DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN.....	88
3.2.4. CARACTERIZACIÓN EN ENERGÍA DEL SISTEMA COMPLETO SIGUIENDO LA NORMA IEC 61724.....	91
3.3. RESULTADOS ECONÓMICOS.....	96
3.3.1. RENTABILIDAD VS FACTIBILIDAD: PROBLEMAS DE LIQUIDEZ.....	96
3.3.2. INFLUENCIA DEL OPEX EN EL RENDIMIENTO ECONÓMICO.....	105
3.3.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	118
3.4. REFERENCIAS.....	126
4. CONCLUSIONES.....	131
4.1. VIABILIDAD DEL MODELO DE NEGOCIO E IMPLICACIÓN DE LAS POLÍTICAS DE ESTÍMULO DEL SECTOR.....	131
4.2. EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA PLANTA.....	137
4.3. REFERENCIAS.....	138

5. LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO.....	139
--	------------

SECCIÓN II – CONTRIBUCIONES RESULTANTES DE LA TESIS	141
--	------------

PUBLICACIONES EN REVISTAS CON PROCESO DE REVISIÓN POR PARES E INDEXADAS EN EL JOURNAL CITATION REPORT (JCR)	142
---	-----

COMUNICACIONES A CONGRESOS Y CONFERENCIAS INTERNACIONALES.....	145
--	-----

RESUMEN

Recientemente, los sistemas fotovoltaicos se han convertido en un referente tecnológico para el suministro eléctrico de forma sostenible y competitiva. No obstante, y a pesar de su fuerte ritmo de implantación de los últimos años, su nivel de crecimiento ha sido desigual en la última década. En el caso de España, en los últimos años, conviven dos realidades bien distintas que afectan al negocio de esta tecnología.

Por un lado, bien mediante subastas públicas o la instalación directa sin ayudas, debido a la gran reducción de los costes de instalación, se está creando un entorno que podríamos llamar de eclosión fotovoltaica, puesto que están proyectadas varias decenas de mega vatios de este tipo de tecnología, tanto de grandes plantas fotovoltaicas, como de sistemas destinados al autoconsumo.

Este escenario coexiste, a su vez, con otra realidad menos halagüeña, que tiene como afectados a numerosos propietarios de plantas fotovoltaicas que, al amparo de un marco regulatorio muy favorable, y garantizado por una administración pública, decidieron en 2007 apostar por un modelo de negocio rentable mediante una implantación masiva y estandarizada de plantas fotovoltaicas de 100 kW, las cuáles, pocos años después, fueron objeto de aplicación de sucesivos reales decretos que, con carácter retroactivo, cambiaron las perspectivas del modelo de negocio original y están provocando que exista un movimiento de venta de este tipo de instalaciones a fondos de inversión.

A la luz de este escenario, se estima oportuno ahondar en el análisis de la evolución del modelo de negocio fotovoltaico en España, en el cuál se ha detectado cómo un cambio legislativo puede influir no solo en la rentabilidad y viabilidad de la inversión, sino en la operación del sistema, llegando incluso a ser más rentable un abandono del mismo que un mantenimiento óptimo. Adicionalmente, y debido al transcurso de un tercio de la vida útil de los sistemas instalados en 2007, se detecta la oportunidad de realizar una caracterización energética de alguna planta fotovoltaica tipo, partiendo de una monitorización limitada, ya que en gran parte de las plantas, tan solo existe un contador de energía como testigo de la operación del sistema.

Para ello, en el marco de la presente Tesis Doctoral, se creará un escenario experimental tomando como referencia una planta fotovoltaica que podría considerarse tipo de las instaladas en la época objeto de estudio.

ABSTRACT

Recently, photovoltaic systems have become a technological benchmark for sustainable and competitive electricity supply. However, despite their strong pace of implementation in recent years, their level of growth has been uneven in the last decade. In the case of Spain, in recent years, two very different realities have coexisted that affect the business of this technology.

On the one hand, either through public auctions or direct installation without aid, due to the great reduction in installation costs, an environment is being created that could be called photovoltaic hatching, since several tens of megawatts of this type of technology are projected, both large photovoltaic plants and systems for self-consumption.

This scenario coexists, in turn, with another less promising reality, which has as affected numerous owners of photovoltaic plants who, under a very favourable regulatory framework, and guaranteed by a public administration, decided in 2007 to undertake a profitable business model through a massive and standardized implementation of 100 kW photovoltaic plants, which, a few years later, were subject to the application of successive royal decrees that retroactively changed the perspectives of the original business model and are causing there to be a movement of sale of this type of facilities to investment funds.

In the light of this scenario, it is considered appropriate to delve deeper into the analysis of the evolution of the photovoltaic business model in Spain, in which it has been detected how a legislative change can influence not only the profitability and viability of the investment, but also the operation of the system, making it even more profitable to abandon the system than to maintain it optimally. Additionally, and due to the passing of a third of the useful life of the systems installed in 2007, the opportunity is detected to carry out an energy characterization of some photovoltaic plant type, starting from a limited monitoring, since in most of the plants, there is only an energy meter as a witness of the operation of the system.

To this end, within the framework of this Doctoral Thesis, an experimental scenario will be created taking as a reference a photovoltaic plant that could be considered a type of those installed at the time under study.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Identificación de la planta objeto de estudio	40
Figura 2.2 – Visión general de la planta objeto de estudio	42
Figura 2.3 – Desglose de costes en la instalación llave en mano en 2007 del sistema FV analizado	45
Figura 2.4 – Detalle de la definición del modelo de financiación de la inversión FV	46
Figura 2.5 – Detalle de los trabajos de acondicionamiento realizados a la planta inicial (izquierda) y sus resultados finales (derecha)	55
Figura 2.6 – Detalle parcial del sistema de monitorización instalado	56
Figura 2.7 – Detalle del vatímetro instalado en la planta	59
Figura 3.1. – Producción eléctrica de la planta en el primer quinquenio de vida útil.	71
Figura 3.2. – Producción eléctrica desagregada por meses y comparativa con la predicción inicial.	71
Figura 3.3. – Comparativa de producción entre las plantas FV de la agrupación solar La Calerilla	72
Figura 3.4. – Producción eléctrica de la planta en el segundo quinquenio de su vida útil	73
Figura 3.5. – Comparativa entre valores de productividad estimados, medidos y simulados	76

Figura 3.6. – Potencia en CEM de cada una de las series de módulos FV que conforman el generador.	78
Figura 3.7. – Un día de abril en la planta FV bajo estudio	80
Figura 3.8. – Irradiancia diaria para cuatro días ejemplo del tipo de clasificación propuesta.	81
Figura 3.9. – Potencia en CEM del GFV a estudio obtenida aplicando el método propuesto por el IES para días excelentes de la campaña experimental de 2017	82
Figura 3.10. – Potencia en CEM del generador FV utilizando el protocolo propuesto por el IES en función de la clasificación de tipo de día	83
Figura 3.11. – Aproximación lineal de la eficiencia del inversor.	84
Figura 3.12. – Eficiencia del inversor en función de la potencia nominal y según el modelo teórico	86
Figura 3.13. – Rendimiento diario de conversión energética del inversor para todos los 180 días a estudio.	87
Figura 3.14. – Eficiencia diaria de conversión DC-AC del inversor versus Irradiación.	87
Figura 3.15. – $E_{DC,diaria}$ registrada con el vatímetro versus $E_{DC,diaria}$ medida con el sistema de monitorización durante los 180 días de campaña experimental de la planta	89
Figura 3.16. – $E_{AC,diaria}$ registrada con el vatímetro versus $E_{AC,diaria}$ medida con el sistema de monitorización durante los 180 días de campaña experimental de la planta.	90
Figura 3.17. – Energía AC diaria facturada por la compañía eléctrica versus $E_{AC,diaria}$ registrada por el sistema de monitorización durante los dos años de estudio	90
Figura 3.18. – Relación de comportamiento (PR) diario medio mensual de la planta	92
Figura 3.19. – Índices de productividad y pérdidas normalizadas diarias medias mensuales del primer año monitorizado (mayo 2016-abril 2017)	93
Figura 3.20. – Índices de productividad y pérdidas normalizadas diarias medias mensuales del segundo año monitorizado (mayo 2017-abril 2018)	93

Figura 3.21. – Producción eléctrica de la planta hasta el tercio de su vida útil	97
Figura 3.22. – Desglose de los ingresos recibidos por la venta de energía de la planta fotovoltaica	100
Figura 3.23. – Flujos de caja producidos según el año natural	102
Figura 3.24. – Flujos de caja producidos según el año “equilibrado”	103
Figura 3.25. – Ingresos obtenidos dependientes de la producción eléctrica de la planta	114
Figura 3.26. – Balance neto de los ingresos por venta de energía	115
Figura 3.27. – Balance neto de los ingresos por venta de energía en el periodo 2008-2012	116
Figura 3.28. – Balance neto de los ingresos por venta de energía en el periodo 2008-2012 considerando el precio real del mercado eléctrico	117
Figura 3.29. – Análisis de sensibilidad del LCOE ₂₀₀₇	119
Figura 3.30. – Análisis de sensibilidad del LCOE ₂₀₀₇ incluyendo los parámetros más influenciados	120
Figura 3.31. –Influencia de la productividad eléctrica bajo diferentes escenarios de costes de O&M	123
Figura 3.32. –Balance neto de los ingresos y la disminución de OPEX	124
Figura 3.33. – Balance neto de los ingresos y la disminución de OPEX normalizada (1%)	125

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 – Configuración y características técnicas de la planta FV objeto de estudio	41
Tabla 2.2 – Estimación del desempeño de la planta fotovoltaica	43
Tabla 2.3 – Valores asignados a los factores más influyentes en el plan de negocio de la inversión FV	51
Tabla 2.4 – Estimaciones de rentabilidad y costes de generación bajo el modelo de negocio considerado	52
Tabla 3.1 - Resultados medios medidos del PR y de la productividad de la planta	74
Tabla 3.2 - Principales KPIs de la planta fotovoltaica bajo estudio	75
Tabla 3.3 – Número de días, en función de la clasificación planteada, con los que se cuenta con datos completos de operación de la planta obtenidos con el vatímetro	82
Tabla 3.4 - Resultados de caracterización de potencia del generador FV	82
Tabla 3.5 – Repetitividad del experimento de obtención de la potencia en CEM del generador	83

Tabla 3.6 – Valores experimentales de k_0 , k_1 y k_2 obtenidos durante la campaña de 2017 (coincidentes con 2018)	85
Tabla 3.7 – Comparación de los índices estadísticos para los dos modelos de inversor propuestos	85
Tabla 3.8 – Cálculo del Coeficiente de Eficiencia Europea y Californiano	86
Tabla 3.9. – Índices estadísticos de los resultados presentados en la figura 3.13	86
Tabla 3.10 – Índices estadísticos de la comparación del sistema de monitorización y el registro con el vatímetro	88
Tabla 3.11 – Índices estadísticos para los resultados presentados en la figura 3.17	89
Tabla 3.12 – Tabla 3.2 original modificada con la estimación del Yr del sistema ofrecida por PVGIS	91
Tabla 3.13. – Resultados obtenidos tras la aplicación de la norma IEC61724 en el periodo 1 (mayo 2016-abril 2017)	94
Tabla 3.14 – Resultados obtenidos tras la aplicación de la norma IEC61724 en el periodo 2 (mayo 2017-abril 2018)	95
Tabla 3.15 – Valores asignados a la planta FV bajo el nuevo mecanismo de retribución.	99
Tabla 3.16 – Ingresos resultantes de una hipotética aplicación del marco legislativo actual a escenarios energéticos pasados.	101
Tabla 3.17 – Resumen del flujo de caja del año 2013	103
Tabla 3.18 – Resumen del flujo de caja del año 2014	104

Tabla 3.19 – Resumen del flujo de caja del año 2015	105
Tabla 3.20 – Identificación de los conceptos de O&M y sus coste asociados para los años 2008-2012	107
Tabla 3.21 – Identificación de los conceptos de O&M y sus coste asociados para los años 2013 en adelante	108
Tabla 3.22 – Comparativa con otros contratos de O&M actuales ofertados para la planta	110
Tabla 3.23 – Variaciones de OPEX y diferencias en la electricidad FV generada	112
Tabla 3.24 – Variaciones de OPEX y diferencias en la electricidad FV generada	115
Tabla 3.25 – Balance económico resultante por la producción eléctrica de la planta FV	116
Tabla 3.26 – Balance económico resultante por la producción eléctrica de la planta FV	118
Tabla 3.27 – Diferencias en el LCOE considerando dos parámetros de influencia	120
Tabla 3.28 – Escenarios LCOE2007 basado en la operación real de la planta FV	121
Tabla 3.29 – Propuesta de clasificación del impacto de las tareas de O&M	125

GLOSARIO

LISTA DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS

CEM	Condiciones Estándar de Medida
FiT	Feed-in Tariff
FV	Fotovoltaica, Fotovoltaico
IDEA	Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE)
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
IES_UPM	Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid
ITC	Instrucción Técnica Complementaria
IVA	Impuesto sobre el Valor Añadido
JCR	Journal Citation Report
KPI	Key Performance Indicators (indicadores clave de desempeño del sistema)
M	Mantenimiento
O	Operación
O&M	Operación y Mantenimiento
OPEX	Operation Expenditures (Costes de operación)
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PYME	Pequeña y Mediana Empresa
RD	Real Decreto
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red
STC	Standard Test Conditions (CEM en español)
UNEF	Unión Fotovoltaica Española
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Coste Medio Ponderado del Capital)

LISTA DE VARIABLES Y SÍMBOLOS

CV	Coeficiente de variación (%)
d	Tasa de descuento (%)
d_i	Tasa de retribución del dividendo (%)
DR	Diferencias Relativas (%)
E_{AC_diaria}	Energía diaria generada en alterna ($kWh \cdot día^{-1}$)
E_{AC_mes}	Energía mensual generada en alterna ($kWh \cdot mes^{-1}$)
E_{DC_diaria}	Energía diaria generada en continua ($kWh \cdot día^{-1}$)
E_{DC_mes}	Energía mensual generada en continua ($kWh \cdot mes^{-1}$)
Efic_a	Eficiencia del campo FV (%)
Efic_bos	Eficiencia de los componentes del BOS del sistema FV (%)
Efic_s	Eficiencia del Sistema FV (%)
E_{PV}	Electricidad fotovoltaica inyectada a la red (AC) (kWh)
ϵ_{OPEX}	Incremento anual de los costes de O&M del sistema (%)
ϵ_{PU}	Tasa de incremento anual en la retribución FiT (%)
G_{eff}	Irradiancia medida efectiva ($W \cdot m^{-2}$)
H	Irradiación media diaria mensual ($kWh \cdot m^{-2} \cdot día^{-1}$)
H_{mes}	Irradiación media mensual ($kWh \cdot m^{-2} \cdot mes^{-1}$)
$I_{DC,GFV}$	Intensidad de entrada al inversor (A)
i_1	Interés de préstamo anual (%)
I_m	Intensidad en el punto de máxima potencia (A)
Inc	Balance anual de los Ingresos (€)
Isc	Intensidad de Cortocircuito (A)
k_0	parámetro relacionado con el autoconsumo del inversor
k_1	Parámetro que representa las pérdidas por caída de tensión producida por la resistencia equivalente de los semiconductores
k_2	Parámetro relacionado con las pérdidas por efecto Joule en los elementos resistivos que forman el conjunto.
K_{OPEX}	Parámetro usado para simplificar la ecuación $PW[PV_{OPEX}]$
K_{PU}	Parámetro usado para simplificar la ecuación $PW[Inc(N)]$
L_{bos}	Pérdidas de los componentes del BOS ($kWh \cdot kWp^{-1} \cdot día^{-1}$)
L_c	Pérdidas de captura del campo FV ($kWh \cdot kWp^{-1} \cdot día^{-1}$)
LCC	Balance anual de los Gastos (del inglés Life Cycle Cost) (€)
LCOE	Coste Normalizado de la Electricidad (del inglés Levelised Cost of Electricity) ($€kWh^{-1}$)
MBE (%)	Mean Bias Error (Error Medio) (%)
N	Vida útil de la planta fotovoltaica (años)
N_h	Número mínimo de horas de operación para la retribución (h)
N_1	Tiempo de duración del préstamo (años)
N_{max}	Número máximo de horas de operación para la retribución (h)
P_{AC}	Potencia en alterna (W)

P_{DC}	Potencia en continua (W)
$P_{DC,CORREGIDA}$	Potencia corregida en CEM del generador FV (kWp)
$P_{DC,EXPERIMENTAL}$	Potencia DC medida experimentalmente (kWp)
P_{inv}	Potencia Nominal (Inversor) (W)
P_m	Potencia Máxima (hoja de características) (W)
P_{NOM}	Potencia nominal del inversor (W)
Pool	Precio de venta de electricidad al mercado mayorista (€kWh ⁻¹)
P_{OUT}	cociente en un instante de tiempo t entre la P_{AC} (i) y la potencia nominal del inversor P_{NOM} (adimensional)
PR	Performance Ratio (Relación de comportamiento)
p_u	Precio unitario de electricidad fotovoltaica (€kWh ⁻¹)
PV_{CAPEX}	Capital externo de la financiación (€)
PV_{EQ}	Capital privado de la financiación (€)
PV_{IN}	Inversión inicial (€)
$PV_{IN,kW}$	Inversión inicial por unidad de potencia (€kWp ⁻¹)
PV_{OPEX}	Desembolso anual de las tareas de operación y mantenimiento
$PV_{OPEX}(N)$	Costes anuales de operación y mantenimiento (€)
PW	Present Worth (Valor actual) (€)
$PW[PV_{IN}]$	Valor actual de la inversión inicial (€)
$PW[PV_{OPEX}(N)]$	Valor actual de los costes de operación y mantenimiento (€)
$PW[Inc]$	Valor Actual de los ingresos (€)
$PW[LCC]$	Valor Actual de los costes del sistema (€)
q	Factor relacionado con la tasa de descuento (para simplificación)
r_d	Degradación anual estimada de generación fotovoltaica (%)
R_{inv}	Remuneración por Retorno de la Inversión (€kW ⁻¹)
R_o	Remuneración por Retorno de Operación (€kWh ⁻¹)
RSME	Root Mean Square Error (Error cuadrático medio) (%)
T_c	Temperatura de célula (°C)
T_{AMB}	Temperatura Ambiente (°C)
TIR	Tasa Interna de Retorno (%)
Uf	Umbral mínimo de funcionamiento (h)
VAN	Valor Actual Neto (€)
$V_{DC,GFV}$	Tensión del generador FV (V)
V_m	Tensión en el punto de máxima potencia (V)
V_{OC}	Tensión de Circuito Abierto (V)
Y_a	Índice de producción del campo FV (kWh·kWp ⁻¹ ·día ⁻¹)
Y_F	Índice de producción final del sistema FV (kWh·kWp ⁻¹ ·día ⁻¹)
$Y_{F,anual}$	Productividad anual (kWh·kWp ⁻¹ ·año ⁻¹)
Y_r	Índice de producción de referenc. medio diario (kWh·kWp ⁻¹ ·día ⁻¹)
$Y_{r,anual}$	Productividad de Referencia anual (kWh·kWp ⁻¹ ·año ⁻¹)
η_k	Eficiencia del inversor (%)

ESTRUCTURA DEL MANUSCRITO

Este documento se estructura en las dos secciones enumeradas a continuación:

- **SECCIÓN I: DISERTACIÓN**

Partiendo de un capítulo introductorio, donde se realizará una contextualización de la industria fotovoltaica en general, y del escenario español acontecido en los últimos 10 años con respecto a esta tecnología, se definirán los objetivos a perseguir en la presente Tesis Doctoral, así como la metodología implementada para su consecución.

Posteriormente, se realizará una descripción del escenario experimental que ha abarcado tanto al contexto económico como energético de la planta y que ha servido como base empírica para la obtención de los resultados de la presente tesis.

Estos resultados, presentados en el capítulo 3 se centrarán en la componente de análisis de rentabilidad y factibilidad del modelo de negocio planteado, así como a la influencia de los costes de operación en la merma del rendimiento económico de la inversión. Adicionalmente, la modificación de una metodología para la caracterización de la planta será otro de los resultados obtenidos

Finalmente, en los capítulos 4 y 5 se expondrán las conclusiones referentes a la viabilidad del modelo de negocio y las implicaciones de las políticas de estímulo del sector, junto con la evaluación energética de la planta, así como las líneas futuras que se han vislumbrado a la luz de los resultados obtenidos

- **SECCIÓN II: CONTRIBUCIONES RESULTANTES DE LA TESIS**

La Sección II del manuscrito lo conforma el listado de contribuciones resultantes tras la consecución de los objetivos planteados en la Tesis Doctoral y que se articulan en publicaciones en revistas con proceso de revisión por pares e indexadas en el Journal Citation Report (JCR) y comunicaciones a congresos y conferencias internacionales de impacto.

SECCIÓN I

DISERTACIÓN

Esta primera sección del manuscrito de la tesis comienza con una contextualización de la industria fotovoltaica y su mercado en general, particularizando el análisis en el escenario español acontecido en el periodo 2007-2018, donde se pone de manifiesto la gran variación que ha sufrido el marco legislativo bajo el que se subscribieron muchas de las instalaciones recepcionadas bajo el Real Decreto 661/2007 y 1578/2008. A continuación, se exponen los objetivos que se han planteado alcanzar con la realización del presente trabajo, así como la metodología utilizada para su consecución.

Tras una descripción del escenario experimental empleado en esta tesis para alcanzar los objetivos identificados, se exponen los resultados obtenidos tanto a nivel energético como económico. Finalmente, y tras una discusión sobre los mismos, se presentan las principales conclusiones obtenidas de esta Tesis Doctoral y una propuesta de líneas futuras de trabajo que han surgido como fruto de las tareas realizadas en esta investigación.

1

INTRODUCCIÓN

En la actualidad en España conviven dos “realidades paralelas” con respecto a la generación de electricidad para su inyección a la red de distribución utilizando tecnología fotovoltaica (FV).

Por un lado, nos encontramos una incipiente eclosión fotovoltaica, fruto de una reducción de coste final del kW-pico instalado, que se está produciendo en los dos últimos años; en nuestro país está volviendo a ser noticia la puesta en marcha de grandes plantas FV y se habla de subastas de energía de origen renovable y parece que, hoy por hoy, la puesta en marcha de instalación orientadas al autoconsumo FV ya no tiene freno.

Por otro lado, se encuentra la situación de presión financiera, que roza la inviabilidad del modelo de negocio original, sufrida por aquellos inversores que apostaron por la tecnología acogidos a los Reales Decretos (RD) publicados en España durante el periodo 2004-2008. Esta situación, dramática en mucho de los casos, es una clara consecuencia de las controvertidas medidas legislativas de carácter retroactivo que se aplican en la actualidad a estas inversiones.

A modo de introducción, en este primer capítulo de la tesis se va a proceder a realizar una contextualización de la industria fotovoltaica a nivel mundial. Tras esta contextualización, se realizará una aproximación al problema de investigación, haciéndose hincapié en uno de los aspectos claves identificados durante la realización

de la presente Tesis Doctoral, las tareas de operación y mantenimiento de plantas FV. Para finalizar el capítulo, se justificará la motivación de la presente tesis, definiendo para ello, un objetivo general sustentado por varios objetivos específicos y la metodología planteada para su consecución.

1.1 CONTEXTUALIZACIÓN

En la actualidad, la industria fotovoltaica está experimentando un crecimiento exponencial con unas tasas de instalación sin precedentes y un futuro prometedor en los próximos años, donde la estimación de la capacidad acumulada de electricidad solar podría alcanzar los 1.000 GW para el año 2030. Es por ello que en el contexto energético actual, puede afirmarse que la industria fotovoltaica se está posicionando como referente en el sector de las energías renovables ((IEA) International Energy Agency, 2018; Jaeger-Waldau, 2016). En algunos países, la tecnología FV está desempeñando un papel importante en la penetración de energías renovables en el mix nacional de generación eléctrica, y las previsiones futuras son aún más optimistas, ya que se espera que esta tendencia aumente (Fraunhofer ISE, 2015; International Energy Agency (IEA), 2016a).

A pesar de que este escenario prometedor está eclosionando con carácter mundial, debe prestarse especial atención a países como EE.UU., China, y al resto de países de Oriente Medio, que están desempeñando un papel protagonista en el impulso de este sector (International Energy Agency, 2018).

En estos países, debido al descenso de costes de fabricación y un marco financiero y legislativo favorable, los proyectos fotovoltaicos están batiendo récords en términos de precios de generación de electricidad, es decir, el precio unitario de la electricidad generada con esta tecnología ha disminuido drásticamente en los últimos años en comparación con el de plantas fotovoltaicas similares existentes instaladas en la pasada década. Por ejemplo, en España, el coste normalizado de la electricidad (LCOE, del inglés Levelised Cost of Electricity) para los sistemas fotovoltaicos instalados en 2007 se situó en el rango de 240 - 420 €/MWh (considerando una tasa de descuento, $d=3,8\%$) (Talavera et al., 2016) y en EE.UU., el $LCOE_{2007}$ se situó en torno a 270 \$/MWh ($d=7\%$) (United States Department of Energy, 2017). Por su parte, en las últimas subastas internacionales de 2015 y 2016, el precio asignado de generación ha sido de unos 35€/MWh en México, 29,9€/MWh en Emiratos Árabes Unidos e incluso 29,1 \$/MWh en Chile (Dezem, 2016; Hirtenstein, 2016; Photon.info, 2016), lo que confirma la madurez de esta tecnología.

EL descenso en los precios de generación han sido tan significativos que esta industria está pasando de la paridad de red, en la que el coste de generar una unidad de electricidad fotovoltaica puede compararse con la tarifa eléctrica minorista que el usuario paga a la empresa suministradora, a una situación de paridad de generación, en la que el coste de generar un kWh de electricidad fotovoltaica es similar, y puede competir con los costes de producción de otras fuentes de energía, incluidas las de origen no renovable. Por ejemplo, si se comparan las cifras anteriores con el precio de generación procedente de fuentes de energía no renovables, la diferencia es superior a un tercio para las centrales de carbón en Dubái, donde se espera que generen electricidad a un coste aproximado de 4,5 c\$/kWh (Hirtenstein, 2016), o una reducción de precio a la mitad en Chile (Dezem, 2016).

Algunos informes han identificado un LCOE para la energía fotovoltaica en el rango de 46,5 \$/MWh a 110,5 \$/MWh para 2016 en los EE.UU., mientras que el rango mínimo de costes de generación con energía solar térmica es de 134,6 \$/MWh o para la energía eólica marina estos se sitúan en una horquilla entre 125,1 \$/MWh y 201,4 \$/MWh. En cuanto a las fuentes no renovables, la energía nuclear de última generación se encuentra dentro de un rango de 95,9 - 104,3 \$/MWh, mientras que el ciclo combinado convencional se sitúa alrededor de 52,4-83,2 \$/MWh (US EIA, 2017). Otros informes asignan a la tecnología fotovoltaica un LCOE en la horquilla de 35-180 \$/MWh, 29-114 \$/MWh para eólica onshore, o 53-168 \$/MWh para gas (VGB PowerTech E.V, 2015). Por supuesto, estos valores de LCOE dependen del lugar de ubicación de la instalación y del recurso disponible (Joseph Salvatore, 2013).

El logro más destacable no ha sido solamente alcanzar este precio unitario de generación de electricidad, sino que éste se ha producido sin el soporte de mecanismos de retribución o subsidios directos, lo que invierte tendencias pasadas (Bolinger et al., 2015).

A pesar de este contexto favorable, la mayoría de los países europeos, y especialmente España, han pasado de una posición predominante en los años 2007-2009, a una situación marginal en términos de tasas de instalación fotovoltaica y capacidad acumulada (International Energy Agency, 2018). Por lo tanto, es interesante analizar las razones de esta ralentización en la industria fotovoltaica española desde un enfoque realista basado en datos medidos de propietarios reales.

Las actuales tasas de penetración mundial de esta industria, y sus correspondientes bajos precios de generación, se producen como consecuencia de la madurez de la tecnología, lo que ha provocado una gran disminución de los gastos de fabricación y, por tanto, de los costes de inversión en la instalación, hecho que se traduce en el precio de la generación de electricidad. No obstante, es preceptivo

recordar que este nivel de madurez ha sido posible gracias al fomento de determinadas políticas de promoción que han acelerado la reducción del coste de la energía fotovoltaica ((IRENA) International Renewable Energy Agency, 2014a). Estas políticas de apoyo, que en su mayoría se definen a nivel nacional, se materializaron principalmente a través de diferentes esquemas de retribución que apoyaron tanto el coste de inversión inicial de la instalación como, y más comúnmente, a la energía generada ((IRENA) International Renewable Energy, 2012; (IRENA) International Renewable Energy Agency, 2014b). El objetivo final de estas políticas era estimular el proceso de fabricación y optimizar los procedimientos de instalación, con el fin de reducir costes a través de un despliegue a gran escala. Por lo tanto, la tecnología fotovoltaica, y su desarrollo, podría considerarse, al menos en la pasada década, un mercado basado en políticas (Lacchini and Rüter, 2015; Winkler et al., 2016).

Los países europeos en general, y España en particular, fueron pioneros en la definición de sistemas de subvención y promoción económica de estos sistemas ((EPIA) European Photovoltaic Industry Association, 2014; Dusonchet and Telaretti, 2015). Entre todos los posibles esquemas de apoyo, la prima de suministro o tarifa regulada (FiT, del inglés Feed-in Tariff) (Jenner et al., 2013) ha sido el mecanismo más extendido y ha supuesto un verdadero impulso a los índices de penetración de esta tecnología, situando a países como España a la vanguardia del desarrollo tecnológico de la industria fotovoltaica en la época.

Sin embargo, un fomento masivo de estas políticas de apoyo implicó, en muchos casos, un sobrecoste para las administraciones nacionales promotoras de dichas medidas (Ciarreta et al., 2014; López Polo and Haas, 2014), forzando en algunas países a las autoridades competentes a contra-legislar para contener estos gastos (Del Río and Linares, 2014). La consecuencia más inmediata de dichas políticas de promoción es que los subsidios para futuras instalaciones fueron suprimidos, pero con la circunstancia agravante de que en algunos países, esta nueva regulación para reducir los sobrecostos, se ha aplicado retrospectivamente (Fouquet and Viktoria Nysten, 2015; Pyrgou et al., 2016).

Probablemente, sea España uno de los países en los que estas medidas retroactivas han tenido más repercusión, por lo que se estima oportuno e interesante analizar a fondo su impacto a partir de datos reales. Determinar el efecto y las consecuencias que estas medidas retroactivas han causado a miles de inversores españoles (ANPIER, 2015; Cala, 2013) es fundamental para desarrollar mejoras en la normativa vigente o en las definiciones de posibles regulaciones en otros países, donde la tecnología es todavía incipiente, y que podrían tomar a España como modelo equivocado.

En el transcurso de esta tesis, se ofrece una breve descripción de la evolución del marco legislativo fotovoltaico español y se propondrá como objeto de análisis un caso real sobre los efectos que las medidas retroactivas introducidas en la legislación han tenido en las inversiones del sector a partir de 2007, máxime ante el frecuente, controvertido y cambiante marco regulatorio aplicable a la industria fotovoltaica acontecido en España (Talavera et al., 2016; Urbina, 2014).

1.2 APROXIMACIÓN AL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En el periodo 2007 a 2010, y apoyadas por un marco legislativo favorable (del Río González and del Río, 2008), las energías renovables alcanzaron en España un éxito sin precedentes, situando la industria fotovoltaica nacional como modelo mundial por su desarrollo tecnológico y los ratios de instalación alcanzados ((IEA) International Energy Agency, 2010; EuroObserv'ER, 2013; Montoya et al., 2014).

Desde 2007, la mayor parte de las inversiones realizadas en España en instalaciones de sistemas de alimentación eléctrica se han centrado en las energías renovables (Girard et al., 2016), donde la potencia de este tipo de sistemas se ha multiplicado y su contribución a la potencia total instalada en el país ha pasado del 25% al 37% (Eurostat, 2017; REE, 2017).

Sin duda, la técnica renovable que acaparó el mayor número de pequeños y medianos inversores y/o emprendedores fue la tecnología fotovoltaica. Evidentemente, esto es debido a su característica modular, que permite el montaje de sistemas o plantas de generación que pueden ir desde decenas de vatios hasta centenares de megavatios, adecuando de esta manera el volumen del modelo de negocio a los recursos económicos del inversor. La evolución de la industria fotovoltaica en dicha época ha permitido que esta tecnología se posicione en un 3% de la energía producida en el mix de generación eléctrica española, con picos de hasta el 4,5% en los meses de verano (REE, 2017).

En el caso de la tecnología fotovoltaica, la aprobación en mayo de 2007 del Real Decreto (RD) 661/2007, por el que se regulaba la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y se creaba un mecanismo específico de pago de subvenciones económicas a través de un régimen FiT (Ministry of Industry Energy and Trade. Government of Spain, 2007), fue un foco de atracción para pequeños y medianos inversores. Bajo este RD se instaló alrededor del 75% de la potencia fotovoltaica actual existente en España, ya que el decreto establecía un escenario muy

favorable y rentable para la inversión privada en esta tecnología (de la Hoz et al., 2016; de La Hoz et al., 2010).

Durante el tiempo analizado en este estudio, España no tenía otra política de promoción de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red que la citada FiT, si bien, anteriormente, existían algunas deducciones fiscales o subvenciones para disminuir la inversión inicial en una planta fotovoltaica (Asociación de la industria fotovoltaica, 2008). En la actualidad, a mediados de 2017, se han realizado dos subastas para la promoción de plantas de energías renovables en general (Bellini, 2017; Díaz-López, 2017; Reuters, 2017a, 2017b).

Acogiéndose al RD661/2007, y con el objeto de obtener la remuneración máxima prevista, la mayoría de las plantas fotovoltaicas fueron diseñadas siguiendo un esquema similar; agrupaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, con una configuración de inversor central, de potencia nominal 100 kW. La mayoría de estos sistemas de la época eran plantas llave en mano y eran consideradas como un mero producto de inversión, por lo que el diseño, la implementación y la inversión en este tipo de sistemas se estandarizaron de alguna manera, como es el caso de la planta que se tomará como objeto de estudio en la presente tesis (de La Hoz et al., 2010).

La crisis económica española a partir de 2008, el déficit de la tarifa eléctrica entre el gobierno y las compañías eléctricas, y el inesperado e incontrolado ratio de instalación de plantas fotovoltaicas que produjo el RD661/2007, obligaron al gobierno a legislar para resolver problemas relacionados principalmente con los excesos de costes en el sistema eléctrico nacional (de la Hoz et al., 2014; López Polo and Haas, 2014). Desde 2008, y hasta el año 2014, se han aprobado anualmente una media de dos Reales Decretos o Leyes con el fin de evitar que las futuras instalaciones fotovoltaicas se vean afectadas por los mismos errores de alcance e impacto cometidos en el pasado. Si bien, algunos autores han publicado una revisión exhaustiva del marco regulador español de la energía fotovoltaica (Mir-Artigues et al., 2015; Talavera et al., 2016), se estima oportuno realizar un breve repaso histórico del mismo.

En el año 2010, el RD 1565/2010 redujo los años con derecho prima de manera retroactiva (Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 2010), mientras que el 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, estableció una limitación horaria, que una vez alcanzada por las instalaciones, todo lo que se generase en exceso, no sería susceptible de percibir prima alguna (Jefatura del Estado, 2010).

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, instaura un impuesto del 7% a la producción, que este colectivo no puede repercutir como el resto de sujetos pasivos de esta nueva carga impositiva (Jefatura del Estado, 2012), y el Real Decreto-ley 2/2013, implicaba la no actualización de las retribuciones correspondientes a las tarifas reguladas y el IPC general (Jefatura del Estado, 2013a).

Recientemente, el RD-Ley 9/2013 definió varias medidas de emergencia para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y anuló todos los decretos legales anteriores aplicables a las centrales de energías renovables. Al mismo tiempo, promovió nuevos esquemas de remuneración que ofrecían, según el criterio de la administración competente, un nivel razonable de rentabilidad para este tipo de sistemas (Jefatura del Estado, 2013b). Tras el anterior RD, en junio de 2014 se publicó el RD 413/2014 y la Orden Ministerial IET/1045/2014, revocando todos los mecanismos de retribución existentes y definiendo otros completamente diferentes. Estas leyes son las últimas que regulan la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable ya existente (en operación), la cogeneración y los residuos. En el caso de las plantas fotovoltaicas, se estableció una nueva agrupación de gamas de potencia fotovoltaica y se sustituyó el mecanismo de pago FiT por un sistema más complejo. Adicionalmente, se estableció una limitación anual de horas de operación, y se incluyó una revisión de los parámetros de pago después de un período de 6 años (de la Hoz et al., 2016; Ministerio de Industria Energía y Turismo, 2014; Turismo, 2014), que es una fuente de incertidumbre añadida.

El efecto inmediato de estas sucesivas medidas retroactivas en España es que el país ha sido demandado por un gran número de inversores ante las cortes de arbitraje internacional, que alegan que el Gobierno ha incumplido el contrato original en virtud del cual se realizó la inversión, en concreto, el marco legal del RD 661/2007 (Pentland, 2014; Rucinski and Rodríguez, 2013).

Sin embargo, la consecuencia más grave de la última normativa aplicable es la falta de liquidez que muchos inversores están afrontando en su modelo de negocio original (Daley, 2014). Aunque parezca que siguen manteniendo una rentabilidad razonable, usando la terminología recogida en dicho RD, el problema radica en que la financiación de las instalaciones se ajustó a la retribución mensual inicial esperada, donde las instalaciones fotovoltaicas se vendían como un producto de inversión, que se amortizaba, a partir de los ingresos que generaban por la venta de energía a la tarifa regulada. La mayoría de los inversores ajustaron su financiación a la retribución esperada, y al verse reducida, deben hacer frente por otros medios a la falta de liquidez para pagar los plazos de la financiación.

Alrededor de 60.000 pequeños inversores podrían estar afectados por la última ley española, como es el caso del ejemplo objeto de estudio de la presente tesis (ANPIER, 2015; Cala, 2013; Miralda, 2013; Nielsen, 2015; Rodríguez, 2013). El factor agravante es que el gobierno promotor de dicho cambio legislativo ya sabía que muchos inversores no podrían cubrir sus préstamos, lo que explica que se notificase a los bancos que estaban dispuestos a refinanciar algunas inversiones fotovoltaicas en el país (Clark y Johnson, 2013). Esto es un problema para los bancos. Debido a los cambios en el marco regulatorio, algunas compañías solares están demandando a los bancos recientemente como consecuencia de préstamos presuntamente injustos (Kenning, 2016).

En este escenario de bancarrota, el capital privado o los fondos buitres están descubriendo oportunidades de mercado (Hirtenstein, 2016b; Wigglesworth y Johnson, 2012), ya sea adquiriendo empresas relacionadas con la energía fotovoltaica o comprando grandes plantas fotovoltaicas (Gray y Clark, 2014a; Photon.info, 2017, 2015). En este escenario, incluso las compañías de seguros están buscando nuevos nichos de mercado (Gray y Clark, 2014b).

Por lo tanto, bajo este marco regulatorio caótico y desfavorable, impredecible e inestable, se considera del máximo interés realizar un análisis de rentabilidad y viabilidad de una planta fotovoltaica representativa real para comprobar hasta qué punto estas leyes han influido en el modelo de negocio de los sistemas fotovoltaicos que se acogieron al RD 611/2007.

Previo a los cambios en los escenarios de rentabilidad y financiero acontecidos, se realiza una comparación exhaustiva de las estimaciones en energía realizadas durante la fase de diseño con los valores de producción real para confirmar el buen diseño original y el estado operativo óptimo de la planta. Desde el punto de vista técnico, hay que destacar que la mayoría de estas instalaciones no contaban con ningún sistema de monitorización analítico, por tanto, se hace algo más complejo conocer el estado real de degradación de los sistemas instalados, y su posible evolución en un futuro, lo que es imprescindible para que los propietarios puedan valorar y decidir qué hacer con las instalaciones y cómo reorientarlas en cuanto a la inversión necesaria de operación y mantenimiento para intentar optimizar su rentabilidad. Aunque la ingeniería relacionada con la producción de energía eléctrica basada en tecnología fotovoltaica está desarrollada, sí es cierto que se ha detectado un vacío no totalmente cubierto por la comunidad científica; existe poca literatura que describa cuales son los costes reales de operación y mantenimiento de este tipo de instalaciones.

Finalmente, en el transcurso de este documento, se analiza la evolución de los parámetros de rentabilidad de la planta en función de los diferentes escenarios legislativos existentes. Partiendo del modelo de negocio original con el que se planificó la planta, y comparando la previsión de rentabilidad con la liquidez anual real, se pueden analizar las consecuencias de los cambios debidos a la legislación fotovoltaica española. Paradójicamente, se puede demostrar que una instalación fotovoltaica rentable, en términos de producción de energía y de tasa interna de rentabilidad (TIR), puede dar lugar a una situación en la que el propietario de la planta se ve obligado a venderla a inversores externos o a refinanciar la deuda existente, en el caso de que esto sea posible.

El análisis que se presenta se basa en datos energéticos y económicos reales de un ejemplo representativo de los 60.000 inversores antes mencionados. Este tipo de análisis, en donde se reflexiona sobre el pasado con la certeza de los hechos consumados, no es tan frecuente en la literatura científica de carácter técnico. El valor añadido de este estudio es que el propietario de la planta es el autor de la presente Tesis Doctoral, por lo que crea un vínculo valioso entre la investigación y la industria fotovoltaica en funcionamiento. Los resultados y conclusiones pueden ser muy valiosos para el diseño de futuros marcos legales o para la modificación de los existentes (López Polo and Haas, 2014).

Este estudio complementa, con datos energéticos y económicos reales, otras investigaciones que proponen diferentes escenarios que analizan el efecto de las medidas retroactivas basadas en supuestos simulados o teóricos. También puede servir como un registro probado de las diferencias entre el desempeño económico y financiero de una inversión (de la Hoz et al., 2014). La dimensión económica de una inversión es el resultado de un análisis de los parámetros de rentabilidad como el valor actual neto (VAN) o la TIR. Por otra parte, la viabilidad financiera de un proyecto se refiere a su liquidez anual, en la que los gastos deben restarse de los ingresos para identificar posibles déficits en la contabilidad anual. Cuando las variables económicas muestran un valor positivo, es decir, el VAN es positivo y la TIR es superior al coste medio ponderado del capital (WACC), puede inducir a los inversores a realizar un determinado proyecto, pero si la dimensión financiera del proyecto identifica un escenario negativo de liquidez acumulada anual, el proyecto, aunque económicamente viable, es financieramente inviable.

Al igual que otros estudios en los que las implicaciones políticas y la gestión de riesgos son un tema importante a considerar u otros documentos examinan las implicaciones de una FiT en el despliegue solar (Chapman et al., 2016; Sommerfeld et al., 2017), los resultados del presente trabajo podrían ser muy valiosos para los inversores potenciales, ya que un marco regulatorio cambiante puede hacer que un

escenario rentable se convierta en uno inviable. Por lo tanto, este estudio podría contribuir a futuras recomendaciones políticas como ejemplo de lecciones aprendidas (Gatzert and Vogl, 2016; López Polo and Haas, 2014), de forma similar a otros estudios realizados en España (Ciarreta et al., 2011; Del Río and Mir-Artigues, 2012; Talavera et al., 2016).

1.3 ESCENARIO DE LAS TAREAS DE O&M

Como actividad que tiene influencia directa en la producción de electricidad FV, y por extensión en la rentabilidad de la inversión, se encuentran las tareas de Operación y Mantenimiento (O&M). Su control y conocimiento se está volviendo crítico y también supone un mercado en expansión con un alto potencial para el futuro del negocio dentro de la industria fotovoltaica (Brehaut, 2016, 2014; Patel, 2016; Siemer, 2016; SolarPower Europe, 2016).

Un protocolo de O&M de alta calidad puede aparentemente mejorar los Acuerdos de Compra de Energía Eléctrica (PPAs) al fomentar la eficiencia energética de la planta, lo que influye en la reducción del LCOE, y puede además mitigar potenciales riesgos e incrementar el retorno de la inversión (SolarPower Europe, 2016). Por protocolo de O&M de alta calidad, entendemos aquel que contempla una mayor frecuencia para la ejecución de tareas de mantenimiento preventivo, cubriendo más aspectos a revisar dentro de la planta fotovoltaica. Con respecto al mantenimiento correctivo, que se utilice componentes de reemplazo de primera calidad y que los tiempos de respuesta sean los mínimos posibles.

Además, un protocolo de O&M apropiado también puede tener un impacto positivo en la reducción de los costes de seguro (Keating et al., 2015), ya que puede prevenir o reducir los accidentes causados por la falta o insuficiencia de O&M, como los incendios (Cancelliere, 2016; Cancelliere and Liciotti, 2016).

Recientemente se ha superado el mantra generalizado de la falta de requisitos de operación y mantenimiento para la operación de una planta fotovoltaica (Siemer, 2016; SolarPower Europe, 2016), y hoy en día un número cada vez mayor de países afirman incluso incluir esta etapa en las licitaciones públicas de proyectos fotovoltaicos.

Aunque el protocolo de O&M está adquiriendo cada vez más importancia en la gestión de activos de una planta fotovoltaica, tras una revisión bibliográfica exhaustiva, existe una clara laguna técnica y de conocimiento en el análisis de este

tema. Típicamente, los gastos de O&M se consideran simplemente como un aspecto de segundo nivel o incluso un número variable aleatorio en los estudios del LCOE, pero no ha sido ampliamente demostrado ni analizado en profundidad su influencia energética o económica en el cálculo del LCOE (Talavera et al., 2016, 2011).

Entre las fuentes consultadas, falta información sobre qué tareas deben incluirse en un protocolo de operación y mantenimiento y los correspondientes gastos anuales de operación que deben considerarse. Además, en numerosos informes también hay una diferencia en la forma en que asignan OPEX (Operational Expenditures) anual. Existen trabajos que dan cifras anuales de OPEX en función del coste inicial del sistema, otros que lo fijan en función de la potencia instalada, mientras que algunos contratos de O&M lo estipulan en función de un porcentaje de la producción de energía de la planta.

Entre las fuentes consultadas, se asignan entre el 0,8 y el 1,2% anual del coste inicial del proyecto fotovoltaico (Shimura et al., 2016), mientras que algunos expertos recomiendan dedicar a las actividades de O&M alrededor del 1% del coste inicial del sistema por año para sistemas pequeños (Powertech, 2012; PV O&M Working Group. NREL/Sandia/Sunspec Alliance SuNLaMP, 2016). Algunos informes incluso consideran hasta el 5% del costo de instalación por año (Electric Power Research Institute, 2010). Sin embargo, es aconsejable no considerar el OPEX como un porcentaje del coste de instalación, ya que existen diferencias evidentes en la inversión necesaria para un sistema fotovoltaico en 2007 en comparación con los actuales, mientras que el OPEX puede parecerse a un desembolso anual similar para la misma planta fotovoltaica pero instalada en años diferentes. Por lo tanto, es más apropiado reflejar este coste en €/kWp o en un porcentaje de la energía generada.

En los últimos datos disponibles, la O&M para 2016 se estima en 19 \$/kWp con una desviación estándar de ± 18 \$/kWp (NREL, 2016). Mientras tanto, también para plantas fotovoltaicas recientes, la Agencia Internacional de Energía considera 30 \$/kWp (International Energy Agency (IEA), 2016b) o algunos expertos afirman que ofrecen servicios de O&M por 9-16 \$/kWp (Siemer, 2016).

Sin embargo, si se analizan las tendencias anteriores, se encuentran valores OPEX máximos de 110 \$/kWp (United States Department of Energy, 2017). Se puede deducir que la desviación estándar es demasiado grande y que la mayoría de los datos se basan en entrevistas cara a cara con expertos.

En el caso de España, durante el período 2007-2012 fue relativamente común la firma de contratos de mantenimiento de plantas fotovoltaicas dependientes de la producción de energía. La práctica más extendida era fijar aproximadamente el 10%

de la generación fotovoltaica anual de una planta fotovoltaica sin seguimiento, pero sólo considerando el mantenimiento preventivo. En esta época, no había estandarización alguna en las tareas implicadas en un procedimiento de O&M, cuestión que parece que ha sido superada hoy en día. Además de la amplia gama de gastos anuales, la otra fuente importante de incertidumbre proviene de la falta de consenso y coherencia en el contenido de un contrato de O&M adecuado, lo que complica aún más la proliferación de estudios similares y la definición de un OPEX anual que podría utilizarse como referencia. Esta falta de estandarización comienza con los puntos a considerar en un contrato de O&M y también está influenciada por la proliferación de diferentes subconceptos relacionados (Bazilian et al., 2013; Brehaut, 2016, 2014; Cedric Brehaut, 2016; Haney, Josh, 2013; Siemer, 2016)

En cualquier caso, los gastos de O&M han disminuido significativamente en los últimos años y se espera una disminución adicional del 15% para 2030 (Vartiainen et al., 2015).

Como resultado de esta ausencia científica específicamente relacionada con la O&M y el OPEX en la industria fotovoltaica, en la presente Tesis Doctoral se ha llevado a cabo la investigación donde se analiza la influencia de los costes de operación y mantenimiento en la viabilidad de una planta fotovoltaica, especializándose en el estudio de viabilidad de un sistema de seguidores solares fotovoltaicos a escala comercial. En lugar de revisar la literatura y los informes científicos, o simplemente simulaciones de software, se analiza el rendimiento de un sistema fotovoltaico real tanto desde el punto de vista energético como económico. Por lo tanto, la disponibilidad de datos reales de rendimiento energético y económico de una planta fotovoltaica y su OPEX anual es un valor añadido para la comunidad fotovoltaica.

Tras un análisis de la eficiencia energética de la planta fotovoltaica seleccionada, y una clasificación de las tareas de operación y mantenimiento y sus correspondientes gastos comprometidos para maximizar su producción eléctrica, un primer análisis será determinar si un descenso porcentual en los gastos de explotación anuales implica necesariamente la misma tendencia en las pérdidas de energía. Los resultados obtenidos pueden ser muy valiosos para las empresas de gestión de activos fotovoltaicos con el fin de optimizar sus productos de O&M fotovoltaica y los ingresos de ellas mismas y de sus clientes.

El segundo análisis se centra en el rendimiento económico de una planta fotovoltaica, donde una reducción en las tareas de O&M puede llevar a una caída de la energía y, en consecuencia, a una disminución de los ingresos que amenace la viabilidad de la planta. Sin embargo, los resultados que se expondrán muestran que

una alta calidad de operación y mantenimiento no siempre mejora el LCOE o el retorno de la inversión (ROI) de una inversión fotovoltaica, aunque algunos informes afirman lo contrario (SolarPower Europe, 2016).

La representatividad de este estudio es doble. Por un lado, la mayoría de las centrales fotovoltaicas en España tienen la misma configuración de potencia (100 kW) como consecuencia del esquema retributivo RD661/2007 (de La Hoz et al., 2010; Mir-Artigues et al., 2018), por lo que si la mayoría de las tareas de operación y mantenimiento preventivo y correctivo son muy similares e independientes del tamaño de la planta fotovoltaica (el tiempo dedicado a estas tareas depende del tamaño de la planta), el OPEX podría ser comparable entre gran parte de las plantas fotovoltaicas de España y, por lo tanto, la instalación fotovoltaica analizada en este documento podría tratarse como un caso representativo ya que tiene la misma potencia nominal.

Como se argumentó anteriormente, no hay consenso en cuanto a los gastos asociados al OPEX y las tareas y conceptos que deben incluirse en cualquier contrato de O&M. A pesar de que la mayoría de las referencias a los valores OPEX utilizadas en este documento se toman normalmente como datos representativos para otros estudios, carecen de claridad en cuanto a los conceptos que incluyen y pueden ser incompletos. Por lo tanto, uno de los resultados secundarios de este documento que puede hacer una gran contribución es tratar de recopilar toda la diferente información proporcionada en las referencias utilizadas y construir un documento más compacto.

1.4 JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

En resumen, este documento pretende estudiar diferentes aspectos directamente relacionados con la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos, y más concretamente, con aquellos sistemas de mediano o gran tamaño conectados a la red eléctrica convencional que persiguen como fin principal el beneficio y la rentabilidad económica de la inversión, y por tanto, compiten directamente con otras técnicas de producción de energía eléctrica convencional.

Atendiendo a la contextualización energética y de modelo de negocio descrito en los apartados anteriores, así como a la detección de ciertos aspectos sin resolver de los mismos, se podría indicar que la finalidad del trabajo propuesto en esta tesis doctoral es aportar conocimiento a los interrogantes que se indican a continuación:

- Partiendo de la premisa de que la mayoría de los sistemas instalados en la época de la burbuja fotovoltaica en España no cuentan con un sistema de monitorización analítica, cabría preguntarse si es posible desarrollar procedimientos simplificados de caracterización energética que permitan estimar el estado real de una planta FV en la actualidad, conocidos exclusivamente los datos de generación obtenidos a partir de su facturación histórica.

- Adicionalmente, si las labores de operación y mantenimiento de una planta FV tienen como objetivo maximizar su capacidad productiva, y por ende, sus ingresos por la producción eléctrica, no solo sería necesario cuantificar a priori los costes reales de operación y mantenimiento por kWp de una planta FV en función de su tipología, sino que atendiendo a que un protocolo de mayor calidad de O&M implica mayor gasto de OPEX, es primordial determinar bajo qué condiciones son necesarios o rentables asumir los costes que este mantenimiento de mayor calidad conlleva. En este aspecto habría que discernir si los criterios de elección del protocolo de O&M son puramente energéticos o pueden ser mediatizados por los flujos de caja de la inversión.

- Finalmente, condicionados por el marco legislativo actual, y asumiendo el modelo de negocio original planteado y sus condicionantes financieros, es preceptivo determinar si los sucesivos cambios normativos, no solo permiten alcanzar los índices de rentabilidad impuestos, sino que además permiten la viabilidad del modelo de negocio desde un punto de vista financiero, respondiendo a una pregunta clave para la mayoría de los propietarios: ¿interesa mantener la propiedad de la planta?

Por tanto, el objetivo general de la Tesis Doctoral es contribuir al desarrollo de la tecnología fotovoltaica ofreciendo respuestas a las problemáticas asociadas a la operación, mantenimiento, financiación y amortización de este tipo de sistemas en condiciones reales de funcionamiento, proponiendo para ello, una metodología de identificación-actuación que maximice su rentabilidad. Debido a su importancia social, se propone centrar especialmente la investigación en aquellas plantas FV que han sido afectadas por los cambios legislativos en España durante la última década.

La hipótesis principal de trabajo ha sido que un estudio exhaustivo de una planta FV real en todas sus fases de implementación, esto es, anteproyecto, análisis previo de viabilidad económico-financiera de la inversión, diseño del sistema, ejecución y puesta en marcha, junto con una posterior evaluación de su funcionamiento en condiciones reales de operación durante al menos un tercio de su vida útil programada, generará nuevos conocimientos que podrán ser retroalimentados para optimizar los criterios aplicados en la realización de cada una de dichas fases, y en especial, para propietarios de inversiones similares realizadas en época objeto de

estudio y que se encuentren en la misma situación con respecto al modelo de negocio según el caso tipo analizado en este documento. Por tanto, se parte de la hipótesis de que es posible proponer nuevos protocolos de estudio y procedimientos de evaluación que ofrezcan respuestas a preguntas no suficientemente explicadas por la comunidad científico-técnica que trabaja en el sector. Del mismo modo, este estudio exhaustivo y evaluación bajo diferentes marcos legislativos y escenarios financieros, serviría como mejora de los modelos de negocio bajo los que se financiaron dichas plantas.

El objetivo general de esta Tesis se sustenta sobre la consecución de los objetivos específicos planteados descritos a continuación:

- Proponer una metodología para la caracterización en potencia y energía de la planta FV objeto de estudio.
- Validar procedimientos simplificados que permitan emitir un juicio sobre el estado y funcionamiento de una planta FV cualquiera desde su puesta en marcha aunque sólo se dispongan de datos globales de generación eléctrica inyectada a red por el sistema.
- Identificar las diferencias existentes entre rentabilidad y factibilidad de una inversión bajo la influencia de un marco normativo concreto.
- Obtener procedimientos de análisis que determinen los costes reales de operación/mantenimiento de este tipo de sistemas y la influencia real de estos en el rendimiento económico de la inversión.

1.5 METODOLOGÍA

Con el propósito de cumplir los objetivos planteados en el apartado anterior, se ha implementado la metodología de trabajo descrita en los siguientes puntos:

- 1) Los objetivos específicos se fundamentan en el análisis energético y económico de un proyecto de ingeniería fotovoltaica. Por ello, el primer paso ha consistido en la elección de una instalación tipo, similar a las que se implementaron en la época en España al amparo del RD 661/2007. Para ello, se ha escogido un sistema FV de 100kW de potencia nominal (inversor central) con seguimiento a un eje y que tiene dos sistemas gemelos en las inmediaciones, lo que nos permitirá realizar un estudio comparativo más apropiado.

- 2) Un análisis del modelo de negocio, así como un seguimiento de la evolución temporal del mismo, mediante el estudio de toda la facturación originada, así como de los efectos que los sucesivos Reales Decretos han tenido en el desarrollo de dicho negocio, ha sido uno de los pilares sobre los que se ha sustentado la presente tesis. Esto nos ha permitido detectar no solo problemas de viabilidad económica, sino que además, han servido de fundamento para obtener resultados sobre la dependencia de los costes anuales de Operación y Mantenimiento, previa identificación pormenorizada de dichas tareas, en el rendimiento económico del proyecto.
- 3) Configurar la planta fotovoltaica como una infraestructura específica de investigación. Para ello, se ha instalado un sistema de monitorización propio que registra las principales variables a tener en cuenta según la norma IEC61724. Este punto de la metodología ha resultado la base sobre la que se han asentado los resultados preliminares de la campaña experimental, y que está en marcha desde mayo de 2016, ya que nos han permitido una caracterización energética de la planta.
- 4) Finalmente, se ha procedido a campañas experimentales de caracterización en potencia de la planta objeto de estudio, mediante el uso de trazadores de curvas, así como de vatímetros con capacidad de medición de la planta completa. La traslación de dichos registros, efectuados para todo el rango de irradiancia disponible en el momento del ensayo, a condiciones estándar de medida, nos ha permitido obtener datos del comportamiento de la misma tras más de un tercio de vida útil transcurrido.

1.6 REFERENCIAS

- (EPIA) European Photovoltaic Industry Association, 2014. European PV support schemes overview, EPIA. Brussels.
- (IEA) International Energy Agency, 2018. Trends 2017 in Photovoltaic Applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2016, Report IEA PVPS T1-32:2017.
- (IEA) International Energy Agency, 2010. World Energy Outlook 2010. París.

- (IRENA) International Renewable Energy, 2012. Evaluating Policies in Support of the Deployment of Renewable Power, (IRENA) International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, United Arab Emirates.
- (IRENA) International Renewable Energy Agency, 2014a. RETHinking Energy: Towards a new power system.
- (IRENA) International Renewable Energy Agency, 2014b. Evaluating Renewable Energy Policy: A Review of Criteria and Indicators for assesment. UK.
- ANPIER, 2015. Más de un tercio de los productores fotovoltaicos soporta rentabilidades negativas [WWW Document]. ANPIER. URL <http://anpier.org/comunicacion/noticias/post/titulo/mas-de-un-tercio-de-los-productores-fotovoltaicos-soporta-rentabilidades-negativas> (accessed 1.26.17).
- Asociación de la industria fotovoltaica, 2008. Hacia un suministro sostenible de electricidad. La Energía Solar Fotovoltaica en España. Informe anual 2008, ASIF - UNEF.
- Bazilian, M., Onyeji, I., Liebreich, M., MacGill, I., Chase, J., Shah, J., Gielen, D., Arent, D., Landfear, D., Zhengrong, S., 2013. Re-considering the economics of photovoltaic power. *Renew. Energy* 53, 329–338. doi:10.1016/j.renene.2012.11.029
- Bellini, E., 2017. Spain’s auction allocates 3.pdf [WWW Document]. PV Mag. URL www.pv-magazine.com/2017/07/26/spains-auction-allocates-3-5-gw-of-pv-capacity/ (accessed 8.1.17).
- Bolinger, M., Weaver, S., Zuboy, J., 2015. Is \$50/MWh solar for real? Falling project prices and rising capacity factors drive utility-scale PV toward economic competitiveness. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 23, 1847–1856. doi:10.1002/pip.2630
- Brehaut, C., 2016. The Growing Split Between Solar Operations and Maintenance [WWW Document]. Greentech Media. URL www.greentechmedia.com/articles/read/The-Growing-Split-Between-Solar-Operations-and-Maintenance (accessed 9.14.16).
- Brehaut, C., 2014. PV Operations and Maintenance Versus Asset Management : What’s the Difference? [WWW Document]. Greentech Media. URL www.greentechmedia.com/articles/read/pv-operations-and-maintenance-versus-asset-management-whats-the-difference (accessed 9.14.16).

- Cala, A., 2013. Renewable Energy in Spain Is Taking a Beating. *New York Times* 1–5.
- Cancelliere, P., 2016. PV electrical plants fire risk assessment and mitigation according to the Italian national fire services guidelines. *Fire Mater.* 40, 355–367. doi:10.1002/fam.2290
- Cancelliere, P., Liciotti, C., 2016. Fire Behaviour and Performance of Photovoltaic Module Backsheets. *Fire Technol.* 52, 333–348. doi:10.1007/s10694-014-0449-7
- Cedric Brehaut, 2016. PV O&M Portfolios Diversify as Landscape Consolidates, Greentech Media. USA.
- Chapman, A.J., McLellan, B., Tezuka, T., 2016. Residential solar PV policy: An analysis of impacts, successes and failures in the Australian case. *Renew. Energy* 86, 1265–1279. doi:10.1016/j.renene.2015.09.061
- Ciarreta, A., Espinosa, M.P., Pizarro-Irizar, C., 2014. Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market. *Energy Policy* 69, 205–215. doi:10.1016/j.enpol.2014.02.025
- Ciarreta, A., Gutiérrez-Hita, C., Nasirov, S., 2011. Renewable Energy sources in the Spanish electricity market: Instruments and effects. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2510–2519.
- Daley, S., 2014. Spain's Solar Pullback Threatens Pocketbooks [WWW Document]. *New York Times*. URL www.nytimes.com/2014/01/06/world/europe/spains-solar-pullback-threatens-pocketbooks.html?pagewanted=all&_r=0 (accessed 1.27.17).
- de La Hoz, J., Boix, O., Martín, H., Martins, B., Graells, M., 2010. Promotion of grid-connected photovoltaic systems in Spain: Performance analysis of the period 1998-2008. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 2547–2563. doi:10.1016/j.rser.2010.07.059
- de la Hoz, J., Martín, H., Ballart, J., Monjo, L., 2014. Evaluating the approach to reduce the overrun cost of grid connected PV systems for the Spanish electricity sector: Performance analysis of the period 2010–2012. *Appl. Energy* 121, 159–173. doi:10.1016/j.apenergy.2014.01.083
- de la Hoz, J., Martín, H., Miret, J., Castilla, M., Guzman, R., 2016. Evaluating the 2014 retroactive regulatory framework applied to the grid connected PV

- systems in Spain. *Appl. Energy* 170, 329–344.
doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.092
- del Río González, P., del Río, P., 2008. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy* 36, 2907–2919. doi:10.1016/j.enpol.2008.03.025
- Del Río, P., Linares, P., 2014. Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 35, 42–56.
doi:10.1016/j.rser.2014.03.039
- Del Río, P., Mir-Artigues, P., 2012. Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 5557–5566.
doi:10.1016/j.rser.2012.05.011
- Dezem, V., 2016. Solar Sold in Chile at Lowest Ever, Half Price of Coal. *Bloomberg*.
- Díaz-López, B., 2017. Spain's 3 GW renewable energy auction to be held on May 17 [WWW Document]. *PV Mag.* URL www.pv-magazine.com/2017/04/12/spains-3-gw-renewable-energy-auction-to-be-held-on-may-17/ (accessed 8.1.17).
- Dusonchet, L., Telaretti, E., 2015. Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 42, 986–998. doi:10.1016/j.rser.2014.10.054
- Electric Power Research Institute, 2010. Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges : A Survey of Current Knowledge and Practices, EPRI. USA.
- EuroObserv'ER, 2013. Photovoltaic Barometer. *Le J. du Photovoltaïque*.
- Eurostat, 2017. Electricity generated from renewable sources [WWW Document]. URL ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsd_cc330&plugin=1 (accessed 3.21.17).
- Fouquet, D., Viktoria Nysten, J., 2015. Policy Briefing. Retroactive and retrospective changes and moratoria to RES support [WWW Document]. EUFORES - Eur. Forum Renew. Energy Sources. URL www.keepontrack.eu/publications/ (accessed 12.15.16).
- Fraunhofer ISE, 2015. Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale

PV Systems, Agora Energiewende. Study on behalf of Agora Energiewende.
doi:059/01-S-2015/EN

Gatzert, N., Vogl, N., 2016. Evaluating investments in renewable energy under policy risks. *Energy Policy* 95, 238–252. doi:10.1016/j.enpol.2016.04.027

Girard, A., Gago, E.J., Ordoñez, J., Muneer, T., 2016. Spain's energy outlook: A review of PV potential and energy export. *Renew. Energy* 86.
doi:10.1016/j.renene.2015.08.074

Haney, Josh, A.B., 2013. PV System Operations and Maintenance Fundamentals Solar, America Board for Codes and Standards.

Hirtenstein, A., 2016. New Record Set for World's Cheapest Solar, Now Undercutting Coal [WWW Document]. Bloomberg. URL www.bloomberg.com/news/articles/2016-05-03/solar-developers-undercut-coal-with-another-record-set-in-dubai (accessed 3.21.17).

International Energy Agency, 2018. Trends 2018 in photovoltaic applications 23. Report IEA PVPS T1-34:2018, Delo.

International Energy Agency (IEA), 2016a. World Energy Outlook 2016, (IEA) International Energy Agency.

International Energy Agency (IEA), 2016b. Trends 2016 in Photovoltaic Applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015.

Jaeger-Waldau, A., 2016. PV Status Report 2016. Publ. Off. Eur. Union.
doi:10.2790/682995

Jefatura del Estado, 2013a. Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

Jefatura del Estado, 2013b. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Jefatura del Estado, 2012. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Jefatura del Estado, 2010. 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.

- Jenner, S., Groba, F., Indvik, J., 2013. Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*. doi:10.1016/j.enpol.2012.09.046
- Joseph Salvatore, 2013. *World Energy Perspective - Cost of Energy Technologies*, World Energy Council.
- Keating, T., Walker, A., Ardani, K., 2015. *Best Practices in PV System Operations and Maintenance*, NREL. Golden, Colorado (USA).
- Lacchini, C., Rütther, R., 2015. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. *Renew. Energy*. doi:10.1016/j.renene.2015.05.045
- López Polo, A., Haas, R., 2014. An international overview of promotion policies for grid-connected photovoltaic systems. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 22, 248–273. doi:10.1002/pip.2236
- Ministerio de Industria Energía y Turismo, 2014. 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.
- Ministerio de Industria Turismo y Comercio, 2010. 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.
- Ministry of Industry Energy and Trade. Government of Spain, 2007. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Mir-Artigues, P., Cerdá, E., del Río, P., 2015. Analyzing the impact of cost-containment mechanisms on the profitability of solar PV plants in Spain. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 46, 166–177. doi:10.1016/j.rser.2015.02.005
- Mir-Artigues, P., Cerdá, E., Del Río, P., 2018. Analysing the economic impact of the new renewable electricity support scheme on solar PV plants in Spain. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 114, 323–331. doi:10.1016/j.enpol.2017.11.048
- Miralda, Á., 2013. Renewable Energy in Spain. The cost del sol. Sustainable energy meets unsustainable costs. *Econ.*

- Montoya, F.G., Aguilera, M.J., Manzano-Agugliaro, F., 2014. Renewable energy production in Spain: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 33. doi:10.1016/j.rser.2014.01.091
- Nielsen, N., 2015. Spain solar power clouded by government U-turn. *EUOBSERVER Mag.*
- NREL, 2016. Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs [WWW Document]. NREL. URL http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html (accessed 7.4.17).
- Patel, S., 2016. Solar PV O&M Best Practices in a rapidly changing market. *POWER* 160.
- Pentland, W., 2014. Stampede Of Investors Sue Spain Over Cuts In Solar Subsidies [WWW Document]. *Forbes*. URL www.forbes.com/sites/williampentland/2014/02/19/stampede-of-investors-sue-spain-over-cuts-in-solar-subsidies/#1023756b30a1 (accessed 3.6.17).
- Photon.info, 2016. Solarpack to build 120 MW solar park in Chile.pdf [WWW Document]. Photon.info. URL www.photon.info/en/news/solarpack-build-120-mw-solar-park-chile (accessed 8.2.17).
- Powertech, V., 2012. Investment and Operation Cost Figures – Generation Portfolio, VGB Powertech.
- PV O&M Working Group. NREL/Sandia/Sunspec Alliance SuNLaMP, 2016. Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance 2nd Edition, Technical Report NREL/TP-7A40-67553. doi:NREL/TP-7A40-67553
- Pyrgou, A., Kylili, A., Fokaides, P.A., 2016. The future of the Feed-in Tariff (FiT) scheme in Europe: The case of photovoltaics. *Energy Policy* 95, 94–102. doi:10.1016/j.enpol.2016.04.048
- REE, 2017. Estadísticas del sistema eléctrico [WWW Document]. Red Eléctrica España. URL www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas (accessed 3.21.17).
- Reuters, 2017a. Spain's ACS wins 1,550 MW capacity at renewable energy auction.pdf [WWW Document]. Reuters.
- Reuters, 2017b. Spain awards 3 GW at clean power auction - sources.pdf [WWW Document]. Reuters. URL www.reuters.com/article/spain-energy-renewables-

idUSL8N1IJ4FG (accessed 8.1.17).

Rodríguez, J.E., 2013. Black clouds hang over Spain's small solar farms. Reuters.

Rucinski, T., Rodríguez, J.E., 2013. Foreign investors set to sue Spain over energy reform [WWW Document]. Reuters. URL www.reuters.com/article/us-spain-renewables-idUSBRE91D1A020130214 (accessed 3.6.17).

Shimura, S., Herrero, R., Zuffo, M.K., Baesso Grimoni, J.A., 2016. Production costs estimation in photovoltaic power plants using reliability. *Sol. Energy* 133, 294–304. doi:10.1016/j.solener.2016.03.070

Siemer, J., 2016. Operation & Maintenance. *Phot. Int.* 36–39.

SolarPower Europe, 2016. O&M Best Practices Guidelines. *SolarPower Eur.* 1–60.

Sommerfeld, J., Buys, L., Vine, D., 2017. Residential consumers' experiences in the adoption and use of solar PV. *Energy Policy* 105, 10–16. doi:10.1016/j.enpol.2017.02.021

Talavera, D.L., Muñoz-Cerón, E., de la Casa, J., Ortega, M.J., Almonacid, G., 2011. Energy and economic analysis for large-scale integration of small photovoltaic systems in buildings: The case of a public location in Southern Spain. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 4310–4319. doi:10.1016/j.rser.2011.07.119

Talavera, D.L., Muñoz-Cerón, E., Ferrer-Rodríguez, J.P., Nofuentes, G., 2016. Evolution of the cost and economic profitability of grid-connected PV investments in Spain: Long-term review according to the different regulatory frameworks approved. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 66, 233–247. doi:10.1016/j.rser.2016.08.012

Turismo, M. de I.E. y, 2014. 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.

United States Department of Energy, 2017. Transparent Cost Database. OpenEI [WWW Document]. Natl. Renew. Energy Lab. URL <https://openei.org/apps/TCDB/> (accessed 8.1.17).

Urbina, A., 2014. Solar electricity in a changing environment: The case of Spain. *Renew. Energy* 68. doi:10.1016/j.renene.2014.02.005

US EIA, 2017. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation

Resources in the Annual Energy Outlook 2017, U.S. Energy Information Administration. doi:DOE/EIA-0383(2012) U.S.

Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., 2015. PV LCOE in Europe 2014-30. Final Report. Photovolt. Technol. Platf. 15.

VGB PowerTech E.V, 2015. Levelised Cost of Electricity 2015, VGB PowerTech Service GmbH.

Winkler, J., Gaio, A., Pfluger, B., Ragwitz, M., 2016. Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter? Energy Policy 93, 157–167. doi:10.1016/j.enpol.2016.02.049

2

DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO EXPERIMENTAL

Este capítulo describe el escenario experimental con el que se han obtenido los resultados aportados en la presente Tesis Doctoral, que se fundamentan en un escenario energético y económico particular.

El contexto energético parte de una breve descripción de la planta fotovoltaica que ha sido escogida como objeto de estudio de la presente Tesis y, posteriormente, se detallan todos los medios técnicos que han permitido implementar un sistema de monitorización analítico de la planta, así como aquellos empleados en la campaña de caracterización de la misma, y que serán la base sobre la que se han obtenido los resultados energéticos expuestos en el presente documento.

El marco económico se fundamenta en un modelo de negocio determinado y un entorno político-económico que ha condicionado los resultados relativos a la rentabilidad y viabilidad de la inversión previstos inicialmente.

2.1 PLANTA FOTOVOLTAICA TIPO OBJETO DE ESTUDIO

La planta fotovoltaica (FV) objeto de estudio forma parte de una agrupación solar de 300 kW, denominada “La Calerilla”, compuesta por tres sistemas

independientes de 100 kW nominales, y que pueden considerarse como un ejemplo tipo de los sistemas que se instalaban en España acogidos al RD 661/2007.

Esta agrupación solar se encuentra ubicada al sur de España, concretamente en la provincia de Granada y situada en las coordenadas UTM: x: 495.134; y: 4.127.026; huso horario: 30.

Si se toma como referencia la base de datos PVGIS® (Huld et al., 2012; Šúri et al., 2007), en la ubicación seleccionada existe una irradiación global horizontal anual de 1880 kWh/m² y una temperatura media anual diurna de 13,3 °C, luego atendiendo a los valores de estas variables meteorológicas, esto es, altos niveles de radiación y una temperatura media moderada, y condicionado a un diseño óptimo de la instalación, cabe esperar un alto rendimiento energético de la planta FV (Huld et al., 2008). Por lo tanto, a priori, este emplazamiento puede resultar idóneo para la producción de electricidad por medio de tecnología fotovoltaica, tal y como prueban las numerosas instalaciones solares, tanto térmicas como fotovoltaicas, existentes en la zona.



Figura 2.1 – Identificación de la planta objeto de estudio

En la figura 2.1 se observa la distribución de la agrupación solar, identificando en ella la planta fotovoltaica (campo 2) que será la seleccionada como banco de ensayos experimentales. El resto de sistemas se usarán simplemente como referencia comparativa en el caso del análisis de la producción, si bien presentan ligeras diferencias constructivas entre sí.

El sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) analizado está compuesto por 576 módulos monocristalinos del fabricante Solara con una potencia individual de 190 Wp. Esto hace que la potencia pico del sistema, basada en las hojas de características del fabricante, ascienda a 109,44 kW. En la tabla 2.1 se recopilan aquellas características técnicas de la planta más relevantes.

Tabla 2.1 – Configuración y características técnicas de la planta FV objeto de estudio

CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA	
Ramas (Strings)	32
Módulos en serie por rama	18
Número de seguidores a un eje	48
Módulos por seguidor	12
Superficie de la planta FV (m ²)	4500
Distancia entre seguidores (mxm)	8,30x11,60
Características técnicas de la Planta	
Intensidad de Cortocircuito - I _{sc} (A)	257,60
Tensión de Circuito Abierto - V _{oc} (V)	574,15
Intensidad en el punto de máxima potencia - I _m (A)	236,48
Tensión en el punto de máxima potencia - V _m (V)	462,78
Potencia Máxima (data sheet) - P _m (W)	109.440
Potencia Nominal (Inversor) - P _{inv} (W)	100.000

Aunque la legislación vigente en España en el momento de recepcionado de la planta FV, esto es, el Real Decreto 661/2007, prácticamente no limitaba la potencia a instalar, puesto que permitía sistemas de hasta 50MW de potencia nominal, es decir, medida en el inversor o agrupación de ellos pertenecientes a una misma titularidad, la máxima retribución de la tarifa regulada de dicho Real Decreto, tal y como se ha indicado en el capítulo introductorio, estaba asignada a plantas fotovoltaicas de potencia nominal igual o inferior a 100kW, luego podría afirmarse que comenzó de facto una estandarización en el diseño de SFCR con el objetivo de acceder a la máxima tarifa de suministro (FiT, del inglés Feed-in Tariff) disponible en España en 2007. Por ello, junto con la disgregación del campo solar en 3 sistemas, y conforme a la potencia del generador fotovoltaico bajo estudio, éste se encuentra conectado a un inversor trifásico de 100kW de potencia nominal, en concreto al modelo GT100E del fabricante Xantrex, y que se instaló en una caseta de hormigón prefabricada estándar (modelo PFU-4 de Ormazábal).

Esta estandarización en el diseño e instalación de este tipo de sistemas en unidades de 100 kW, es un indicativo inicial de que, como consecuencia de la entrada en vigor del citado RD, las plantas fotovoltaicas se empiezan a asimilar más a un producto exclusivamente financiero que a una aplicación de suministro de energía renovable alternativa (de La Hoz et al., 2010; del Río González and del Río, 2008;

Gellings and Rutschmann, 2008). El objetivo era lograr el máximo de ingresos económicos, en lugar de la obtención de energía.

Este límite de 100kW para acceder a la máxima remuneración podría teóricamente, a priori, limitar la energía generada por un sistema, sin embargo, en el periodo analizado comenzaron a desarrollarse mecanismos para incrementar la electricidad producida por cada kW instalado, principalmente mediante la instalación de seguidores (o trackers) solares, obteniendo así mayores valores de productividad eléctrica (Almonacid et al., 2011). Debido a que su instalación no implicaba un excesivo incremento con respecto al precio de los módulos fotovoltaicos existente en la época, este aumento de la productividad se traducían en mejores resultados de rentabilidad de la inversión (Bahrami et al., 2016; de Simón-Martín et al., 2013; Eldin et al., 2016; Huld et al., 2010; Jones-Albertus et al., 2016; Sumathi et al., 2017; Talavera et al., 2019).

Por tanto, y siguiendo la tendencia existente en España en instalaciones similares, la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos del sistema bajo estudio dotaba al generador FV de seguimiento. En el presente caso de estudio, se optó por un seguimiento a un solo eje inclinado, de base polar, modelo Etatrack 1500, fabricado por Lorentz y que en la actualidad se encuentra descatalogado.

El mecanismo de seguimiento de estos dispositivos se basa en un ángulo de inclinación fijo, con un ajuste manual de 30° y un movimiento automático del ángulo de declinación Este-Oeste de 90°, siendo el consumo eléctrico de cada seguidor, de aproximadamente 1,5 kWh/año, y que se obtenía de la propia generación de la planta.



Figura 2.2 – Visión general de la planta objeto de estudio

El campo fotovoltaico se compone de 48 seguidores (ver figura 2.2), cada uno de ellos compuesto por 12 módulos. Teniendo en cuenta que para la configuración de cada una de las 32 ramas del sistema se emplearon 18 módulos en serie, resulta que

cada seguidor y medio representa una rama, lo que a priori podría introducir algunas pérdidas adicionales por desajuste entre los seguidores (mismatching).

Atendiendo a los cálculos y previsiones del propietario, la planta fotovoltaica se diseñó para alcanzar un rendimiento energético medio anual de aproximadamente 1885 kWh/kWp, lo que supone una generación total anual de aproximadamente 206.306 kWh (Lomas et al., 2018). Estos datos (ver tabla 2.2) son similares a los obtenidos en la época por herramientas como el PVGIS, que para su versión 4, y usando la base de datos de radiación “classic”, ofrecía unos resultados esperados de 207.000 kWh.

En la fase de aprovisionamiento y construcción de la planta, destaca la ausencia de informes flash-list de los módulos adquiridos, los cuáles permitían tener noción de la potencia real de los módulos instalados. Asimismo, no se realizó caracterización en potencia en el momento del recepcionado de la planta; hecho que va a ser un condicionante para analizar la degradación real sufrida durante el tercio de vida útil transcurrido y también, influirá en mayores oscilaciones entre los valores de productividad esperados y los medidos, lo que se traduce en posibles variaciones de la rentabilidad esperada.

Se estima oportuno indicar que esta falta de información técnica era práctica habitual en los sistemas conectados a red proyectados en la fecha, puesto que los plazos de instalación estaban muy ajustados con el objetivo de poder inscribirse a tiempo en el Real Decreto citado, ante una previsible revocación de aplicación del mismo, como realmente sucedió meses después, en septiembre de 2008.

Tabla 2.2 – Estimación del desempeño de la planta fotovoltaica

ESTIMACIONES DE LA PRODUCCIÓN	
Energía AC (E_{PV})	206.306 kWh/año
Rendimiento Final anual (Y_{F_anual})	1885 kWh/kWp/año
Performance Ratio (PR)	70 %

Adicionalmente, hasta la fecha de ejecución de la presente tesis, la planta carecía de un sistema de monitorización más allá de las lecturas del contador de energía en el punto de conexión, que eran las empleadas por la compañía distribuidora para la retribución pertinente, por tanto, acorde a la tendencia generalizada, no se podía obtener información fidedigna sobre si la planta se encontraba funcionando en un estado óptimo de operación, añadiendo por tanto un grado de incertidumbre mayor adicional al desconocimiento de la potencia real instalada.

2.2 ESCENARIO ECONÓMICO Y MODELO DE NEGOCIO

Aunque el sistema fotovoltaico analizado estaba previsto inscribirse inicialmente bajo el RD 436/2004, que realmente suponía el punto de partida para la promoción de dichos sistemas en España, su puesta en marcha fue posterior a la entrada en vigor del RD 661/2007. Tal y como se ha mencionado con anterioridad, este marco legal fue el verdadero motor del despliegue de las energías renovables en España, ya que supuso que miles de pequeñas y medianas empresas (PYMES), así como inversores particulares, comenzaran a planificar su inversión en este producto financiero, lo que llevó al país a una posición de liderazgo mundial en la tasa anual de potencia fotovoltaica instalada.

A pesar del favorable marco legislativo, la ejecución de la instalación fotovoltaica objeto de análisis coincide con el momento en el que el coste unitario fotovoltaico de una planta llave en mano, era especialmente elevado en comparación con los costes que un sistema de características similares tendría en la actualidad ((IEA) International Energy Agency, 2008). Este hecho constituía una barrera de entrada para pequeños inversores que necesitaban en cualquier caso una financiación externa para poder promover este tipo de proyectos.

El principal motivo de este elevado coste de adquisición se debió a un sobrecalentamiento del mercado, producto de una industria cuya madurez tecnológica no estaba suficientemente desarrollada en lo que al proceso de fabricación respecta, y que no ofertaba la capacidad suficiente para hacer frente a una penetración masiva en el mercado. Adicionalmente, el incremento exponencial de la demanda supuso una rotura del stock disponible, lo que influyó adicionalmente en el aumento de los precios relacionados con los módulos fotovoltaicos, que representaban el mayor porcentaje de costes del sistema (Rogol and Song, 2008). Esta tendencia se ha revertido en los últimos años debido al alto grado de madurez alcanzado en el proceso de fabricación de los módulos y el impulso de la industria china, lo que ha provocado una caída de los precios de instalación, especialmente del coste unitario de los módulos fotovoltaicos, que han disminuido drásticamente su precio en los últimos años con respecto al coste total de la instalación, y se espera que en los próximos años, esta tendencia decreciente continúe (Fraunhofer ISE, 2015).

Particularizando esa realidad de precios de instalación elevados, y atendiendo a las facturas reales de adquisición de los componentes de la planta fotovoltaica analizada, el coste de ejecución final ascendió aproximadamente a 630.000 € lo que supone un precio unitario de 5,76 €/Wp considerando la potencia máxima del generador fotovoltaico (109,44 kWp).

Adicionalmente, el propietario también adquirió el terreno que ocupa dicho sistema, lo que supuso que el total de la inversión ascendiera a 730.000€ es decir, 6,67 €/Wp. Hoy en día, con el estado actual de la tecnología, este precio unitario resultaría desorbitado, sin embargo, en 2007, se encontraba dentro del rango de valores considerados en informes especializados ((IEA) International Energy Agency, 2008; Unión Fotovoltaica Española (UNEF) and Asociación de la industria fotovoltaica, 2008). En la Figura 2.3 se presenta un desglose de los costes de la planta en función de los componentes del sistema, lo que corrobora la gran influencia del precio de los módulos fotovoltaicos en el coste global del sistema.

COSTES DE LA INSTALACIÓN

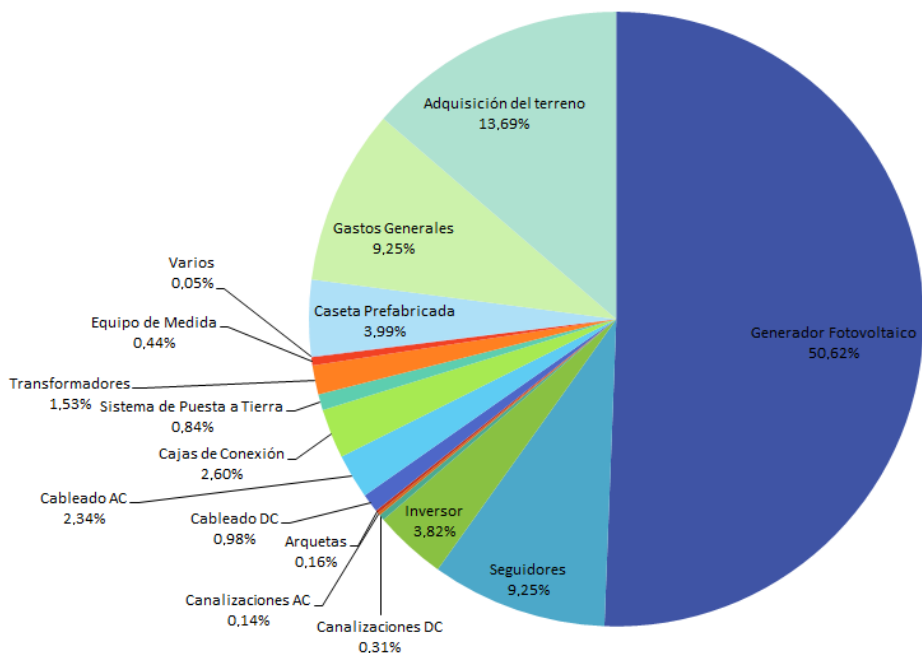


Figura 2.3 – Desglose de costes en la instalación llave en mano en 2007 del sistema FV analizado

Se recalca que, durante el proceso del alto ritmo de implementación de sistemas fotovoltaicos en España en el periodo 2007-2008, auspiciado por el mencionado marco legal favorable, las instalaciones se concibieron como un producto de inversión asociado a una atractiva remuneración garantizada a priori por un Gobierno, y no como una cuestión de concienciación y compromiso medioambiental (Gellings and Rutschmann, 2008). Adicionalmente, las entidades bancarias favorecían este

clima inversor, dando un relativo fácil acceso al crédito y ofreciendo la opción de obtener la financiación pertinente con un alto apalancamiento, puesto que la garantía estaba en la propia planta.

BSCH. Wres 12/02/07.

Gr. d. Empresas BSCH.

Modelo Financiero \Rightarrow Leany Melkiano.

Garantías - Estruct + 0.19
 Apertura 0.4%
 12 años + 1 Carencia (cancelable en cuanto este acabada)
 Cada cuota incluye el IVA. - financiación avor
 7 años + 10 años. - Es plaza - ~~Neto~~ 0.57

$730.000 \text{ € D.I.} \Rightarrow 90\% \Rightarrow 657.000 \text{ € + IVA}$

TASA AMORTIZACIÓN

Garantías \Rightarrow Garantía sobre la Construcción

- \rightarrow Afijación sobre los planes es Melkiano.
- \rightarrow Responsables de los Impuestos del Grupo.
- \rightarrow Garantía Personal

Diferencias en positivo por esta operación:

- Tasa de la financiación del IVA.
- los propios gastos fijos 0.9 y 0.4
- la carencia de un año pero al contrato podemos cancelar y cerrar el préstamo a la realidad del coste
- la amortización anticipada de 30 años a

Figura 2.4 – Detalle de la definición del modelo de financiación de la inversión FV

De acuerdo con esta realidad, tal y como se ha mencionado a lo largo del capítulo de introducción y este capítulo, el diseño de las plantas fotovoltaicas de este tamaño (100 kW) estaba muy estandarizado, favorecido a su vez por el carácter modular de la tecnología, donde los agentes inversores se preocupaban mínimamente

por la producción de energía, puesto que los márgenes de beneficios tenían suficiente holgura. Esta preocupación, en vez de estar centralizada en reducir la demanda de electricidad originada por combustibles fósiles (o en su defecto, maximizar la generación de electricidad con una tecnología renovable), se trasladó a la magnitud del rendimiento de la inversión y optimizar la financiación, así como en acortar su tiempo de amortización. Se puede observar en la figura 2.4, un esbozo del plan de financiación inicial entre el promotor del sistema fotovoltaico analizado en esta tesis y la entidad financiera, basado en un Leasing Mobiliario. En ella destaca que no hay datos relativos a la cantidad potencial de electricidad que se va a producir. Por tanto, se podría afirmar que en 2007, el escenario del negocio fotovoltaico en España se basaba, como norma general, en estudios de rentabilidad bastante automatizados y estandarizados, donde los valores de rentabilidad esperados eran muy similares entre plantas fotovoltaicas.

No obstante, con el objeto de valorar la bondad de la inversión realizada por el propietario de la planta, al plan de negocios planteado se aplicaron algunos de los criterios clásicos de evaluación económica que han sido ampliamente recogidos en la literatura fotovoltaica, como son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) (Oiroli and Di Gangi, 2014; Talavera et al., 2016, 2014, 2011).

El Valor Actual Neto, expresado en la ecuación 2.1, refleja el balance anual de los ingresos (Inc) y gastos (LCC, del inglés, Life Cycle Cost) durante toda la vida útil de la planta fotovoltaica (N). Para evaluar la rentabilidad de la inversión, este sumatorio de cantidades anuales, esto es, los flujos de caja generados, hay que referenciarlos al valor actual (PW, del inglés Present Worth) del año en el que la inversión se ha realizado, teniendo en cuenta una determinada tasa de descuento (d).

$$VAN = PW[Inc(N)] - PW[LCC(N)] \quad (\text{ec. 2.1})$$

Otro criterio, tradicionalmente empleado en la evaluación financiera de proyectos, es la tasa interna de retorno de la inversión, que se define como el valor de la tasa de descuento que conduce a un VAN = 0. Para que un proyecto sea factible desde el punto de vista económico, la TIR esperada no solo debe ser positiva, sino que debe ser superior a la requerida, esto es, la resultante de tener en cuenta el coste de la financiación del proyecto.

Si se procede a desglosar la ecuación 2.1, el valor actual de los ingresos que se prevé recibir por la venta de energía fotovoltaica durante toda su vida útil, podría formularse con la siguiente expresión matemática:

$$PW[Inc(N)] = p_u \times E_{PV} \times \frac{K_{PU} \cdot (1 - K_{PU}^N)}{1 - K_{PU}} \quad (\text{ec. 2.2})$$

En esta expresión, p_u se corresponde con el precio unitario por cada kWh de electricidad fotovoltaica inyectada a la red que, en la planta FV propuesta como caso de análisis, se corresponde con la tarifa de retribución (FiT) definida por el RD 661/2007.

E_{PV} es la energía anual generada por el sistema fotovoltaico, que en el momento de la inversión, coincidirá con el valor estimado por el promotor (ver tabla 2.2). El parámetro K_{PU} se ha introducido en esta ecuación por razones de simplificación, y cuyo desarrollo se observa en la ecuación 2.3, que tiene en cuenta la tasa de descuento nominal que se haya considerado en la inversión, así como la degradación anual estimada de generación fotovoltaica (r_d) y la posible tasa de incremento anual en la retribución FiT (ε_{pu}) que viene contemplada en el RD661/2007.

$$K_{PU} = \frac{(1 + \varepsilon_{pu}) \cdot (1 - r_d)}{1 - d} \quad (\text{ec. 2.3})$$

Los costes incurridos en este tipo de proyecto a los que se enfrenta el propietario durante el ciclo de vida de la planta, dependen principalmente de la inversión inicial (PV_{IN}), que es un desembolso que debe realizarse al comienzo del proyecto, y de los costes anuales de operación y mantenimiento ($PV_{OPEX}(N)$) durante la vida útil del sistema, que procede del inglés Operation Expenditures.

Ambos términos están contemplados en la ecuación 2.1 bajo el término LCC, y que han sido trasladados a la fecha de inversión original para poder valorar la viabilidad del proyecto en un momento determinado. La ecuación 2.4 recoge la fórmula de ambos términos.

$$PW[LCC(N)] = PW[PV_{IN}] + PW[PV_{OPEX}(N)] \quad (\text{ec. 2.4})$$

El elevado desembolso inicial que una planta de este tamaño supone para un pequeño inversor, hacen que los promotores de este tipo de iniciativas tuvieran que acudir a fuentes de financiación externas, las que suelen diferenciarse entre las que provienen de capital externo (PV_{CAPEX}) y capital privado (PV_{EQ}). El mecanismo de financiación externa normalmente se canaliza a través de préstamos bancarios, los que se definen por un interés de préstamo anual (i_i) durante un periodo determinado (N_i), mientras que al capital privado, que se amortiza al final del ciclo de vida del sistema, se le suele exigir un rendimiento en forma de dividendos (d_i) proporcional a

la pérdida del coste de oportunidad que este pequeño inversor habría podido recibir en otro producto financiero con niveles de riesgo similares.

Por tanto, el valor actual de la inversión inicial, que influye en los costes de la planta durante su vida útil, puede expresarse matemáticamente mediante la siguiente ecuación:

$$PW[PV_{IN}] = \left(PV_{CAPEX} \times i_l \times \frac{(1+i_l)^{N_l}}{(1+i_l)^{N_l} - 1} \times \frac{q \cdot (1-q^{N_l})}{1-q} \right) + \left((d_i \times PV_{EQ}) \times \frac{q \cdot (1-q^N)}{1-q} + PV_{EQ} \times q^N \right) \quad (\text{ec. 2.5})$$

Definiendo un factor q , que está relacionado con la tasa de descuento:

$$q = \frac{1}{(1+d)} \quad (\text{ec. 2.6})$$

El valor actual del coste en el que se ha incurrido durante la vida útil de la planta debido a las tareas de Operación y Mantenimiento (O&M) puede obtenerse mediante la ecuación 2.7, donde el desembolso anual de dichas tareas (PV_{OPEX}) normalmente suele expresarse como un porcentaje anual de la inversión inicial. De manera análoga a la ecuación 2.3, el parámetro K_{OPEX} se utiliza para simplificar la ecuación considerando una tasa de incremento anual de los costes de operación y mantenimiento del sistema (ε_{OPEX}).

$$PW[PV_{OPEX}] = \left(PV_{OPEX}(N) \times \frac{K_{OPEX} \cdot (1 - K_{OPEX}^N)}{1 - K_{OPEX}} \right) \quad (\text{ec. 2.7})$$

$$K_{OPEX} = \frac{(1 + \varepsilon_{OPEX})}{1 - d} \quad (\text{ec. 2.8})$$

Complementariamente a los criterios tradicionales de valoración de la rentabilidad de una inversión, otro de los indicadores utilizados normalmente para evaluar el rendimiento financiero de un proyecto de energía renovable es el concepto del Coste Normalizado de la Electricidad (LCOE, del inglés Levelised Cost of Electricity). El LCOE de una determinada tecnología, en este caso de la planta FV bajo análisis, es el coste unitario de la electricidad generada (€/kWh) (Short et al., 1995). Para este cálculo, se tiene en cuenta los costes del ciclo de vida del sistema, descritos anteriormente, y la estimación de la energía producida por el mismo durante su vida útil (Fraunhofer ISE, 2015; Vartiainen et al., 2015)

Este parámetro suele emplearse con frecuencia en la actualidad para analizar la competitividad en costes de este tipo de sistemas con respecto al precio de la electricidad, aunque en el caso analizado, al estar garantizada una retribución en forma de FiT, no suele ser un parámetro crítico.

Del mismo modo que lo calculado para los criterios VAN y TIR, para un correcto análisis, el LCOE se refiere al momento en el que se compromete la inversión, de manera que los flujos de caja y la energía generada durante los siguientes 25 años de vida útil de la instalación solar deben ser normalizados durante este periodo considerado y referidas al año 2007, que fue el punto de partida del modelo de negocio de esta inversión. Para ello, se tiene en cuenta una posible degradación anual de la energía entregada por el generador fotovoltaico (r_d) así como la tasa de descuento asignada a la inversión.

La ecuación más simplificada para definir a LCOE se puede ver en la expresión 2.9:

$$LCOE_{\text{año } x} = \frac{LCC(N)}{\sum_{n=1}^N \frac{E_{PV}(N) \cdot (1 - r_d)^n}{(1 + d)^n}} \quad (\text{ec. 2.9})$$

Al igual que en los criterios anteriores, también para el cálculo de LCOE se asume que la tasa de descuento empleada coincide con el coste medio ponderado del capital (WACC, del inglés Weighted Average Cost of Capital) con el objetivo de reflejar el coste que debe soportar el propietario del sistema fotovoltaico al utilizar los recursos financieros antes descritos. Este coste medio ponderado del capital dependerá de la participación del capital privado con la rentabilidad requerida y del capital externo al tipo de interés aplicable, variando en función de la proporción de recursos financieros elegidos.

No cabe duda que dependiendo de la financiación a la que una determinada inversión fotovoltaica esté sujeta, se obtendrán diferentes resultados, si bien es cierto, que los niveles de rentabilidad de las plantas fotovoltaicas instaladas en España en el periodo en cuestión, solían ser muy similares, puestos que el diseño estaba muy estandarizado, los costes de instalación solían oscilar en un margen muy reducido y la financiación no solía diferir notoriamente entre las inversiones.

Según lo esbozado en la figura 2.4 anterior, para la planta objeto de estudio, el plan de negocio de esta inversión se realizó mediante un modelo de Leasing Mobiliario, en el que el cliente financió el 90% del coste total con capital externo, es decir, un préstamo financiero a largo plazo (12 años más uno de carencia), y el saldo restante (10%) fue aportado por el propio cliente. Resulta llamativo el alto

apalancamiento de esta inversión, que seguía la práctica generalizada para este tipo de inversiones, donde los bancos otorgaban ciertas facilidades a la obtención de crédito, debido a que, a priori era una inversión garantizada por la propia instalación, por su producción y por la garantía personal del pequeño inversor que avalaba con su patrimonio la operación, como es este caso, así como por el marco favorable de retribución existente que, en una primera instancia, tenía un riesgo mínimo al encontrarse promovida y respaldada por la propia administración.

En cuanto al término de energía, se ha tomado como referencia que la planta, en líneas generales, generará la energía estimada en la tabla 2.2, y suponiendo una tasa de degradación anual del 0,8% (Jordan et al., 2016).

Partiendo de la información real suministrada por el propietario de la instalación fotovoltaica, en la tabla 2.3 se enumeran los valores asignados a las variables que influyen en las estimaciones de rentabilidad considerando el modelo de negocio aquí contemplado.

Tabla 2.3 – Valores asignados a los factores más influyentes en el plan de negocio de la inversión FV

Factores	Valor
Rendimiento Anual (Y_{F_anual})	1885 kWh/kWp/año
Coste Unitario de Inversión inicial de la planta (PV_{IN_kW})	6670.32 € kWp
Capital Externo (Préstamo) (PV_{CAPEX})	90% (% PV_{IN})
Capital Propio (PV_{EQ})	10% (% PV_{IN})
Precio de venta de la energía FV generada (Tarifa regulada antes de impuestos) (p_u)	0,440381 € kWh
IVA 2007-2010	16 %
IVA 2010-2012	18 %
IVA 2012 -actualidad	21 %
Incremento anual del precio de venta de la electricidad (ϵ_{pu})	2 %
Coste anual de Operación y Mantenimiento (Porcentaje anual referido a la inversión inicial) ($PV_{OPEX}(N)$)	2,3 %
Incremento anual del coste de Operación y Mantenimiento (ϵ_{OPEX})	2 %
Degradación anual de la potencia FV (r_d)	0,8 %
Tasa de descuento nominal (d)	4,58 %
Tasa del interés del préstamo (i_l)	TAE+0,9%
Duración del préstamo (N_l)	12 años +1 carencia
Tasa de retribución del dividendo (d_i)	4 %
Vida útil de la planta (N)	25 años

Las estimaciones resultantes para el año 2007, punto de partida del proyecto, se recogen en la tabla 2.4, donde los criterios clásicos de rentabilidad económica son positivos y el coste unitario de la electricidad generada a partir del sistema analizado es $LCOE_{2007}=0,3491$ €/kWh, que se encuentra dentro de los márgenes de estudios teóricos para el caso de España en el año seleccionado que han sido publicados en la literatura (Talavera et al., 2016). Comparando este $LCOE_{2007}$, que va a ser constante durante la operación de la planta, con el FiT existente en 2007, resultante de la tarifa retributiva asignada en el RD661/2007 de 0,44081 €/kWh, que representa el ingreso unitario por venta de energía, se puede vislumbrar un escenario de competitividad en costes y aparente rentabilidad.

Tabla 2.4 – Estimaciones de rentabilidad y costes de generación bajo el modelo de negocio considerado

Estimación en 2007	
TIR	10,14 %
VAN	482.204 €
$LCOE_{2007}$	0,3491 €/kWh

2.3 LABORATORIO EXPERIMENTAL DE LA PLANTA FV

La planta FV que ha sido utilizada como campo de pruebas para obtener los resultados obtenidos en la presente Tesis Doctoral, al igual que la gran mayoría de los sistemas que se acogieron al RD 661/2007, fue concebida y ejecutada exclusivamente como un mero sistema productivo, en términos económicos.

Desde el punto de vista reglamentario, la única legislación de base utilizada en su diseño y ejecución fue el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), junto con sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002), así como el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión (Ministerio de Economía, 2000). Asimismo, eran de aplicación el Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (Ministerio de Economía, 2001), la Instrucción de 21 de Enero de 2004 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red (Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico (Junta de Andalucía), 2004) y el Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración (Ministerio de Economía, 2004). La Instrucción de 12 de Mayo de 2006, de la

Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria de la Instrucción de 21 de Enero de 2004, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red también era de aplicación (Consejería de Innovación Ciencia y Empresa, 2006).

En el caso que nos atañe, el único sistema de medida dispuesto en la planta desde su puesta en marcha es el telecontador de energía AC (precisión típica $\pm 0,5\%$), homologado por la compañía eléctrica a la que factura su producción y que ha sido el único dispositivo disponible para evaluar la bondad del sistema desde sus primeros días de operación.

Esa falta de costumbre a la hora de incorporar sistemas de monitorización y/o evaluación, acogidos a norma específica de FV, durante esta etapa del desarrollo de la tecnología en nuestro país fue causada, muy probablemente, por dos motivos: el primero de ellos, el desconocimiento del funcionamiento real de la tecnología por parte de promotores y propietarios, así como de gran parte de los instaladores y operadores del sistema, lo que provocaba una minusvaloración de la importancia de realizar un correcto seguimiento de la operación de la misma y de las ventajas que esto conlleva. En segundo lugar, otra posible causa de esta ausencia es su alto coste relativo en esas fechas con respecto al precio final de la instalación (Van Dyk et al., 2005).

Los trabajos de acondicionamiento de la planta, para su transformación en un laboratorio experimental, comenzaron en septiembre de 2015 y el objetivo final de los mismos fue por un lado adaptar la instalación para que se pudieran realizar con fiabilidad y seguridad los experimentos y pruebas propuestos en la norma IEC 62446 (International Electrotechnical Commission, 2009a), en el protocolo para test periódicos publicado por el Joint Research Centre (Blaesser, G., Munro, 1996) y que, además, la instalación cumpliera al menos los requisitos mínimos definidos por el Pliego de Condiciones Técnicas publicado por el Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE) para este tipo de sistemas (IDAE, 2011). La otra justificación radica en poder llevar a cabo los experimentos conducentes a la obtención de algunos de los resultados esperados de esta tesis.

Entre todas las tareas y trabajos realizados se destacan (ver también fig. 2.5):

- Puesta en marcha de interruptor de 250A de corte en alterna con toroidal y relé diferencial para protección.
- Colocación de bases de fusibles y fusibles en los polos negativos de todas las cajas de continua, así como la conexión de estos elementos a protección de descarga de sobretensiones.

- Identificación de un lugar representativo de todo el generador FV para la instalación de un cuadro de interperie que alimente y proteja a un sistema de monitorización para la recogida de datos de la planta.
- En ese lugar representativo, instalación de una ampliación de estructura de acero galvanizado con capacidad de albergar módulos calibrados que sirvan como sensores para la medida de las condiciones de operación.

De manera paralela, se diseñó e instaló un sistema de monitorización, acorde a los recursos disponibles, que permitiera al menos realizar medida de los parámetros medioambientales y eléctricos recomendados por la norma IEC 61724:2000 (International Electrotechnical Commission, 2000) que era la versión de la norma vigente en el momento de actuación en 2015. La IEC publicó en 2017 una nueva versión de la misma (International Electrotechnical Commission, 2017), aunque las modificaciones propuestas no han afectado significativamente a la validez de las decisiones adoptadas ni a los resultados obtenidos en el marco de esta Tesis Doctoral.

La aplicación de esta norma a los datos experimentales obtenidos durante un suficiente tiempo de operación nos permitirían obtener resultados y conclusiones del estado real de la planta como las que se ofrecen en (Drif et al., 2007) y (Lorenzo et al., 2013), y que serán ampliamente discutidas en el capítulo de resultados.

El sistema de monitorización que finalmente se implementó está compuesto por los elementos descritos a continuación (ver figura 2.6).

Para la medida de la irradiancia efectiva incidente (G_{eff}) y de la temperatura de operación de la célula (T_c) se procedió a la calibración en un laboratorio homologado de reconocido prestigio (CIEMAT, 2018) de dos módulos FV de igual año de fabricación e idénticas características a los que conforman el sistema, y que estaban reservados desde la puesta en marcha de la planta para posibles tareas de mantenimiento que implicaran sustitución de módulos.

Cortocircuitando uno de ellos con una resistencia shunt de 10A/60mV (clase 0,5) y disponiéndose de manera coplanar al generador FV, se ha conseguido un sensor de irradiancia que logra eliminar los efectos derivados de las diferencias de respuesta angular y espectral que se habrían producido de utilizar otro tipo de dispositivo u opción (Abella et al., 2003).



Figura 2.5 – Detalle de los trabajos de acondicionamiento realizados a la planta inicial (izquierda) y sus resultados finales (derecha)

Con respecto a la elección del tipo sensor que se utilizaría para la medida de la temperatura de módulo, se evaluaron dos posibles opciones. La primera de ellas, su

obtención de manera indirecta a partir de la medida de tensión de circuito abierto del otro módulo calibrado, tal y como se recomienda en (Martínez-Moreno; et al., 2012). La segunda, la medida directa de la temperatura posterior de un módulo del generador FV, situado en un lugar representativo de la planta (García et al., 2015), utilizando un sensor adhesivo tipo termopar tipo K con una conductividad térmica superior a $500 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$. Ambas opciones son comúnmente aceptadas por la comunidad científica y presentan ventajas e inconvenientes (Mora Segado et al., 2015). Dadas las características de entrada del equipo de adquisición de datos, se escogió finalmente la segunda. Para el caso de la temperatura ambiente (T_{amb}), se seleccionó un sensor de iguales características al empleado para la temperatura de célula, situándolo a la sombra, en un lugar ventilado, muy cercano al primero.



Figura 2.6 – Detalle parcial del sistema de monitorización instalado

La monitorización de la potencia en continua (DC) a la entrada del inversor se ha obtenido como el producto instantáneo de la tensión del generador FV ($V_{\text{DC,GFV}}$) y

de la corriente de entrada al inversor ($I_{DC,GFV}$). Para la medida de $V_{DC,GFV}$ se ha utilizado un sensor industrial programable del fabricante Circutor, modelo DH96-CPM, configurado como divisor de tensión, que acondiciona la medida a los márgenes de entrada del sistema de adquisición de datos (600 V/10 V). Para la medida de $I_{DC,GFV}$ se ha insertado en el circuito de continua, cerca de los elementos de corte y protección DC, situados en la caseta donde se encuentra el inversor, una resistencia shunt 500A – 150 mV (clase 0,5).

La monitorización de la potencia alterna (AC) se realiza gracias a un vatímetro trifásico industrial, del fabricante Circutor (modelo CW-TAN), que nos proporciona la medida de la potencia activa trifásica en un sistema que, en un principio no tiene por qué ser desequilibrado. Este dispositivo ofrece una salida analógica en forma de bucle de intensidad 0-20 mA proporcional a esa potencia, transformada a tensión gracias a una resistencia de precisión del 1%. El equipo mide de manera directa las tensiones entre cada una de las fases y neutro, y con el objeto de adaptarse a los niveles de entrada en corriente, se complementa el sistema de medida con tres transformadores de intensidad 200/5 (clase 3).

Con un tiempo de muestreo de un minuto, salvo durante los periodos en que se realizaron campañas experimentales de caracterización en potencia del sistema, durante las que se redujo el tiempo de muestreo a 30 segundos, las variables medioambientales y eléctricas anteriormente descritas fueron medidas y registradas utilizando un sistema de adquisición de datos comercial, del fabricante Graphtec (modelo midi LOGGER GL220), el cuál se programó para generar un fichero por cada día de registro.

Al no disponer de conexión a internet en la planta, la recuperación de los datos se realizó de manera manual, una vez por semana, durante todo el periodo bajo estudio.

2.4 DESCRIPCIÓN DE LA CAMPAÑA EXPERIMENTAL

Finalizados los trabajos de adecuación de la planta, se ha realizado una amplia campaña experimental, con una duración total de más de dos años, y que ha permitido obtener los datos empíricos que han dado sustento a los resultados que se presentan y la de otros trabajos científicos, que aún se encuentran en fase de realización, y que se enmarcan en futuras líneas de trabajo.

Una guía básica a la hora de definir las actividades que se ejecutaron en la planta durante la campaña experimental ha sido la Tesis Doctoral realizada, en el

seno del grupo de Sistemas del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM), por D. Francisco Martínez Moreno (Martínez-Moreno, 2012). En este caso, la diferencia radica en que en este documento fueron definidos como ensayos de corta duración y en este caso, los trabajos cuyos resultados se presentan en el siguiente capítulo, se han realizado de manera continuada, con el objetivo de evaluar su repetitividad en el tiempo o su varianza en función de las condiciones ambientales de operación.

Un primer paso para caracterizar en potencia el generador FV del sistema, y sus niveles de degradación, ha consistido en la obtención de la curva característica V-I a sol real de cada una de las series (strings) de módulos FV que lo conforman. Durante el periodo de realización de la Tesis, se han acometido tres ensayos experimentales de medida de la potencia de los 32 strings (septiembre 2016, marzo 2017 y mayo 2018), siguiendo las recomendaciones indicadas en la norma IEC 60904-1 e IEC 61829 (International Electrotechnical Commission, 2015, 2006).

Para que los resultados de los tres ensayos fueran comparables, se intentó evitar que distintos niveles de suciedad en el generador FV pudieran condicionar la fiabilidad del experimento (Lorenzo et al., 2014). Para ello, se eligieron días posteriores a periodos de lluvia en la zona. Posteriormente, tanto las curvas completas como los parámetros de interés se trasladaron a CEM utilizando tanto el método definido por la norma de la IEC 60891 (International Electrotechnical Commission, 2009b), como otros comúnmente utilizados por la comunidad científica (Araujo and Sánchez, 1982; Firman, A., Toranzos, V., Busso, A. Cadena, C., Vera, 2011; Fuentes et al., 2007; Humada et al., 2016; Osterwald, 1986). Para facilitar el procesamiento de los datos experimentales se utilizó una herramienta de libre distribución desarrollada por el grupo IDEA de la Universidad de Jaén (Montes-Romero et al., 2016).

A partir de estos datos, que fueron comparados con los proporcionados por el fabricante en su hoja de características (Lopez-Garcia and Sample, 2018), también se realizaron estudios de degradación tal y como se describen en (Sánchez-Friera et al., 2011; Smith et al., 2012). Es destacable indicar que durante el periodo a estudio, el valor absoluto de la degradación de cada uno de los parámetros de interés se mantuvo por debajo de la incertidumbre del equipo de medida. Más aún, si se tiene en cuenta la incertidumbre asociada a su paso a CEM, de todos los strings de módulos, ninguno presentó una medida de degradación superior al 0,5% entre el primer y el tercer ensayo en ninguno de sus parámetros eléctricos característicos.

Durante las mismas fechas, se procedió a realizar un estudio termográfico exhaustivo de todo el generador FV cumpliendo con lo estipulado en el protocolo marcado por la norma IEC 62446 (International Electrotechnical Commission,

2009a). Durante la primera campaña experimental, y después de más de ocho años de funcionamiento, solo un 1,5% de los módulos de la planta presentaban problemas que podrían ser identificados como puntos calientes (Muñoz et al., 2008). Este número se ha mantenido constante durante las siguientes campañas experimentales.

Al contrario de lo que se argumenta en (Buerhop et al., 2012; García et al., 2014), no se ha podido determinar una relación directa entre la disminución de la potencia nominal en CEM de los strings con respecto a la potencia nominal indicada por el fabricante y la existencia de módulos con puntos calientes en la misma. Probablemente, el bajo número de módulos FV afectados sea la causa de esta discrepancia. Tampoco se detectó ninguna anomalía significativa cuando se obtuvo, de manera independiente, la curva característica de estos nueve módulos identificados con puntos calientes.

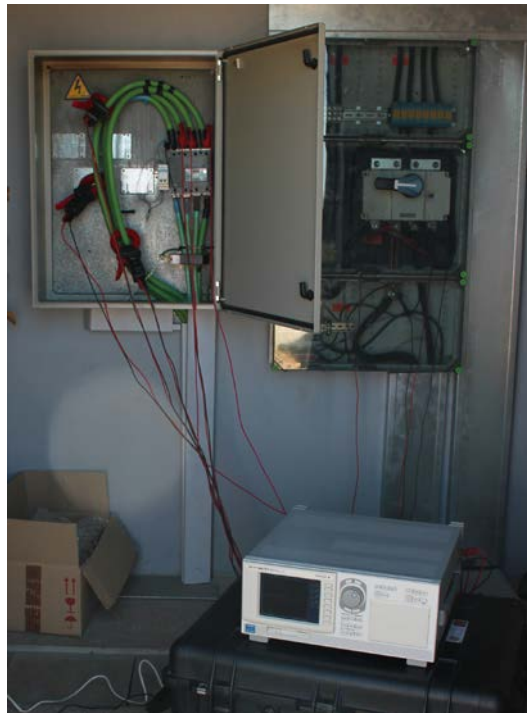


Figura 2.7 – Detalle del vatímetro instalado en la planta

Durante estas tres campañas, se amplió el análisis termográfico al resto de la instalación FV (cuadros de CC, CA e inversor), con el objeto de detectar posibles anomalías que pusieran en peligro su fiabilidad o durabilidad. Ningún defecto reseñable se ha constatado durante este análisis, lo que refuerza la idea de que, un sistema ejecutado originalmente de manera correcta desde el punto de vista de su

instalación eléctrica, presenta muchas posibilidades de funcionar correctamente durante todo el tiempo de vida útil del mismo.

Dada la situación actual de la planta, ha sido imposible desarrollar estudios experimentales que permitieran cuantificar las pérdidas por sombreado implícitas en los sistemas con seguimiento (García et al., 2008). Análisis teóricos realizados utilizando herramientas de simulación (Abella and Chenlo, 2006; Fartaria and Pereira, 2013) ofrecen estimaciones de pérdidas inferiores al 2%.

En marzo de 2017 se instaló por primera vez en la planta un vatímetro de alta gama, marca Yokogawa, modelo WT1600S, que cuenta con certificado de calibración emitido por el fabricante. El uso de equipamiento de medida comercial comúnmente utilizado por cualquier técnico del sector de la producción de energía eléctrica, dota de un matiz de independencia en la medida y caracterización de nuestros sistemas muy necesario para la tecnología FV (Lorenzo, 2008).

El equipo se ha tenido instalado en la planta durante un total de 231 días divididos en dos periodos (9/03/2017-17/04/2017 y 22/03/2018-30/09/2018). De este total de días, se han procesado aquellos en los que no ha existido ninguna incidencia reseñable, esto es, 180 en total. Estos días, en función de sus condiciones meteorológicas, han sido clasificados utilizando cuatro niveles (Excelente, Bueno, Normal y Malo) y durante los mismos, se ha medido, almacenado y procesado de manera simultánea, con un periodo de muestreo de 30 segundos, las variables eléctricas de interés (corriente y tensión de trabajo a la entrada del inversor así como tensión y corriente de cada una de las fases de conexión a red). Los resultados obtenidos nos han permitido alcanzar los siguientes hitos:

- Obtener de manera fiable las constantes experimentales de calibración de los sensores utilizados en el sistema de monitorización. Con posterioridad, analizar si estos equipos, que podrían denominarse como de “baja-media gama”, permiten obtener conclusiones sobre el funcionamiento del sistema FV tan fiables como el vatímetro utilizado.
- Caracterizar el generador FV completo utilizando los procedimientos descritos en (Lorenzo, 2008; Martínez-Moreno; et al., 2012) pero no solo en una campaña experimental corta y con unas condiciones meteorológicas que se podrían definir como ideales, sino en un conjunto de días lo suficientemente amplio y de condiciones climáticas muy diferentes.

- Caracterizar in situ el inversor de conexión a red siguiendo las recomendaciones y experimentos descritos en (Muñoz et al., 2011), analizando su variabilidad en función de las condiciones de operación.
- Validar durante un periodo de tiempo amplio las conclusiones obtenidas por el grupo de investigación en (Muñoz et al., 2016), tal y como se indica en (Lorenzo, E., et al. 2007), comparando posteriormente los resultados con los datos proporcionados por el telecontador de facturación.

Por último, y dentro también de la campaña experimental realizada, se ha procedido al procesamiento, análisis y evaluación de los datos obtenidos gracias al sistema de monitorización instalado en la planta, obteniéndose los índices de productividad y rendimiento definidos por la nueva norma IEC 61724:2017 (International Electrotechnical Commission, 2017)

2.5 REFERENCIAS

- (IEA) International Energy Agency, 2008. Trends 2007 in Photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007. IEA. Photovoltaic Power Systems Programme.
- Abella, M.A., Chenlo, F., 2006. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a red. Estimación de la energía generada (II). Era Solar. Energías Renov. 132, 52–66.
- Abella, M.A., Lorenzo, E., Chenlo, F., 2003. Effective irradiance estimation for PV applications, in: Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion. pp. 2085–2089.
- Almonacid, G., Muñoz, E., Baena, F., Pérez-Higueras, P., Terrados, J., Ortega, M.J., 2011. Analysis and Performance of a Two-Axis PV Tracker in Southern Spain. J. Sol. Energy Eng. 133, 011004. doi:10.1115/1.4003297
- Araujo, G.L., Sánchez, E., 1982. Analytical expressions for the determination of the maximum power point and the fill factor of a solar cell. Sol. Cells 5, 377–386. doi:10.1016/0379-6787(82)90008-4
- Bahrami, A., Okoye, C.O., Atikol, U., 2016. The effect of latitude on the performance of different solar trackers in Europe and Africa. Appl. Energy 177, 896–906. doi:10.1016/j.apenergy.2016.05.103
- Blaesser, G., Munro, D., 1996. Guidelines for the assessment of photovoltaic plants. Document C: Initial and periodic test on photovoltaic plants.

- Buerhop, C., Schlegel, D., Niess, M., Vodermayr, C., Weißmann, R., Brabec, C.J., 2012. Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 107, 154–164. doi:10.1016/j.solmat.2012.07.011
- CIEMAT, 2018. Laboratorio de calibración de módulos fotovoltaicos. [WWW Document]. URL www.ciemat.es/cargarLineaInvestigacion.do?identificador=1&idArea=1 (accessed 3.5.18).
- Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico (Junta de Andalucía), 2004. INSTRUCCION de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- Consejería de Innovación Ciencia y Empresa, 2006. INSTRUCCION de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria de la Instrucción de 21 enero de 2004. sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
- de La Hoz, J., Boix, O., Martín, H., Martins, B., Graells, M., 2010. Promotion of grid-connected photovoltaic systems in Spain: Performance analysis of the period 1998-2008. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 14, 2547–2563. doi:10.1016/j.rser.2010.07.059
- de Simón-Martín, M., Alonso-Tristán, C., Díez-Mediavilla, M., 2013. Sun-trackers profitability analysis in Spain. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 22, 1010–1022. doi:10.1002/pip.2347
- del Río González, P., del Río, P., 2008. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy* 36, 2907–2919. doi:10.1016/j.enpol.2008.03.025
- Drif, M., Pérez, P.J., Aguilera, J., Almonacid, G., Gomez, P., de la Casa, J., Aguilar, J.D., 2007. Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200kWp at Jaén University. Overview and performance analysis. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* 91, 670–683. doi:10.1016/J.SOLMAT.2006.12.006
- Eldin, S.A.S., Abd-Elhady, M.S., Kandil, H.A., 2016. Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions. *Renew. Energy* 85, 228–233. doi:10.1016/j.renene.2015.06.051
- Fartaria, T.O., Pereira, M.C., 2013. Simulation and computation of shadow losses of direct normal, diffuse solar radiation and albedo in a photovoltaic field with multiple 2-axis trackers using ray tracing methods. *Sol. Energy* 91, 93–101. doi:10.1016/j.solener.2013.02.008
- Firman, A., Toranzos, V., Busso, A. Cadena, C., Vera, L., 2011. Determinación del

Punto de Trabajo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red: Método Simplificado de Traslación Punto a Punto a Condiciones Estándar de Medida. *Av. en Energías Renov. y Medio Ambient.* 15, 1–8.

Fraunhofer ISE, 2015. Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems, Agora Energiewende. Study on behalf of Agora Energiewende. doi:059/01-S-2015/EN

Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D.L., Castro, M., 2007. Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Sol. Energy* 81, 1396–1408.

García, M., Marroyo, L., Lorenzo, E., Marcos, J., Pérez, M., 2015. Solar irradiation and PV module temperature dispersion at a large-scale PV plant. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 23, 1381–1389. doi:10.1002/pip.2518

García, M., Marroyo, L., Lorenzo, E., Marcos, J., Pérez, M., 2014. Observed degradation in photovoltaic plants affected by hot-spots. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 22, 1292–1301. doi:10.1002/pip.2393

García, M., Maruri, J.M., Marroyo, L., Lorenzo, E., Pérez, M., 2008. Partial shadowing, MPPT performance and inverter configurations: Observations at tracking PV plants. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 16, 529–536. doi:10.1002/pip.833

Gellings, R., Rutschmann, I., 2008. Limitless growth. *Phot. Int.* 4/2008, 32.

Huld, T., Cebecauer, T., Šúri, M., Dunlop, E.D., 2010. Analysis of one-axis tracking strategies for PV systems in Europe. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 18, 183–194. doi:10.1002/pip.948

Huld, T., Müller, R., Gambardella, A., 2012. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Sol. Energy* 86, 1803–1815. doi:10.1016/j.solener.2012.03.006

Huld, T., Sári, M., Dunlop, E.D., 2008. Geographical Variation of the Conversion Efficiency of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules in Europe. *Prog. Photovolt Res. Appl.* 16, 595–607. doi:10.1002/pip.846

Humada, A.M., Hojabri, M., Mekhilef, S., Hamada, H.M., 2016. Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 56, 494–509. doi:10.1016/j.rser.2015.11.051

IDAE, 2011. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. España.

- International Electrotechnical Commission, 2017. IEC 61724-1:2017. Photovoltaic system performance – Part 1: monitoring.
- International Electrotechnical Commission, 2015. IEC 61829. Photovoltaic (PV) array - On-site measurement of current-voltage characteristics.
- International Electrotechnical Commission, 2009a. IEC 62446. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- International Electrotechnical Commission, 2009b. IEC 60891. Photovoltaic devices. Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics.
- International Electrotechnical Commission, 2006. IEC 60904-1. Photovoltaic devices. Part 1: Measurements of photovoltaic current-voltage characteristics.
- International Electrotechnical Commission, 2000. IEC 61724. Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis. Geneva.
- Jones-Albertus, R., Feldman, D., Fu, R., Horowitz, K., Woodhouse, M., 2016. Technology advances needed for photovoltaics to achieve widespread grid price parity. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 24, 1272–1283. doi:10.1002/pip.2755
- Jordan, D.C., Kurtz, S.R., VanSant, K., Newmiller, J., 2016. Compendium of photovoltaic degradation rates. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* doi:10.1002/pip.2744
- Lomas, J.C., Muñoz-Cerón, E., Nofuentes, G., de la Casa, J., 2018. Sale of profitable but unaffordable PV plants in Spain: Analysis of a real case. *Energy Policy* 117, 279–294. doi:10.1016/j.enpol.2018.03.014
- Lopez-Garcia, J., Sample, T., 2018. Evolution of measured module characteristics versus labelled module characteristics of crystalline silicon based PV modules. *Sol. Energy* 160, 252–259. doi:10.1016/j.solener.2017.12.018
- Lorenzo, E., Martinez, F., Muñoz, J., Narvarte, L., 2007. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IX). Predicción y ensayo de la producción de energía fotovoltaica conectada a la red. *Era Sol.* 139, 22–31.
- Lorenzo, E., 2008. Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (XI). Visiones del gato. *Era Sol.* 143, 1422.
- Lorenzo, E., Moretón, R., Luque, I., 2014. Dust effects on PV array performance: In-field observations with non-uniform patterns. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 22, 666–670. doi:10.1002/pip.2348

- Lorenzo, E., Zilles, R., Moretón, R., Gómez, T., Martínez de Olcoz, A., 2013. Performance analysis of a 7-kW crystalline silicon generator after 17 years of operation in Madrid. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 22, 1273–1279. doi:10.1002/pip.2379
- Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., Muñoz, J., Moretón, R., 2012. On the testing of large PV arrays. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 20, 100–105. doi:10.1002/pip.1102
- Martínez-Moreno, F., 2012. Caracterización y modelado de grandes centrales fotovoltaicas. Universidad Politécnica de Madrid.
- Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2002. Real Decreto 842/2002. Reglamento electrotécnico para baja tensión. España.
- Ministerio de Economía, 2004. 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.
- Ministerio de Economía, 2001. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ministerio de Economía, 2000. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Montes-Romero, J., Torres-Ramírez, M., De La Casa, J., Firman, A., Cáceres, M., 2016. Software tool for the extrapolation to Standard Test Conditions (STC) from experimental curves of photovoltaic modules, in: *Proceedings of 2016 Technologies Applied to Electronics Teaching, TAEE 2016*. doi:10.1109/TAEE.2016.7528252
- Mora Segado, P., Carretero, J., Sidrach-de-Cardona, M., 2015. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 23, 1267–1282. doi:10.1002/pip.2549
- Muñoz, J., Lorenzo, E., Martínez-Moreno, F., Marroyo, L., García, M., 2008. An investigation into hot-spots in two large grid-connected PV plants. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 16, 693–701. doi:10.1002/pip.844
- Muñoz, J., Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., 2011. On-site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 19, 192–201. doi:10.1002/pip.997
- Muñoz, J.V., Nofuentes, G., Fuentes, M., de la Casa, J., Aguilera, J., 2016. DC energy yield prediction in large monocrystalline and polycrystalline PV plants:

- Time-domain integration of Osterwald's model. *Energy* 114, 951–960.
doi:10.1016/j.energy.2016.07.064
- Oiroli, A., Di Gangi, A., 2014. Review of the energy and economic parameters involved in the effectiveness of grid-connected PV systems installed in multi-storey buildings. *Appl. Energy* 113, 955–969.
doi:10.1016/j.apenergy.2013.08.014
- Osterwald, C.R., 1986. Translation of device performance measurements to reference conditions. *Sol. Cells* 18, 269–279.
- Rogol, M., Song, J., 2008. Refining benchmarks and forecast. *Phot. Int.* 1/2008, 84.
- Sánchez-Friera, P., Piliouguine, M., Peláez, J., Carretero, J., Cardona, M.S. de, 2011. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 19, 658–666. doi:10.1002/pip.1083
- Short, W., Packey, D.J., Holt, T., 1995. A manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, NREL/TP-462-5173. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado (USA).
- Smith, R.M., Jordan, D.C., Kurtz, S.R., 2012. Outdoor PV module degradation of current-voltage parameters, in: *World Renewable Energy Forum, WREF 2012, Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conferen.* pp. 2547–2554.
- Sumathi, V., Jayapragash, R., Bakshi, A., Kumar Akella, P., 2017. Solar tracking methods to maximize PV system output - A review of the methods adopted in recent decade. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 74, 130–138.
doi:10.1016/j.rser.2017.02.013
- Šúri, M., Huld, T.A., Dunlop, E.D., Ossenbrink, H.A., 2007. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Sol. Energy* 81, 1295–1305. doi:10.1016/j.solener.2006.12.007
- Talavera, D.L., de la Casa, J., Muñoz-Cerón, E., Almonacid, G., 2014. Grid parity and self-consumption with photovoltaic systems under the present regulatory framework in Spain: The case of the University of Jaén Campus. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 33, 752–771. doi:10.1016/j.rser.2014.02.023
- Talavera, D.L., Muñoz-Cerón, E., de la Casa, J., Ortega, M.J., Almonacid, G., 2011. Energy and economic analysis for large-scale integration of small photovoltaic systems in buildings: The case of a public location in Southern Spain. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 4310–4319. doi:10.1016/j.rser.2011.07.119
- Talavera, D.L., Muñoz-Cerón, E., Ferrer-Rodríguez, J.P., Nofuentes, G., 2016. Evolution of the cost and economic profitability of grid-connected PV

investments in Spain: Long-term review according to the different regulatory frameworks approved. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 66, 233–247. doi:10.1016/j.rser.2016.08.012

Talavera, D.L., Muñoz-Cerón, E., Ferrer-Rodríguez, J.P., Pérez-Higueras, P.J., 2019. Assessment of cost-competitiveness and profitability of fixed and tracking photovoltaic systems: The case of five specific sites. *Renew. Energy* 134, 902–913. doi:10.1016/j.renene.2018.11.091

Unión Fotovoltaica Española (UNEF), Asociación de la industria fotovoltaica, 2008. Hacia un suministro sostenible de electricidad. La Energía Solar Fotovoltaica en España. Informe anual 2008. ASIF - UNEF.

Van Dyk, E.E., Gxasheka, A.R., Meyer, E.L., 2005. Monitoring current-voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules. *Renew. Energy* 30, 399–411. doi:10.1016/j.renene.2004.04.016

Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., 2015. PV LCOE in Europe 2014-30. Final Report. *Photovolt. Technol. Platf.* 15.

3

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Tomando como base el escenario experimental descrito anteriormente, en este capítulo se recopilan los principales resultados obtenidos en el marco de la presente Tesis Doctoral, así como se expone una breve discusión sobre los mismos.

Estos resultados se articulan en dos grandes líneas de trabajo que guardan una interrelación y dependencia entre sí.

En primer lugar, se exponen aquellos hitos alcanzados relacionados con el ámbito técnico energético de la planta FV objeto de estudio, interpretándose los resultados más relevantes obtenidos de la medida de la planta tras un tercio de su vida útil y de una caracterización de la misma.

Estos resultados serán fundamentales para poder emitir cualquier disertación en relación a la segunda línea de trabajo, que versa sobre la influencia que ha tenido los sucesivos cambios legislativos en España en la rentabilidad y factibilidad de la inversión en proyectos FV ya existentes, destacando adicionalmente la obtención de peores resultados a nivel energético debido a la influencia negativa que las operaciones de mantenimiento tienen en el rendimiento económico de la planta.

3.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA TRAS UN TERCIO DE VIDA ÚTIL

En esta sección se procederá a describir y desgranar en primer lugar el funcionamiento de la planta fotovoltaica transcurrido más de un tercio de su vida útil. Para ello, se utilizará la única colección de datos completos con los que se cuenta desde su puesta en marcha, esto es, las medidas de producción obtenidas directamente del contador homologado por la compañía eléctrica, previo a la inyección a red. Tal y como se ha mencionado, los resultados energéticos que a continuación se presentan han sido el principal soporte sobre los que se asientan las conclusiones más relevantes de los estudios económico-financieros descritos en el presente trabajo (Lomas et al., 2018; Muñoz-Cerón et al., 2018).

En posteriores apartados, se procederá a detallar los resultados y conclusiones obtenidas tras la exhaustiva campaña experimental descrita en el capítulo anterior y que vienen a avalar la idoneidad del uso de este set de datos tan simple para obtener conclusiones fiables sobre el estado real de la planta.

La planta fotovoltaica objeto de estudio fue recepcionada en octubre de 2007, pero los datos experimentales energéticos correspondientes al periodo noviembre-diciembre de ese año han sido rechazados de cualquier análisis debido al gran número de paradas técnicas, propias de un proceso de ajuste y optimización, que se produjeron durante los primeros meses de operación. Por lo tanto, a todos los efectos, el análisis energético de este estudio comienza a partir de enero de 2008, donde se han utilizado, en una primera instancia, los datos eléctricos medidos a la salida del contador de energía, que son los que posteriormente usará la compañía distribuidora para la asignación de la retribución pertinente.

Si se observa la energía generada por el sistema durante el primer quinquenio de funcionamiento (véase la Figura 3.1), el método simplificado utilizado por el promotor de la central en el que, para el análisis del escenario de rentabilidad económica se determinó la producción de la planta prácticamente estimando una cantidad de energía grosso modo, por comparación con proyectos similares (ver tabla 2.2), confirma que estas estimaciones propias en cuanto a productividad son razonablemente aceptables, planteando incluso un escenario ligeramente conservador, ya que los resultados finales obtenidos mejoran las predicciones de producción energética.

Adicionalmente, estas diferencias entre la estimación inicial y la producción de una planta FV cualquiera, se encuentran dentro de la incertidumbre aceptable definida por algunos autores (Müller et al., 2015). En el caso que nos atañe, la subestimación

que estos autores mencionan es especialmente evidente en el desempeño de la planta en el año 2009.

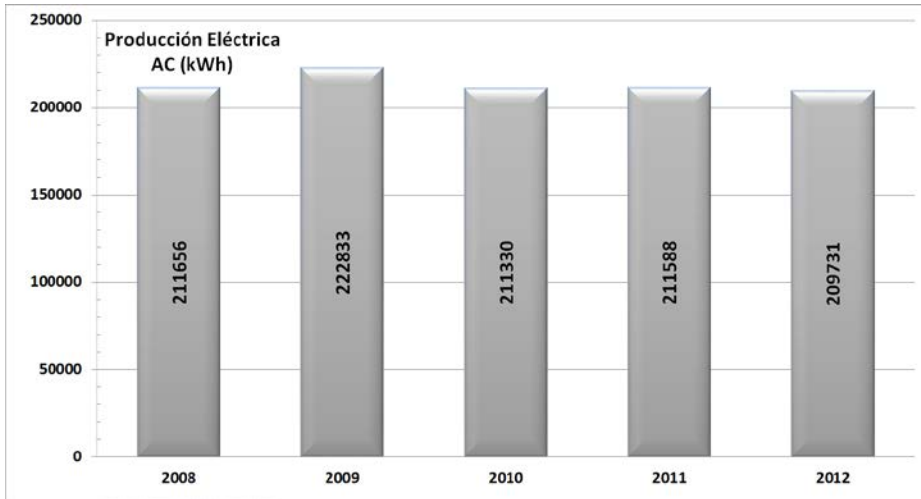


Figura 3.1. – Producción eléctrica de la planta en el primer quinquenio de vida útil.

Del mismo modo que la comparación a nivel anual, también puede observarse que la energía mensual pronosticada coincide, dentro de una horquilla aceptable, con los datos reales de producción medidos para cada mes (Figura 3.2).

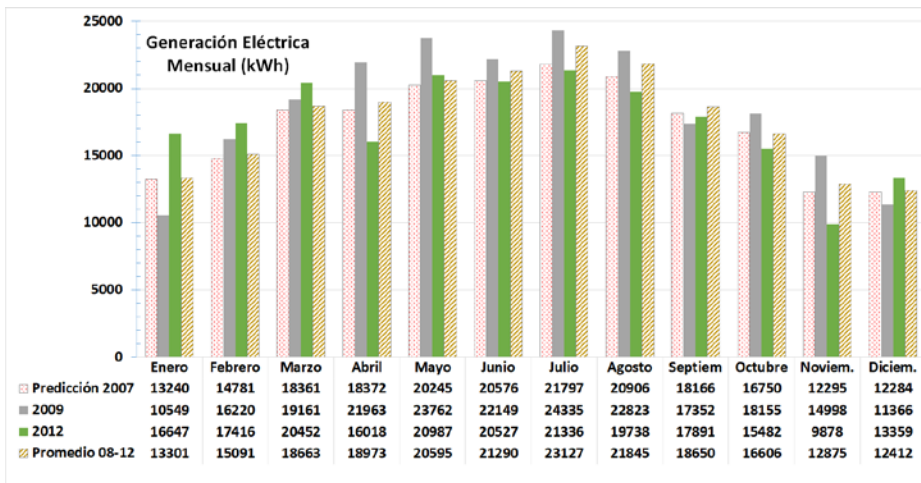


Figura 3.2. – Producción eléctrica desagregada por meses y comparativa con la predicción inicial.

Para finalizar la justificación del cumplimiento de las expectativas de la planta en términos energéticos, a pesar de la estandarización del diseño, los resultados anuales

se han comparado con las otras dos plantas fotovoltaicas que forman parte de la agrupación solar localizada en las inmediaciones, y que tienen la misma potencia máxima, pero fueron promovidas, diseñadas e implementadas por diferentes actores. Estos sistemas, cuya disposición se puede observar en la figura 2.1 del capítulo anterior, utilizaban el mismo tipo de seguidor solar, pero se ejecutaron utilizando diferente tecnología de módulo FV (en este caso, silicio mono cristalino).

En la Figura 3.3 se muestran los resultados de producción anual del periodo 2008-2012 para los tres sistemas. Se observa que todos presentan durante este periodo una producción eléctrica por encima de las expectativas de negocio y que es prueba, pese a la mencionada estandarización, de un diseño correcto, una selección de componentes adecuada y por último, y no menos importante, una buena ejecución material de la instalación, confirmando por tanto, los altos niveles de fiabilidad que presenta esta tecnología cuando se cumplen estos requisitos. La estandarización de este tipo de diseños solares que de facto se implantó en España durante los años 2007-2008, refuerzan más la idea que estas instalaciones se acercan más a un producto financiero que a una solución energética.

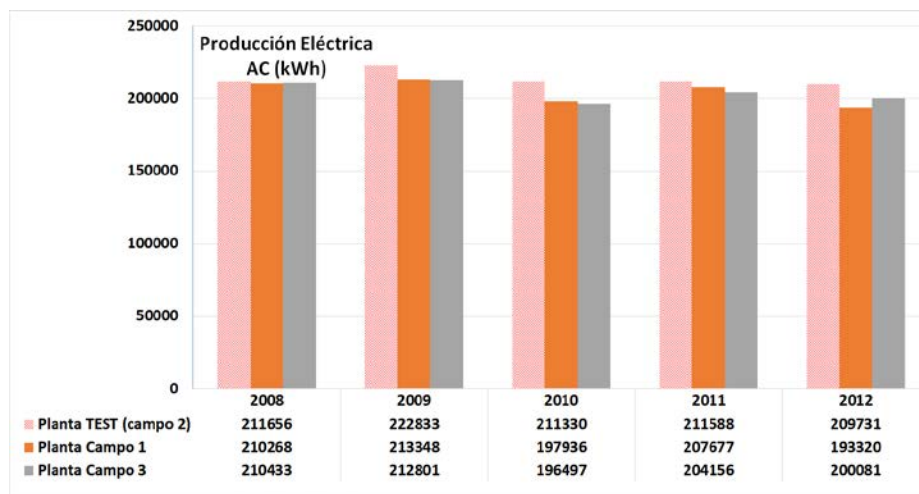


Figura 3.3. – Comparativa de producción entre las plantas FV de la agrupación solar La Calerilla

Este escenario energético positivo concuerda también con el rendimiento energético anual de otras instalaciones fotovoltaicas similares publicados por otros autores (Huld et al., 2010; Koussa et al., 2011). No obstante, es importante destacar que estos resultados sólo muestran el rendimiento de la planta en un período en el que se mantuvo, preventiva y correctivamente, en un estado óptimo.

A la luz de lo expuesto, se puede afirmar que el sistema fotovoltaico objeto de estudio ha cumplido las expectativas energéticas según las estimaciones del promotor, recogidas en su plan de negocio.

No obstante, a pesar de los buenos resultados iniciales de operación de la planta, en el siguiente quinquenio de funcionamiento, a partir del año 2013 (ver figura 3.4), se comienza a invertir esta tendencia de sobreestimación de la producción eléctrica, y su consiguiente rendimiento económico, con respecto a lo inicialmente previsto, observándose una reducción progresiva de la energía generada por el sistema, que se hace especialmente dramática en 2015. Este punto de inflexión tuvo su origen en la rotura de varios motores de seguimiento, y que no fueron reparados, entre otras causas, por la descatalogación de estos trackers, pero principalmente por falta de liquidez del propietario de la instalación que no podía mantener el protocolo de operación y mantenimiento programado inicialmente. En la actualidad, las estructuras que sirven de soporte a los módulos están fijas, con la inclinación ya definida inicialmente y orientadas al sur, a la espera de un marco regulatorio más favorable que, al menos, justifique la necesidad de invertir en dichas tareas de mantenimiento correctivo sin que afecte a la liquidez anual de la inversión. Este aspecto en particular será uno de los analizados en la sección de resultados económicos, como ejemplo de la influencia que una legislación tiene, en particular la española, sobre la productividad de las plantas fotovoltaicas y su indirecta inducción a un abandono de facto de las tareas de operación y mantenimiento correctivo.

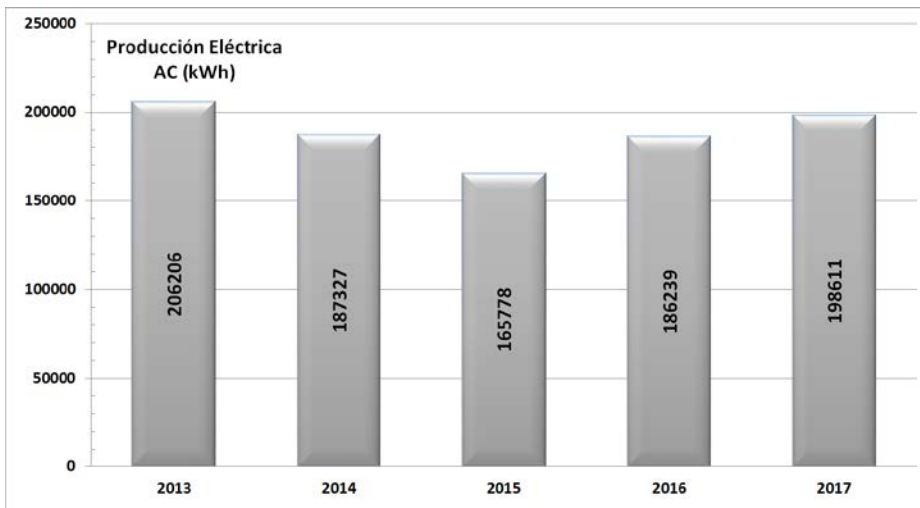


Figura 3.4. – Producción eléctrica de la planta en el segundo quinquenio de su vida útil

Utilizando como base los datos proporcionados por el contador que se han mostrado en las figuras anteriores, se puede obtener la relación de comportamiento (PR, del inglés performance ratio), y el índice de productividad final. La tabla 3.1 muestra la consistencia de los datos teóricos estimados durante la fase de diseño y los valores reales de funcionamiento, mermados parcialmente por las condiciones de operación y mantenimiento antes mencionadas. Cabe destacar que, para el cálculo del PR, el valor de irradiación anual del lugar objeto de la instalación y para una configuración de seguimiento a un eje, ha sido de 2700 kWh/m², igual al considerado en el diseño inicial. Este dato, que no fue medido in situ, se obtuvo como una media aritmética de los valores ofrecidos por las fuentes de recurso solar consultadas a la hora de realizar el proyecto.

Tabla 3.1 - Resultados medios medidos del PR y de la productividad de la planta

	Periodo completo 2008-2017	Mejor Periodo 2008-2012	Peor Periodo 2013-2017	Estimaciones Iniciales
PR medio anual (%)	68,61	72,02	63,72	69,7
Productividad media anual (kWh/kWp/año)	1857,7	1950,18	1725,44	1885

En esta tabla no solamente se incluye todo el periodo completo analizado, sino también la diferencia entre el mejor quinquenio de funcionamiento (2008-2012) y el peor (2013-2017), que coincide con la falta de un protocolo de mantenimiento óptimo, luego se podrían analizar los efectos que la falta de estas tareas de O&M tienen sobre el rendimiento de la planta, probando que un procedimiento de Operación y Mantenimiento es necesario para maximizar el rendimiento de la planta en términos energéticos. No obstante, en posteriores secciones se analizará si las tareas de O&M son justificables desde un punto de vista económico.

La tabla 3.2 muestra un resumen más detallado, desglosado por años, de estos indicadores clave de desempeño del sistema (KPI, del inglés Key Performance Indicators), incluyendo adicionalmente información sobre la disponibilidad de la planta, y que se refiere al porcentaje de tiempo durante el año en cuestión en el que el sistema está en funcionamiento (PV O&M Working Group. NREL/Sandia/Sunspec Alliance SuNLaMP, 2016).

En resumen, aunque la estandarización en las fases de diseño e implementación de las plantas fotovoltaicas fue una tendencia en las instalaciones que se pusieron en marcha acogidas al RD 661/2007, el análisis de la producción de energía de la planta

muestra que, en este caso, las cifras de generación de energía superaron las expectativas iniciales, con excepción de los últimos años debido a una disminución de las tareas de O&M. Según el marco regulatorio existente en 2007, estos buenos datos de rendimiento energético deberían traducirse en un escenario muy rentable en términos económicos, ya que parten de una FiT favorable a la que se suscribió la instalación en este caso de estudio. No obstante, debido a los frecuentes cambios en el marco regulatorio en España, que han atacado no solo al mecanismo de retribución, sino también a la producción eléctrica de las plantas FV, la instalación analizada podría encontrarse en una situación de riesgo en cuanto a su rentabilidad y viabilidad de negocio, tal y como se analizará en secciones posteriores.

Tabla 3.2 - Principales KPIs de la planta fotovoltaica bajo estudio

	Productividad anual (kWh·kWp⁻¹·año⁻¹)	PR anual (%)	Disponibilidad (%)
2008	1933,99	71,42	98,12
2009	2036,12	75,20	99,73
2010	1931,01	71,31	99,19
2011	1933,37	71,40	99,90
2012	1916,41	70,78	91,94
2013	1884,20	69,59	97,04
2014	1711,69	63,21	97,44
2015	1514,78	55,94	94,08
2016	1701,75	62,85	99,44
2017	1814,79	67,02	99,52

Independientemente de la estandarización de los diseños FV, y de este caso particular, la buena sintonía entre las expectativas de generación eléctrica y los resultados medidos, parece adecuado discernir sobre la validez de las estimaciones de producción eléctrica que el promotor consideró en la etapa de diseño, máxime cuando la variedad y potencialidad de las herramientas de predicción del recurso solar y de operación del sistema en esa época dictan mucho de las que se disponen actualmente.

Para ello, se ha simulado el comportamiento del sistema FV bajo estudio haciendo uso de la última versión de las herramientas que ofrece el Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) (European Commission Joint Research Centre, 2018; Huld, Thomas; Pinedo-Pascua, Irene; Gracia-Amillo, 2017), que permiten estimar la producción eléctrica de este tipo de sistemas partiendo de datos de recurso solar procedentes de medidas de satélite.

De interés para nuestro caso de estudio, se ha simulado la producción horaria que un sistema fotovoltaico conectado a la red, con las mismas características, habría

producido anualmente durante el periodo 2007-2016, tomando como variables de entrada las condiciones de irradiancia y temperatura ambiente de la ubicación proporcionadas por la base de datos de radiación CMSAFT y suponiendo unas pérdidas estándar del sistema del 14%.

En la figura 3.5 se pueden observar los resultados de un análisis comparativo entre las estimaciones originales del promotor, la generación real de la planta y dos supuestos de simulación, uno con seguimiento y otro con inclinación óptima, con el objetivo de considerar los dos estados (periodos) de funcionamiento de la planta.

Destaca que el promedio de las diferencias relativas entre el valor de Y_{FINAL} que se estimó durante el diseño (1885 kWh/kWp) y el valor de Y_{FINAL} simulado por PVGIS para cada uno de los años a estudio de un sistema con seguimiento se sitúa alrededor del 5%. Este valor es inferior, por ejemplo, a algunas diferencias relativas en valores absolutos de irradiancia mensual en plano horizontal ofrecidos por distintas publicaciones para la ciudad de Madrid (Lorenzo, 2004).

Sin embargo, las diferencias entre las medidas reales de producción energética de la planta y las simulaciones de PVGIS bajo los dos escenarios supuestos, reducen esta diferencia a un rango de 1,3-1,7%

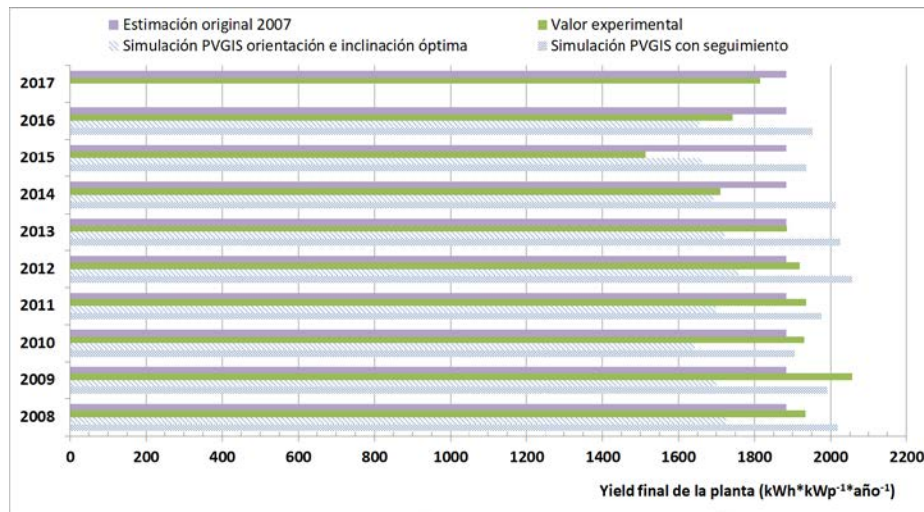


Figura 3.5. – Comparativa entre valores de productividad estimados, medidos y simulados

Por tanto, como un resultado tangencial obtenido en la presente tesis, podría afirmarse que esta nueva versión del PVGIS puede ser de mucha utilidad para inversores-propietarios, que sin un conocimiento exhaustivo de la tecnología, y que se encuentren en una situación parecida a la que se expone en el presente caso de estudio

y que no dispongan de un sistema de monitorización, quieran evaluar el comportamiento real de su planta en la última década. Se profundizará sobre esta idea en siguientes apartados y en las conclusiones y líneas futuras de la presente Tesis Doctoral.

3.2 RESULTADOS PRELIMINARES DE LA CAMPAÑA EXPERIMENTAL

Partiendo de la breve descripción del capítulo 2, sobre las acciones realizadas para convertir la planta en un laboratorio de ensayo, así como de los objetivos de la campaña experimental, en el presente apartado se expondrán los resultados más relevantes de los trabajos realizados.

La bondad de los resultados obtenidos se cuantificará usando índices estadísticos comúnmente utilizados por la comunidad científica fotovoltaica. En el caso que nos ocupa, se utilizarán de dos tipos:

a) Para analizar la repetitividad de los resultados inherentes a los experimentos realizados, se utilizará los índices valor promedio, desviación estándar y coeficiente de variación.

b) Para discernir sobre la bondad de la medida frente a un patrón, se utilizará el coeficiente de determinación (R^2), el índice de error medio (MBE, del inglés Mean Bias Error), el error cuadrático medio (RSME, del inglés Root Square Mean Error) y el valor promedio de las diferencias relativas.

3.2.1 Caracterización en potencia del generador FV

Para la obtención del valor en CEM de la potencia equivalente del generador FV a estudio, se han utilizado dos de los métodos propuestos por la literatura citados en el capítulo 2, y al menos, el primero de ellos, comúnmente utilizado por los ingenieros FV durante las tareas de supervisión y mantenimiento de los sistemas.

3.2.1.1 Curva V-I de cada string mediante equipo comercial

Utilizando un trazador de curvas comercial de alta gama, en concreto el modelo MP11 de la marca EKO, se ha procedido a la caracterización individualizada de cada uno de los treinta y dos strings que conforman el generador FV en tres ocasiones (septiembre de 2016, marzo de 2017 y mayo de 2018). En cada una de ellas, se adquirieron cinco curvas completas de cada uno de las strings entre las 11h y 17h de

un día sin nubes y posterior a periodos de lluvia en la zona. De manera simultánea a estas medidas, se anotó la temperatura de módulo y la irradiancia efectiva incidente en el plano del generador medida con el módulo calibrado dispuesto en la planta. Los datos experimentales fueron posteriormente tratados y las curvas trasladadas a CEM utilizando la herramienta y métodos enumerados en el capítulo 2.

Mencionar que no se han detectado diferencias significativas en los resultados obtenidos entre el primer y último experimento.

En la Figura 3.6 se muestra el valor de la potencia en CEM de cada una de las strings obtenido como el promedio de la aplicación de los diferentes métodos de traslación a las quince curvas experimentales de las que se disponen.

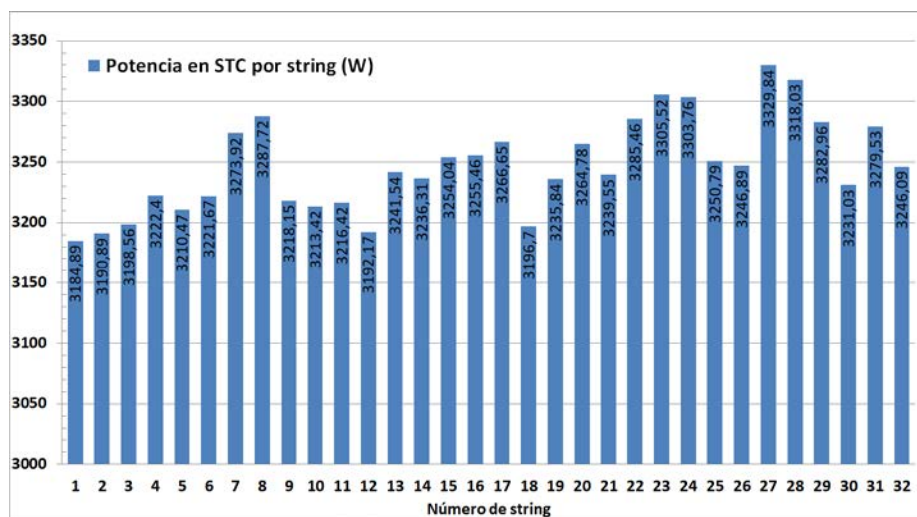


Figura 3.6. – Potencia en CEM de cada una de las series de módulos FV que conforman el generador.

Utilizando este procedimiento se obtiene que la potencia total del generador FV es de 103,9 kW_p, con una potencia promedio por string de 3247 W_p, una desviación estándar del conjunto de las series de 38,14 W y un Coeficiente de Variación del 1,2% sobre la potencia promedio.

Al carecer de flash-list de los módulos FV a su salida de fábrica, y siendo este el primer experimento de estas características que se realiza en el sistema objeto de estudio, se tendrá que suponer que la potencia original de cada una de las strings en el momento de la puesta en marcha de la planta era de 3420 W (18 módulos en serie por 190 W_p en CEM según hojas de características proporcionadas por el fabricante). Partiendo de este supuesto, la degradación promedio de cada strings ha sido del 5,1% con una desviación estándar del 1,1%.

3.2.1.2 Potencia equivalente en CEM del generador utilizando un vatímetro

Esta metodología de caracterización de generadores FV es una propuesta original del Grupo de Sistemas del Instituto de Energía Solar de la UPM y permite la caracterización completa de generadores FV, independientemente de la potencia de los mismos, utilizando un vatímetro.

Particularizando en el caso de estudio, tal y como se ha descrito detalladamente en el apartado 2.4 de la presente tesis, se ha realizado esta campaña experimental empleando un vatímetro comercial calibrado, de la marca Yokogawa (modelo WT1600S), cuya precisión para una frecuencia de 50Hz es de 0,1% de la lectura realizada + 0,05% del rango de medida. Adicionalmente a la capacidad de medida de potencia trifásica, este dispositivo cuenta con una entrada adicional para la medida de la potencia DC.

Conceptualmente, el experimento consiste en medir de manera simultánea, y con el mismo instrumento los valores: $G(i)$, $T_C(i)$, $P_{DC, EXPERIMENTAL}(i)$ y $P_{AC}(i)$ durante un rango de medidas instantáneas (i) . Posteriormente, para el cálculo de la Potencia en CEM del generador, se corregirán en temperatura cada uno de los valores de $P_{DC, EXPERIMENTAL}(i)$ utilizando la ecuación 3.1.

$$P_{DC, CORREGIDA}(i) = \frac{P_{DC, EXPERIMENTAL}(i)}{1 + \gamma * (T_C(i) - 25^\circ)} \quad (\text{ec. 3.1})$$

Donde:

- T_C es la temperatura de operación de la célula en grados centígrados
- $P_{DC, EXPERIMENTAL}$ es la P_{DC} medida por el equipo
- γ es el coeficiente de variación de la potencia del módulo FV con la temperatura. En el caso de estudio, según las hojas de características del fabricante, tiene un valor de $-0,43 \text{ \%}/^\circ\text{C}$.

Por último, se obtiene la Potencia en CEM del generador FV como la pendiente obtenida de la regresión lineal $P_{DC, CORREGIDA}$ en kWp en función de la irradiancia incidente (G) en kW/m².

Esta metodología presenta múltiples ventajas, siendo la más destacada que permite la caracterización del sistema en condiciones reales de operación y ofrece el valor de potencia CEM en función de múltiples medidas experimentales por lo que, estadísticamente, reduce el nivel de incertidumbre en el resultado. Adicionalmente, al utilizar un módulo de iguales características a los que componen el generador, para la

medida de la irradiancia, se asume que la G medida es también efectiva (G_{eff}) y por tanto, se obtendrá un valor de potencia que estará exento de las pérdidas directamente relacionadas con la respuesta espectral y el ángulo de incidencia. Igualmente, si el módulo calibrado lleva suficiente tiempo instalado en el sistema a estudio se puede asumir que las pérdidas por suciedad también son eliminadas.

Por otro lado, al realizarse la medida en bornes de entrada del inversor (único punto donde se puede medir la potencia total de un sistema con configuración de inversor central), se atribuyen al generador FV pérdidas que realmente no son suyas, por ejemplo, las inherentes al cableado o por el acoplamiento de los strings. Al estar el sistema en operación, también se cargan al generador FV las pérdidas relacionadas con un seguimiento del punto de máxima potencia que realiza el inversor.

Con respecto a la temperatura de célula experimental, en este método se asume que es representativa de la existente en todo el generador y que el coeficiente de variación de potencia se mantiene constante para todos los niveles de irradiancia. A pesar de que ambas cuestiones tendrían mucho que discutir (de la Parra et al., 2017; Faiman, 2008; Farr and Stein, 2014; Munoz Escribano et al., 2018), cabe recordar que las condiciones de medida en campo, más aún sobre sistemas productivos reales, distan mucho de las que se pueden disponer en un laboratorio.



Figura 3.7. – Un día de abril en la planta FV bajo estudio

Como se comentó en el capítulo 2, el vatímetro ha estado instalado en el sistema un total de 231 días, divididos en dos períodos: marzo-abril de 2017 y marzo-septiembre de 2018. Como paso previo a un procesamiento de los datos, se han seleccionado exclusivamente días completos en los que no haya habido incidencias (22 días durante el primer periodo y 158 días durante el segundo). Evidentemente, días como el que se muestra en la figura 3.7 han sido descartados.

En el protocolo propuesto por el IES, se hace hincapié en que el día seleccionado para el test tiene que ser completamente despejado y deben alcanzarse valores de irradiancia superiores a los 800 W/m^2 .

En la muestra experimental de 180 días, éstos han sido clasificados en cuatro grandes grupos en función de la incidencia que las nubes hayan tenido en el comportamiento del sistema. Se considera un día *Excelente* aquel que haya sido completamente despejado, *Bueno* cuando en más del 70% de la duración del día no haya existido ningún tipo de nubosidad, *Normal* cuando el cielo haya estado totalmente despejado entre el 70 y el 50% del día y *Malo*, cuando la nubosidad haya afectado a más del 50% del día. El resultado de esta clasificación se muestra en la Tabla 3.3 y un día ejemplo representativo se muestra en la figura 3.8.

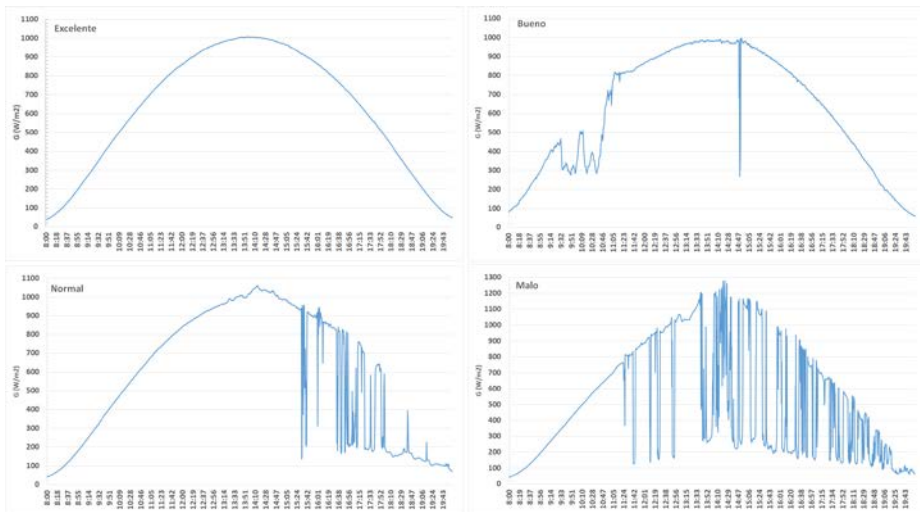


Figura 3.8. – Irradiancia diaria para cuatro días ejemplo del tipo de clasificación propuesta.

Siguiendo el protocolo propuesto por el IES (Martínez-Moreno; et al., 2012), seleccionando para ello exclusivamente niveles de irradiancia entre 800 y 1000 W/m^2 de días completamente despejados, se procedió a caracterizar el generador FV completo, tomando como muestra los datos obtenidos durante los seis días excelentes de la campaña de 2017. Los resultados de este análisis se observan en la Figura 3.9,

donde se ha obtenido una potencia del generador de 101,83 kW. Este resultado en potencia también fue corroborado en producción de energía DC utilizando los métodos propuestos por el grupo IDEA (Muñoz et al., 2016) para todo el rango de irradiancia.

Tabla 3.3 – Número de días, en función de la clasificación planteada, con los que se cuenta con datos completos de operación de la planta obtenidos con el vatímetro

Año	Excelente	Bueno	Normal	Malo	Total
2017	6	9	5	2	22
2018	35	25	53	45	158

Tanto en la caracterización por string, como por vatímetro, las figuras resultantes nos ofrecen la potencia del generador fotovoltaico (DC), trasladadas a condiciones estándar de medida, que si se compara con los datos del fabricante, nos permitirán calcular el nivel de degradación en potencia del sistema transcurrido un tercio de su vida útil. Para ello, se asume que se ha producido una degradación lineal para cada año de funcionamiento de la planta (Jordan et al., 2017b, 2017a)

Tabla 3.4 - Resultados de caracterización de potencia del generador FV

	data sheet fabricante (2007)	Trazado de curvas por string	Caracterización con vatímetro
Potencia CEM (kW)	109,44	103,9	101,8
Degradación anual (%)	0,8 (Prevista)	0,52	0,72

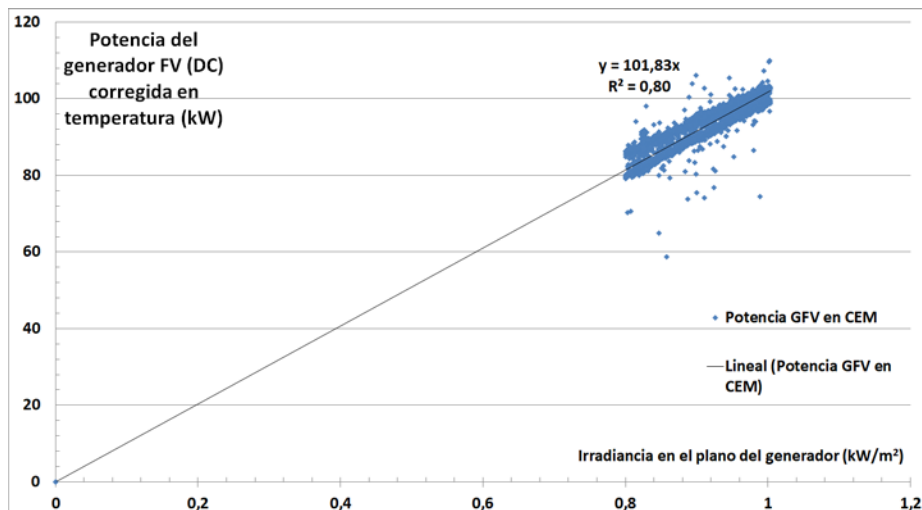


Figura 3.9. – Potencia en CEM del GFV a estudio obtenida aplicando el método propuesto por el IES para días excelentes de la campaña experimental de 2017

Con los 180 días de campaña experimental se ha procedido también a realizar un estudio de repetitividad del experimento para ese mismo rango de irradiancia (800-1000 kW/m²), pero en función del tipo de día según la clasificación propuesta. Los resultados del mismo se muestran en la figura 3.10 y en la Tabla 3.5. Puede observarse que incluso en días calificados como “normales”, la repetitividad del experimento es buena, presentándose diferencias relativas con respecto al promedio de días “excelentes” cercanas al 2%, y un coeficiente de variación entre la muestra de la misma categoría inferior al 3%.

Tabla 3.5 – Repetitividad del experimento de obtención de la potencia en CEM del generador

	Excelente	Bueno	Normal	Malo	Todos los días
Potencia CEM promedio (kWp)	102,12	101,53	100,50	97,48	100,36
Potencia CEM mediana (kWp)	102,40	102,04	101,07	100,24	101,77
Desviación estándar (kWp)	1,1	2,1	2,6	15,7	8,1
Coefficiente de variación %	1,1%	2,1%	2,6%	16,1%	8,1%

Las diferencias relativas de los resultados de potencia en CEM del generador FV, inferiores al 2%, que ofrecen los métodos aplicados son aceptables y entran dentro de la lógica y de la incertidumbre de la medida de los equipos utilizados.

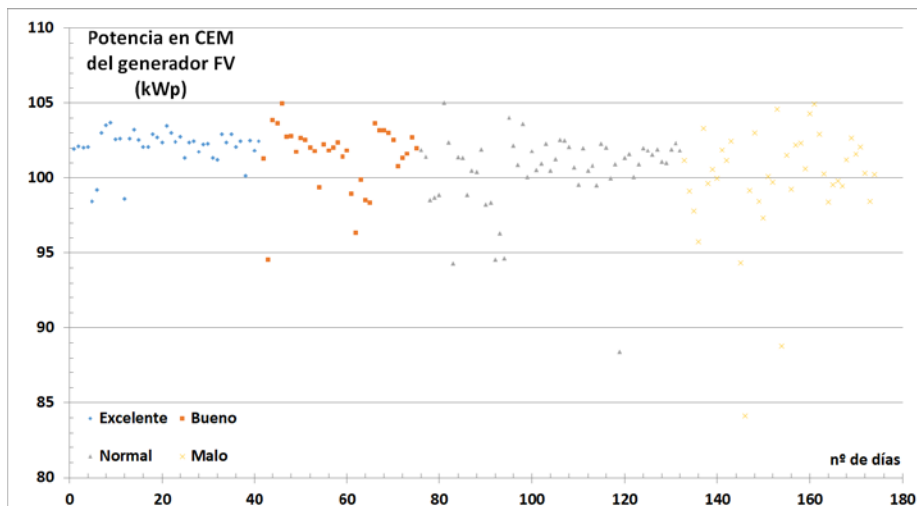


Figura 3.10. – Potencia en CEM del generador FV utilizando el protocolo propuesto por el IES en función de la clasificación de tipo de día

3.2.2 Caracterización en potencia del inversor de conexión a red

Utilizando los 22 días de datos experimentales tomados con el vatímetro durante el año 2017, se ha procedido a una caracterización de la eficiencia de conversión del inversor de conexión a red. Al contrario que en el experimento descrito anteriormente, no se ha discriminado en función de la tipología de los días, y se han dado como válidos para esta caracterización todo el conjunto de datos registrados por los canales de medida $P_{DC, EXPERIMENTAL}$ (i) y P_{AC} (i) del vatímetro.

Una primera aproximación a la caracterización del equipo se ha efectuado mediante una regresión lineal que muestra la eficiencia de conversión de la P_{DC} para todos los rangos de potencia de entrada, y cuyos resultados se exponen en la figura 3.11. Se observa que, con un muy buen coeficiente de determinación, la eficiencia del inversor es de un 93%, cualquiera sea la potencia de entrada.

Aunque esta primera aproximación pueda ser válida para representar el comportamiento del inversor, en realidad el modelo matemático de la ecuación 3.2, es el más comúnmente aceptado por la comunidad científica para modelar este tipo de dispositivos (Jantsch et al., 1992).

$$\eta_k = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + k_0 + k_1 P_{out} + k_2 P_{out}^2} \quad (\text{ec. 3.2})$$

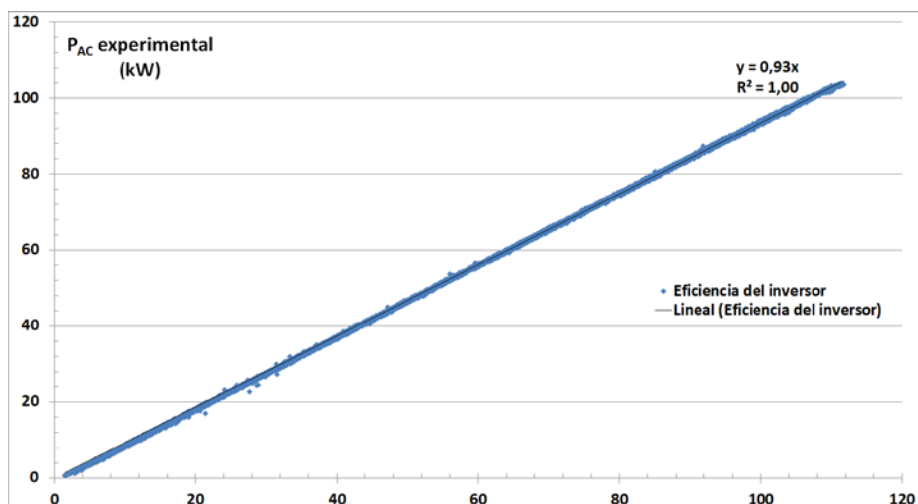


Figura 3.11. – Aproximación lineal de la eficiencia del inversor.

Esta expresión permite calcular la eficiencia instantánea del equipo, y en ella se relaciona un parámetro adimensional, P_{out} , definido como el cociente en un instante

de tiempo t entre la P_{AC} (i) y la potencia nominal del inversor P_{NOM} , con tres coeficientes adimensionales (k_0 , k_1 y k_2) que se asocian a las pérdidas de potencia del inversor dependientes de su diseño y de la tecnología de los dispositivos utilizados por el fabricante para la construcción del puente inversor. k_0 está directamente relacionado con el autoconsumo del inversor; k_1 representa las pérdidas como consecuencia de la caída de tensión producida por la resistencia equivalente de los semiconductores, principalmente, los que conforman dicho puente inversor y k_2 está relacionado con las pérdidas por efecto Joule en los elementos resistivos que forman el conjunto.

En la actualidad, algunos fabricantes proporcionan el valor de estos coeficientes, pero si no se dispone de ellos, como es el caso que nos ocupa, Caamaño propuso un procedimiento matemático para obtener una aproximación de los mismos en necesita de una campaña experimental de las mismas características a la que se ha realizado en el sistema a estudio (Caamaño Martín, 1998).

En la tabla 3.6 se muestran los valores experimentales de dichos coeficientes, obtenidos tras el procesamiento de los datos. Cabe indicar que idéntico cálculo se ha realizado con los datos experimentales obtenidos durante la campaña de 2018 sin que se produjera ningún cambio significativo en los mismos.

Tabla 3.4 – Valores experimentales de k_0 , k_1 y k_2 obtenidos durante la campaña de 2017 (coincidentes con 2018)

k0	0,015	k1	0,034	k2	0,020
-----------	-------	-----------	-------	-----------	-------

En la Figura 3.12 puede observarse que estos coeficientes de pérdidas, junto con la expresión matemática que modela el inversor, conocida comúnmente como modelo de Schmidt, reproduce fielmente el comportamiento real del equipo.

La tabla 3.7 muestra los índices estadísticos obtenidos si se comparan las medidas experimentales de P_{AC} con los valores estimados por los modelos lineales y de Schmidt en función de la P_{DC} .

Tabla 3.7 – Comparación de los índices estadísticos para los dos modelos de inversor propuestos

	Modelo de Schmidt	Modelo Lineal
RSME (%)	0,37%	0,81%
MBE (%)	0,29%	0,61%
Promedio DR	0,58%	0,04%

Utilizando los datos experimentales obtenidos durante la primera campaña de medida, se ha procedido a la obtención del valor empírico de la eficiencia europea y

californiana del inversor (Muñoz et al., 2011; Newmiller et al., 2014). Evidentemente, dada la situación geográfica de la planta, el método de cálculo de la eficiencia media del inversor propuesto por la Comisión de Energía de California, da una estimación más aproximada a la realidad del comportamiento del equipo (tabla 3.8).

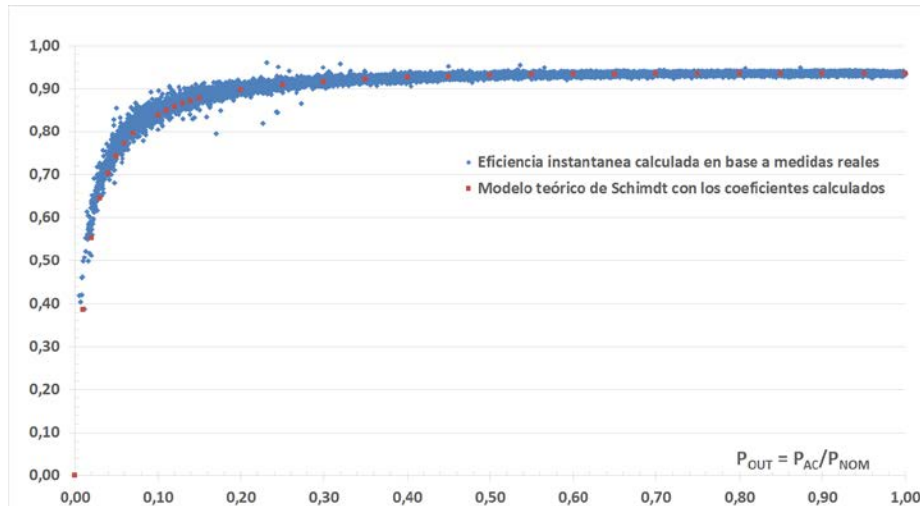


Figura 3.12. – Eficiencia del inversor en función de la potencia nominal y según el modelo teórico

Tabla 3.8 – Cálculo del Coeficiente de Eficiencia Europea y Californiano

P_{OUT}	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
Eficiencia	0,78	0,84	0,91	0,92	0,93	0,93	0,94
Europeo	3%	6%	13%	10%	48%		20%
	0,023	0,050	0,118	0,092	0,447		0,187
Californiano		4%	5%	12%	21%	53%	5%
		0,034	0,045	0,111	0,195	0,496	0,047
							91,8%
							92,7%

Por último, en la figura 3.13 se ha comparado el rendimiento energético diario del inversor utilizando los datos experimentales obtenidos con el vatímetro (ver también tabla 3.9). La eficiencia de conversión DC/AC se ha mantenido prácticamente constante durante todos los días analizados y, como era de esperar, su eficiencia cambia moderadamente en función de la cantidad de energía P_{DC} disponible, tal y como se aprecia en la figura 3.14, pero para valores de irradiación diaria superiores a 5 kWh/m^2 , casi siempre se mantiene superior al 92%.

Tabla 3.9. – Índices estadísticos de los resultados presentados en la figura 3.13.

Promedio	Desviación	Coefficiente de variación (CV)
0,92444562	0,006391721	0,69%

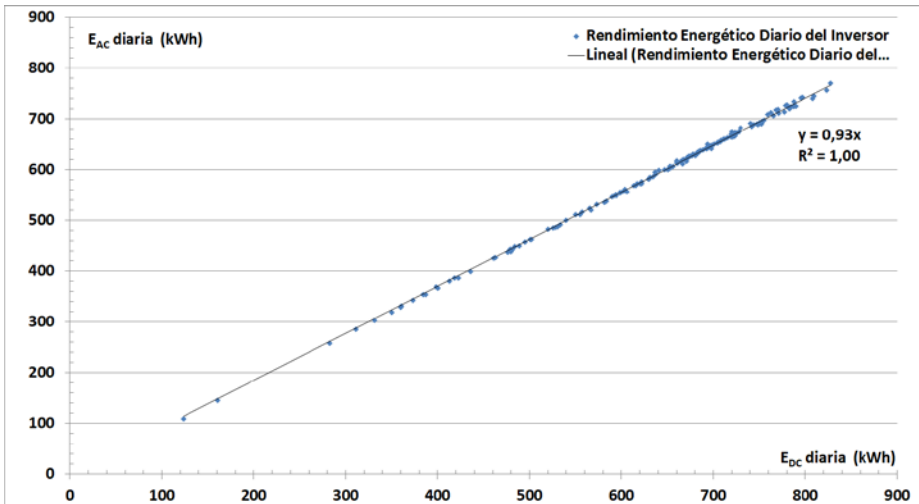


Figura 3.13. – Rendimiento diario de conversión energética del inversor para todos los 180 días a estudio

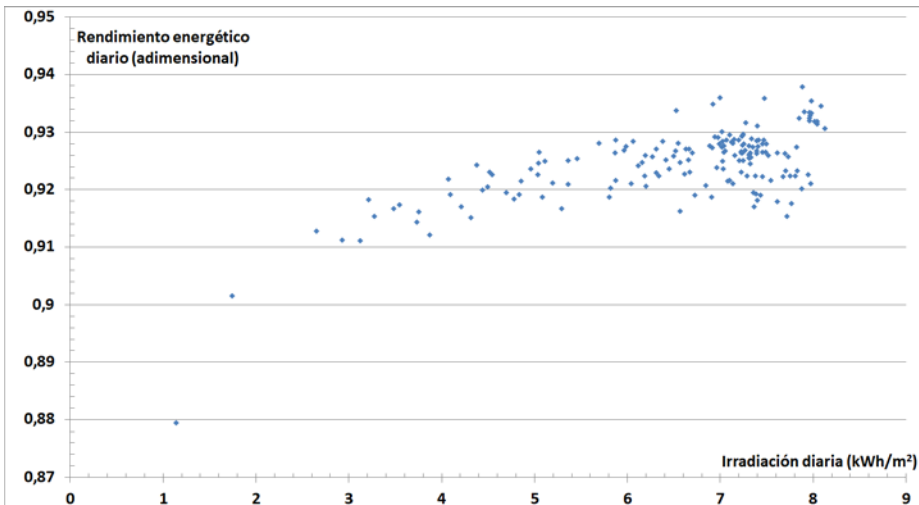


Figura 3.14. – Eficiencia diaria de conversión DC-AC del inversor versus Irradiación

Por tanto, tras el proceso de análisis y caracterización del inversor, cabría indicar que el equipo, tras casi diez años de operación, cumple sobradamente las expectativas con las que fue adquirido, presentando una tasa de fallos muy baja durante todo el periodo de operación.

3.2.3 Bondad del sistema de monitorización

El sistema de monitorización se terminó de instalar en abril de 2016, si bien no comenzaron a registrarse datos hasta el mes siguiente. Durante los primeros meses se utilizaron como constantes de calibración de los sensores las proporcionadas por los fabricantes de los equipos, obteniéndose resultados discrepantes con el comportamiento energético real de la planta y con los modelos teóricos desarrollados para la simulación de la misma.

Durante la primera campaña experimental realizada con el vatímetro Yokogawa en marzo-abril de 2017, se procedió adicionalmente a la obtención de las constantes experimentales de calibración de dichos sensores instalados en toda la cadena de medida, tanto para la Irradiancia, como para la V_{DC} e I_{DC} del generador fotovoltaico y la P_{AC} a la salida del inversor.

Posteriormente, las medidas eléctricas proporcionadas por este sistema de monitorización, una vez han sido corregidas mediante la correcta calibración, han sido contrastadas con las obtenidas por el vatímetro durante la larga campaña experimental realizada durante el año 2018 para así, de este modo, corroborar su buen ajuste.

El resultado de esta calibración experimental ha sido muy satisfactorio, ya que como se muestra en las figuras 3.15 y 3.16, para la energía DC y AC respectivamente, la calidad del ajuste realizado nos permite asegurar una repetitividad de la medida muy similar a la obtenida con el vatímetro y unos valores estadísticos de dispersión muy aceptables cuando se comparan ambos sistemas de caracterización, tal y como los resultados de la tabla 3.10 muestran. Evidentemente, todo este procedimiento donde se han contrastado los datos experimentales ofrecidos por ambas fuentes de medida, refuerza la validez de los resultados sobre la caracterización energética de la planta utilizando el sistema de monitorización, y que se expondrán en el siguiente apartado.

Tabla 3.10 – Índices estadísticos de la comparación del sistema de monitorización y el registro con el vatímetro

	Energía diaria E_{DC}	Energía diaria E_{AC}
MBE	-0,07%	-0,16%
RSME	1,28%	0,22%
Promedio DR	0,28%	-0,15%

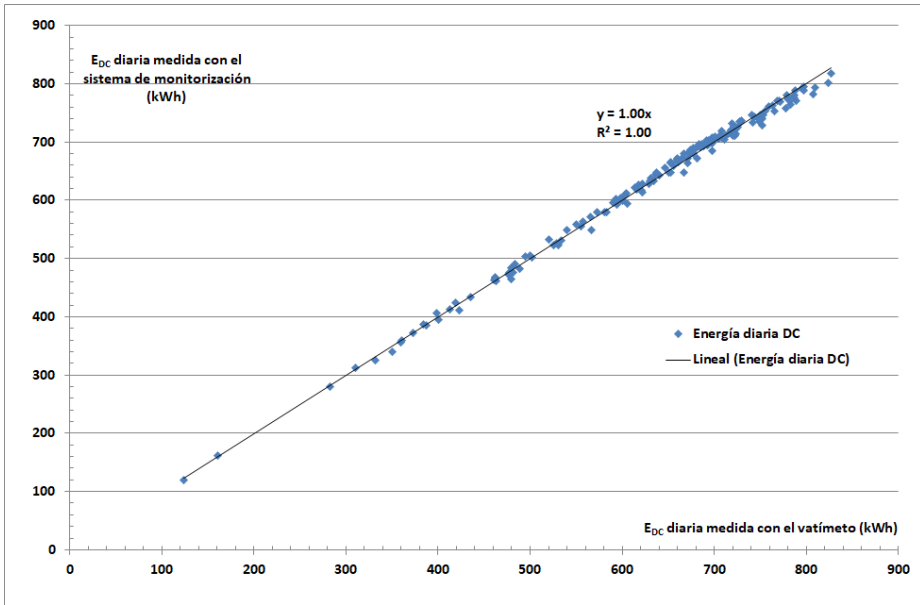


Figura 3.15. – $E_{DC,diaria}$ registrada con el vatímetro versus $E_{DC,diaria}$ medida con el sistema de monitorización durante los 180 días de campaña experimental de la planta

Por último, y ya que los resultados operación de la planta durante un tercio de su vida útil, expuestos en el apartado 3.1, se han realizado a partir de los datos registrados por el telecontador de medida AC, se ha estimado conveniente evaluar la fiabilidad de los mismos. Pese a que este contador se encuentra en el centro de transformación de la planta y las medidas de la potencia AC se realizan a la salida del inversor, la distancia entre ambas casetas prefabricadas es inferior a los 100 metros y para su conexión se utiliza cable de aluminio de sección 240 mm², por lo que las caídas de tensión pueden considerarse despreciables.

En la figura 3.17 y en la tabla 3.11 pueden observarse la buena correspondencia entre los datos medidos con el contador y los registrados por el sistema de monitorización, que a su vez, quedó probada su validez de medida frente al registro de datos del vatímetro calibrado. Es por ello por lo que se estima quedan validados los resultados energéticos expuestos al principio del capítulo y que servirán de base para exponer los resultados económicos del apartado posterior.

Tabla 3.11 – Índices estadísticos para los resultados presentados en la figura 3.17

MBE	-0,1%	RSME	2,7%	Promedio DR	-0,2%
------------	-------	-------------	------	--------------------	-------

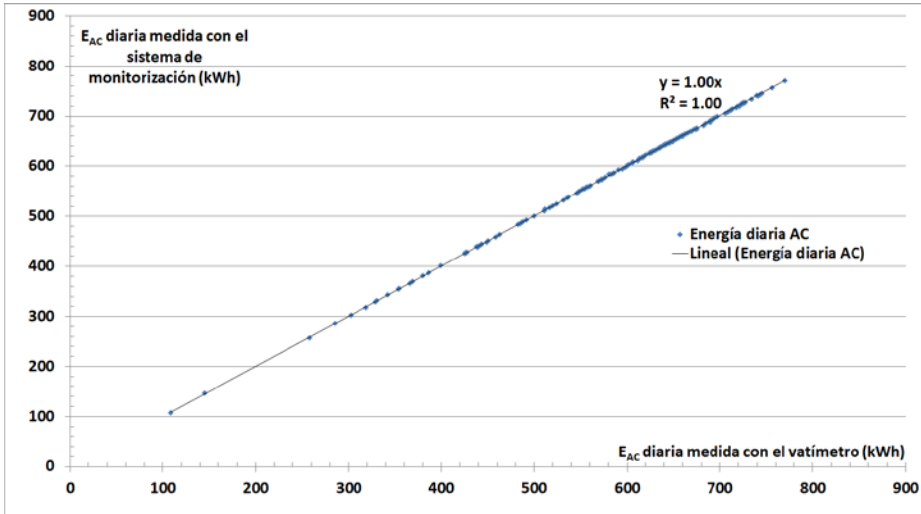


Figura 3.16. – $E_{AC,diaria}$ registrada con el vatímetro versus $E_{AC,diaria}$ medida con el sistema de monitorización durante los 180 días de campaña experimental de la planta.

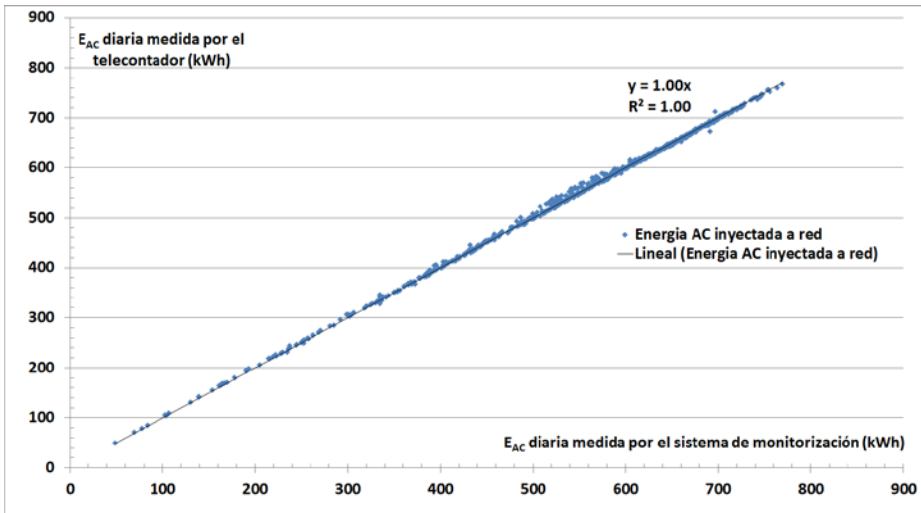


Figura 3.17. – Energía AC diaria facturada por la compañía eléctrica versus $E_{AC,diaria}$ registrada por el sistema de monitorización durante los dos años de estudio

3.2.4 Caracterización en energía del sistema completo siguiendo la norma IEC 61724

Entre los valores KPI recopilados en las tablas iniciales (ver tabla 3.2), cabe señalar que los relativos a la relación de comportamiento (PR), no se corresponden plenamente con datos reales, ya que, si bien los valores de energía proceden de la lectura del contador, los datos de radiación no pudieron medirse in situ, lo que nos llevaría a obtener unos resultados que podrían inducir a error.

Probablemente, una propuesta más realista que la mostrada en la tabla 3.2 sería suponer como válidos los valores anuales del índice de producción de referencia (Y_{r_anual}) que nos ofrece la herramienta PVGIS, para el periodo 2008-2016, en el lugar de la instalación y con una disposición del generador FV de seguimiento a un eje coincidente con lo instalado (ver tabla 3.12).

Tabla 3.12 – Tabla 3.2 original modificada con la estimación del Y_{r_anual} del sistema ofrecida por PVGIS

	Productividad anual (Y_{F_anual})	Productividad de Referencia PVGIS (Y_{r_anual})	PR anual (%)
2008	1933,99	2894,90	66,8%
2009	2036,12	2868,11	71,0%
2010	1931,01	2762,46	69,9%
2011	1933,37	2878,27	67,2%
2012	1916,41	2993,66	64,0%
2013	1884,2	2925,41	64,4%
2014	1711,69	2932,00	58,4%
2015	1514,78	2828,39	53,6%
2016	1701,75	2829,10	60,2%
2017	1814,79	no disponible	-

Tras más de dos años de monitorización, se ha procedido a analizar los datos medidos siguiendo las directrices recogidas en la norma IEC 61724 y cuyos resultados, para el periodo analizado propuesto, se pueden observar a continuación en las tablas 3.13 y 3.14

Para ello, se han definido dos periodos, que si bien no coinciden con el calendario natura, ofrecen información de los dos últimos años de funcionamiento del

sistema, donde las tareas de operación y mantenimiento de la planta han sido casi inexistentes. El primer periodo analizado se corresponde con los meses de mayo 2016 a abril de 2017, mientras que el segundo abarca hasta abril de 2018.

Trasladando estos datos tabulados a las figuras 3.18, 3.19, 3.20, donde se observa de manera gráfica el funcionamiento de la planta, la primera apreciación recae en la constancia de resultados para los dos periodos analizados, obteniendo valores muy similares de PR, índice de productividad final y pérdidas normalizadas del sistema.

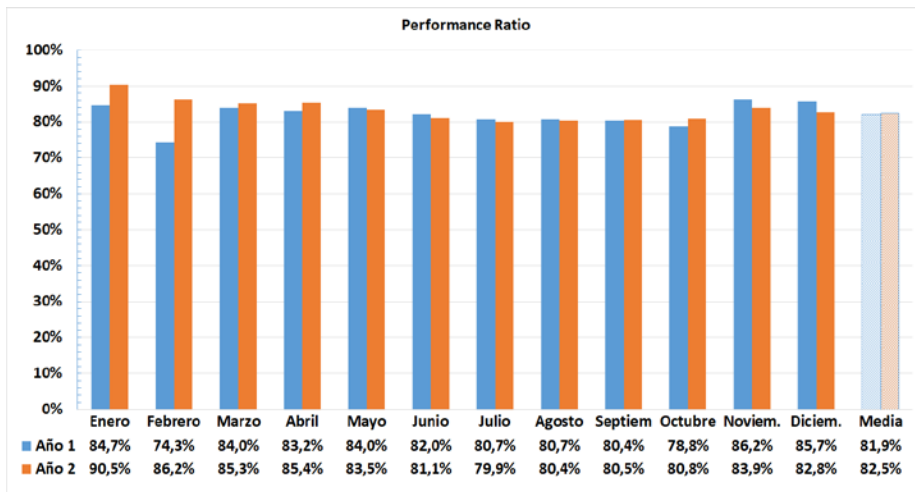


Figura 3.18. – Relación de comportamiento (PR) diario medio mensual de la planta

A pesar de esta falta de mantenimiento preventivo, que afecta principalmente al funcionamiento de los seguidores, los resultados medios medidos reflejan el funcionamiento correcto del sistema, lo que hace concluir que por un lado, esta tecnología goza de unos altos niveles de fiabilidad, así como invita a reflexionar sobre cómo deberían estar dimensionadas y enfocadas las tareas de operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica estándar.

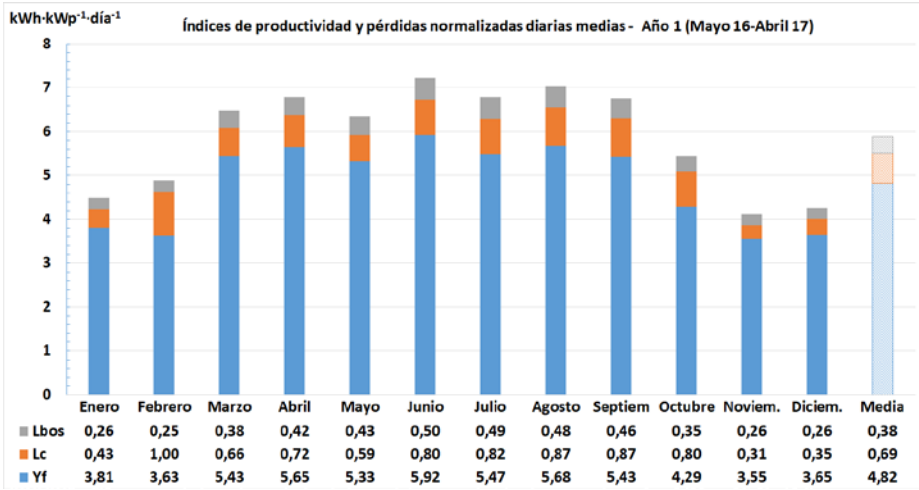


Figura 3.19. – Índices de productividad y pérdidas normalizadas diarias medias mensuales del primer año monitorizado (mayo 2016-abril 2017)

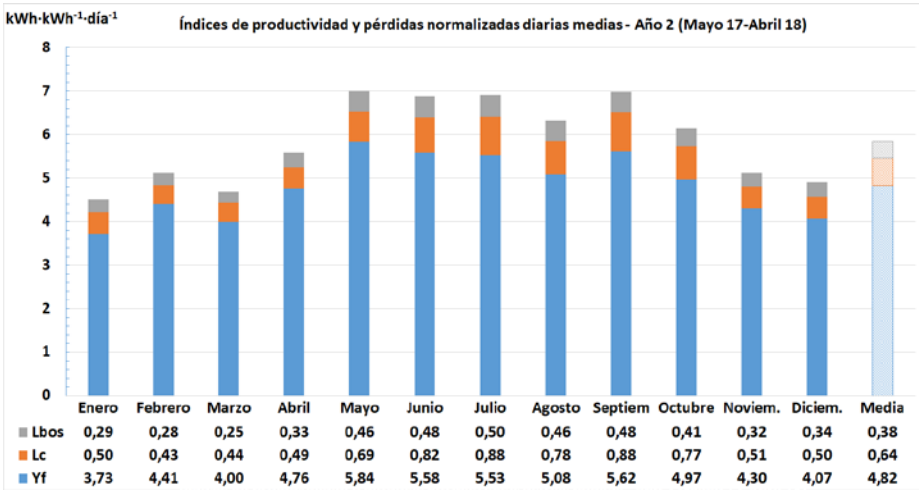


Figura 3.20. – Índices de productividad y pérdidas normalizadas diarias medias mensuales del segundo año monitorizado (mayo 2017-abril 2018)

Tabla 3.13. – Resultados obtenidos tras la aplicación de la norma IEC61724 en el periodo 1 (mayo 2016-abril 2017)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sep	Oct	Nov	Dic	Valores medios
Resultados de operación diarios medios													
H (kWh·m⁻²·día⁻¹)	4,49	4,88	6,47	6,79	6,34	7,22	6,78	7,04	6,75	5,44	4,12	4,26	5,88
E_{DC_DIA} (kWh·día⁻¹)	445	425	636	663	630	702	652	675	644	507	417	428	569
E_{AC_DIA} (kWh·día⁻¹)	417	397	595	618	583	648	599	622	594	469	389	399	527
Resultados de operación mensuales													
H_{mes} (kWh·m⁻²·mes⁻¹)	139	137	201	204	197	217	210	218	203	169	124	132	179
E_{DC_MES} (kWh·mes⁻¹)	13796	11893	19716	19903	19520	21073	20226	20918	19328	15728	12496	13264	17322
E_{AC_MES} (kWh·mes⁻¹)	12920	11112	18437	18540	18069	19443	18573	19274	17831	14547	11658	12381	16065
Índices de productividad diarios medios													
Y_r (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	4,49	4,88	6,47	6,79	6,34	7,22	6,78	7,04	6,75	5,44	4,12	4,26	5,88
Y_a (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	4,07	3,88	5,81	6,06	5,75	6,42	5,96	6,17	5,89	4,64	3,81	3,91	5,20
Y_F (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	3,81	3,63	5,43	5,65	5,33	5,92	5,47	5,68	5,43	4,29	3,55	3,65	4,82
Pérdidas normalizadas diarias medias													
L_c (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	0,43	1,00	0,66	0,72	0,59	0,80	0,82	0,87	0,87	0,80	0,31	0,35	0,69
L_{bos} (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	0,26	0,25	0,38	0,42	0,43	0,50	0,49	0,48	0,46	0,35	0,26	0,26	0,38
Eficiencias y rendimientos del sistema													
Efic_a (%)	14,1	12,4	14,0	13,9	14,1	13,9	13,7	13,7	13,6	13,3	14,4	14,3	13,8
Efic_{bos} (%)	93,6	93,4	93,5	93,2	92,6	92,3	91,8	92,1	92,3	92,5	93,3	93,3	92,7
Efic_s (%)	13,2	11,6	13,1	13,0	13,1	12,8	12,6	12,6	12,5	12,3	13,4	13,4	12,8
PR (%)	84,7	74,3	84,0	83,2	84,0	82,0	80,7	80,7	80,4	78,8	86,2	85,7	81,9

Tabla 3.14 – Resultados obtenidos tras la aplicación de la norma IEC61724 en el periodo 2 (mayo 2017-abril 2018)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Sep	Oct	Nov	Dic	Valores medios
Resultados de operación diarios medios													
H (kWh·m⁻²·día⁻¹)	4,51	5,12	4,69	5,58	6,99	6,88	6,92	6,32	6,99	6,15	5,13	4,91	5,85
E_{DC_DIA} (kWh·día⁻¹)	439	514	465	557	690	663	660	607	668	589	506	482	570
E_{AC_DIA} (kWh·día⁻¹)	408	483	437	521	639	610	605	556	616	543	471	445	528
Resultados de operación mensuales													
H_{mes} (kWh·m⁻²·mes⁻¹)	140	143	145	167	217	206	214	196	210	191	154	152	178
E_{DC_MES} (kWh·mes⁻¹)	13610	14387	14412	16712	21378	19885	20463	18809	20034	18246	15179	14951	17339
E_{AC_MES} (kWh·mes⁻¹)	12643	13523	13562	15642	19811	18308	18758	17240	18465	16848	14131	13800	16061
Índices de productividad diarios medios													
Y_r (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	4,51	5,12	4,69	5,58	6,99	6,88	6,92	6,32	6,99	6,15	5,13	4,91	5,85
Y_a (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	4,01	4,70	4,25	5,09	6,30	6,06	6,03	5,54	6,10	5,38	4,62	4,41	5,21
Y_F (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	3,73	4,41	4,00	4,76	5,84	5,58	5,53	5,08	5,62	4,97	4,30	4,07	4,82
Pérdidas normalizadas diarias medias													
L_c (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	0,50	0,43	0,44	0,49	0,69	0,82	0,88	0,78	0,88	0,77	0,51	0,50	0,64
L_{bos} (kWh·kWp⁻¹·día⁻¹)	0,29	0,28	0,25	0,33	0,46	0,48	0,50	0,46	0,48	0,41	0,32	0,34	0,38
Eficiencias y rendimientos del sistema													
Efic_a (%)	13,9	14,3	14,1	14,2	14,1	13,7	13,6	13,7	13,6	13,6	14,1	14,0	13,9
Efic_{bos} (%)	92,9	94,0	94,1	93,6	92,7	92,1	91,7	91,7	92,2	92,3	93,1	92,3	92,6
Efic_s (%)	12,9	13,4	13,3	13,3	13,0	12,6	12,5	12,5	12,6	12,6	13,1	12,9	12,9
PR (%)	90,4	86,2	85,3	85,4	83,5	81,1	79,9	80,4	80,5	80,8	83,9	82,8	82,5

3.3 RESULTADOS ECONÓMICOS

El principal pilar sobre el que sustenta esta tesis se fundamenta en la variación de los resultados esperados en los criterios de rentabilidad clásicos sobre la inversión recogida en el modelo de negocio planteado, y que no ha sido provocada por un contexto económico cambiante, sino por las diferentes modificaciones legislativas en los mecanismos de retribución que han afectado, no solo a plantas de nueva construcción, sino, lo más destacable, con carácter retroactivo, a inversiones realizadas en proyectos FV en operación y con una supuesta estabilidad económica garantizada por un gobierno.

Los resultados económicos obtenidos radican en dos aspectos fundamentales que afectan no solo a la rentabilidad y factibilidad de la inversión, sino que también tienen repercusión en la productividad energética de la planta.

3.3.1 Rentabilidad Vs Factibilidad: Problemas de Liquidez

Atendiendo a la FiT aplicable a la planta, y la energía producida en 2008, los ingresos monetarios durante el primer año de funcionamiento ascendieron a 97.779 €, los que, analizando el flujo de caja, resultaron ser superiores a los costes asociados al préstamos, a la retribución del capital privado y a los gastos de operación y mantenimiento. Por lo tanto, prospectivamente si se asume un escenario de generación de energía similar y teniendo en cuenta el mecanismo de actualización de la retribución considerado en el Real Decreto aplicado (RD661/2007), los ingresos esperados para los próximos años podrían situarse en torno a los 98490€. En este contexto, no parece haber problemas de liquidez, por lo tanto, se podría afirmar que esta inversión fotovoltaica es rentable, puesto que los criterios de evaluación económica de la inversión son positivos, y factible, puesto que aparentemente no existen problemas de tesorería.

No obstante, en la rentabilidad real experimentada por la inversión en el sistema de 100 kWp analizado, existe un paralelismo entre una involución de la misma y el marco normativo aplicado con retroactividad tal y como se expone a continuación.

A pesar de la mencionada estandarización en el procedimiento de diseño fotovoltaico generalizada en España, resulta evidente que cuanto mayor sea la producción eléctrica, mayores serán los ingresos derivados de la remuneración del FiT, por lo que podrían mejorarse los índices de rentabilidad originales. Según los resultados del análisis energético descritos con anterioridad, la productividad de la planta fotovoltaica seleccionada, especialmente en el primer quinquenio, estaba por

encima de los cálculos teóricos originales y, por tanto, se podrían esperar que los ingresos fueran ligeramente superiores a los previstos. Sin embargo, tal y como se observa en la figura 3.21, existen algunas diferencias entre la electricidad fotovoltaica generada, la que se ha facturado y finalmente la considerada a efectos de retribución. Esto viene a ser la primera incidencia que va a afectar al plan de negocio considerado.

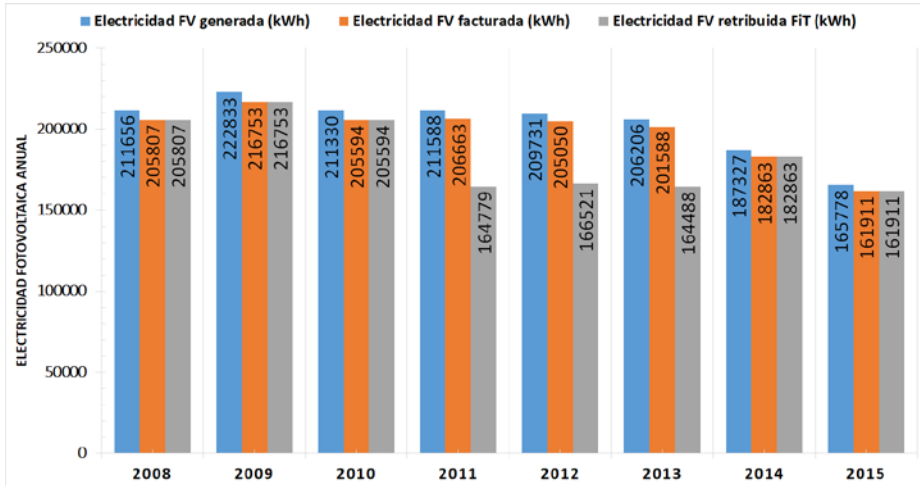


Figura 3.21. – Producción eléctrica de la planta hasta el tercio de su vida útil

Durante los años 2008 a 2010, toda la electricidad facturada fue objeto de retribución, si bien la cantidad remunerada (y facturada) fue inferior a la generada originalmente, principalmente por dos razones: la primera se debió al propio consumo de la planta, lo que hay que atribuírselo en gran medida a los seguidores solares, aunque dicho consumo es mínimo y se encuentra dentro de unos niveles razonables. Adicionalmente, la segunda y principal diferencia en la energía facturada con respecto a la realmente generada se debe a un controvertido porcentaje que las compañías eléctricas imputan al consumo de las plantas FV denominada "coeficiente de pérdidas". Esta tasa se estableció en el 2,35% de la electricidad neta producida por la planta, es decir, la inyectada en la red menos el autoconsumo de la planta.

Sin embargo, este escenario cambia en la franja temporal comprendida entre 2011 y 2013, donde se observan notables diferencias entre la electricidad FV facturada y la que es objeto de retribución a la tarifa regulada aprobada. La razón principal es que en octubre de 2010 se introdujo la primera medida retroactiva que afectaba a las plantas en funcionamiento, limitando el número de horas operativas sujetas a la remuneración FiT hasta el 31 de diciembre de 2013. En el caso concreto que afecta a la planta bajo estudio, para los sistemas con seguimiento a un eje, ubicadas en el sur de España, este tope se estableció en un máximo de 1644 h anuales

de generación, a partir de las cuales la energía inyectada se pagaba al precio mayorista del mercado eléctrico en lugar del FiT original.

Durante el mencionado periodo, esta limitación energética suponía que aproximadamente a partir del mes de septiembre, la producción anual se retribuía al precio de mercado del orden de 0,05 €/kWh en lugar de aproximadamente 0,48 €/kWh (FiT+IVA), lo que suponía un 19% de la producción. Obviamente, esta medida retroactiva tuvo un impacto negativo en los escenarios de rentabilidad previstos por el propietario, ya que afectó directamente a las entradas de tesorería del balance económico anual.

En 2014, tal y como se introdujo al comienzo del manuscrito, el escenario legal remunerativo se modificó completamente, no sólo para las instalaciones futuras, sino también para las ya existentes, donde nuevas medidas retroactivas fueron de aplicación. La justificación esgrimida por los responsables legislativos era la crisis económica española y presumiblemente un supuesto desequilibrio entre el coste de los sistemas eléctricos y los ingresos que el Gobierno obtenía a través de tarifas eléctricas reguladas. Este desequilibrio se vio potenciado por el exceso de remuneración a las energías renovables, según denunciaron algunos agentes sociales.

El RD 413/2014 y la Orden Ministerial IET/1045/2014 suprimieron todos los mecanismos anteriores de pago de subvenciones y establecieron un "rendimiento razonable de la inversión" de alrededor del 7,4 % para las instalaciones existentes y de sólo el 5,4 % para las nuevas instalaciones (Ministry of Industry Energy and Tourism. Government of Spain, 2014; Ministry of Industry Energy and Trade. Government of Spain, 2014).

El complejo nuevo esquema de retribución de plantas existentes (de la Hoz et al., 2016), partió de la reagrupación de todas las tipologías de plantas FV en España en 578 instalaciones diferentes, cada una de las cuales tenía derecho a un valor diferente de los conceptos retributivos descritos en la norma correspondiente mencionada de la introducción, que están sujetos a una revisión parcial cada 3 años y pueden ser completamente modificados cada 6 años, lo que podría coincidir en el tiempo con los últimos años de devolución de la deuda a la entidad bancaria, especialmente de aquellos pequeños inversores que se aventuraron a promover sus propias instalaciones.

En la primera revisión de los conceptos retributivos, ésta se correspondería a los ingresos resultantes de la venta de electricidad al mercado mayorista, mientras que la revisión completa podría afectar a todos los términos con el objetivo de redefinir o ajustar el denominado "rendimiento razonable de la inversión". A la luz de estos

hechos, estas revisiones añaden un nivel de incertidumbre adicional a las ya dañadas inversiones en esta tecnología.

Según el año de puesta en marcha, el tipo de planta fotovoltaica construida y su potencia nominal, los conceptos del nuevo mecanismo de retribución asignados a la planta FV en cuestión se resumen en la tabla 3.15

Tabla 3.15 – Valores asignados a la planta FV bajo el nuevo mecanismo de retribución.

Concepto	
R_o (€/kWh)	0,024344 €/kWh
R_{inv} (€/kW)	637435 €/MW (53,12 €/kW/mes)
Pool (€/kWh)	2014
	2015
	42,13
	50,32
N_{max} (h)	2102 h
N_h (h)	1261 h
U_f (h)	736 h

En el nuevo escenario surgido por el cambio de mecanismo de retribución, resulta evidente que la inversión no podrá mantener las expectativas de rentabilidad económica previstas. Por ejemplo, analizando las estimaciones para el TIR del modelo de negocio planteado (ver tabla 2.4), el 10,14% calculado resulta más favorable que la tasa de rentabilidad "forzada" establecida en el último RD. No obstante, a pesar de que la tasa de rentabilidad razonable podría, a priori, seguir siendo atractiva para un cliente medio, el resultado del análisis de los flujos de caja deja al descubierto otros riesgos ocultos para los inversores fotovoltaicos.

En este sentido, en la figura 3.22 se observa un gráfico de la evolución anual de los ingresos percibidos por el propietario de la planta FV, donde se muestran dos conjuntos de valores. Los ingresos del año natural corresponden a las rentas recibidas durante el año considerado, pero existe un desacoplamiento entre la energía real generada y dicha venta de energía, ya que en numerosas ocasiones, puede dar lugar a un déficit de liquidez. Para reflejar este problema, el mismo gráfico incluye los valores anuales equilibrados, donde los ingresos, aunque recibidos en tiempo diferido, se han acoplado al mes de producción de energía. Por lo tanto, estos valores equilibrados del año coinciden perfectamente con los ingresos generados con sus correspondientes meses de energía.

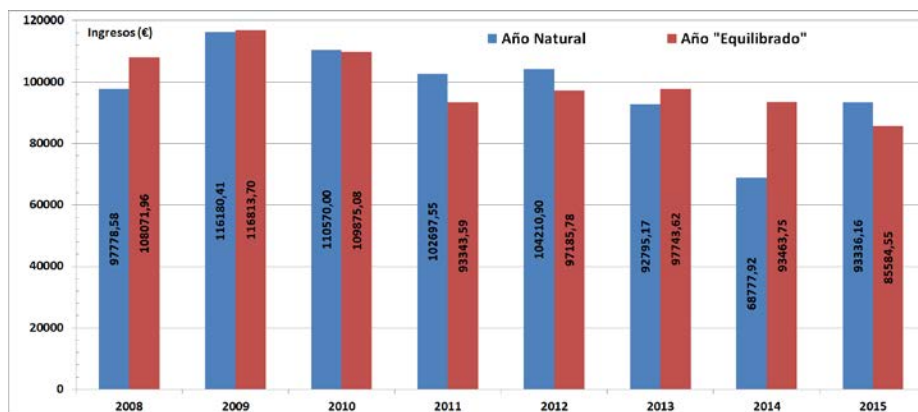


Figura 3.22. – Desglose de los ingresos recibidos por la venta de energía de la planta fotovoltaica

Otro de los resultados apreciables en esta figura 3.22, es la clara reducción de ingresos correspondientes al periodo 2011-2013, debido al tope impuesto por la limitación de horas. En este período, la electricidad elegible para ser retribuida con FiT es significativamente menos que la energía realmente generada o incluso que la facturada.

Complementariamente, se observa el efecto del último régimen de retribución aplicado, en especial es notoria la profunda reducción sufrida de los ingresos correspondiente al año natural de 2014, que se debe principalmente al retraso en el pago de cuotas por parte del gobierno. Por lo tanto, aunque el propietario de la planta finalmente recibió el atraso correspondiente, en ciertos períodos, este incumplimiento provocó una reducción no deseada e inesperada de los ingresos, lo que obligó al propietario a añadir más capital circulante para hacer frente a la deuda contraída, reduciendo así la factibilidad de la planta, así como la rentabilidad del capital propio del dueño.

Se podría argumentar que la disminución de los ingresos está proporcionalmente relacionada con la reducción de la electricidad generada debido a que, tal y como se ha mencionado anteriormente, la planta no siguió en sus últimos años un protocolo de operación y mantenimiento óptimo. En primer lugar, hay que recordar que la disminución durante 2011-2013 fue independiente de la electricidad generada, ya que se estableció, por parte de la Administración, un límite para el número de horas de operación. Por lo tanto, los ingresos son significativamente inferiores independientemente de la energía generada, que en este período está dentro del valor medio de los años anteriores. Por otro lado, la reducción porcentual de la electricidad generada del resto de años, es menos pronunciada que la disminución de los ingresos.

Con el objetivo de refrendar el argumento de que esta reducción de ingresos es independiente de la caída de energía, supuestamente causada por la ausencia de un protocolo de operación y mantenimiento adecuado, los ingresos de 2015 se han comparado con los posibles ingresos que resultarían de aplicar el marco legislativo actual al escenario de mejor producción eléctrica FV. Adicionalmente, se incluye también un escenario con la electricidad media producida en los mejores años, es decir, en el periodo 2008-2012.

Si se comparan los resultados obtenidos de la tabla 3.16 con los ingresos del año 2015 se obtienen peores resultados. Para ello, debido a que el impuesto del IVA ha cambiado varias veces en el período analizado, para evitar distorsiones, lo excluimos al comparar los ingresos. Así, la base imponible a partir de 2015 (valor de año “equilibrado”), es decir, eliminando el 21% de IVA, es de 70731,03€. Si se compara esta cantidad con los resultados de una hipotética aplicación del marco legislativo actual a escenarios energéticos pasados de la tabla 3.2, se observa que los ingresos sólo difieren alrededor de 11%, mientras que las diferencias en energía con respecto a 2015 aumentan hasta el 26% y el 22% comparado con el escenario de mejor producción y la media del mejor periodo respectivamente. Por lo tanto, las pérdidas de energía no son directamente proporcionales a la disminución de los ingresos.

Ahondando aún más en las diferencias de expectativas y el escenario real acontecido por el cambio normativo con carácter retroactivo, si se comparan los ingresos esperados que el propietario preveía para 2013 en el plan de negocio original, los cuáles, excluyendo el 16% de IVA, eran de 84905,17€ este valor difiere claramente del realmente obtenido para dicho año, donde solo percibió 80779,85€

Tabla 3.16 – Ingresos resultantes de una hipotética aplicación del marco legislativo actual a escenarios energéticos pasados.

Concepto	Mejor año (2009 → 222833 kWh)	Media del periodo óptimo (2008-2012 → 213000 kWh)
R_o		5112,24 € (límite de 210000 kWh)
R_{inv}		63743,5 €
Pool	11587,32 €	11076 €
Impuestos extra y autoconsumo de la planta	-1252,41 €	-1189,96 €
Ingresos Originales (sin considerar impuestos)	100701,47 €	95865,55 € (Ingresos Medios)
Ingresos Traslados (sin considerar impuestos)	79190,65€	78741,78 €

Por lo tanto, se corrobora que el cambiante marco regulatorio ha influido negativamente no sólo en la rentabilidad de las inversiones fotovoltaicas ya operativas en España, sino también en su viabilidad, produciéndose una involución que guarda un paralelismo con las medidas retroactivas de las leyes en España. Adicionalmente esto ha provocado una serie de efectos secundarios en dichos proyectos, que se describen a continuación.

Aunque la reducción del índice de rentabilidad esperado por el propietario podría tener cierta justificación y ser parcialmente razonable hasta un determinado nivel, el primer efecto secundario inmediato, de carácter general, fue la inseguridad jurídica que estas leyes en constante cambio producían para los propietarios actuales ya que cabe preguntarse si la Orden Ministerial a partir de 2014 será la última, o si incluso habría una revisión a la baja de las variables de pago de la subvención después del citado período de 6 años, máxime cuando cabe recordar que la próxima revisión coincidirá con el final de los términos del préstamos de gran parte de los pequeños inversores. Este hecho, podría implicar un riesgo adicional de reducir aún más la rentabilidad de estas plantas.

Además de la inestabilidad jurídica, se detecta un efecto secundario crítico si los resultados de ingresos ya expuestos también se analizan en combinación con los costes del sistema. Las figuras 3.23 y 3.24 muestran el flujo de caja anual de la planta fotovoltaica considerando tanto el año natural como la versión de calendario “equilibrado”.

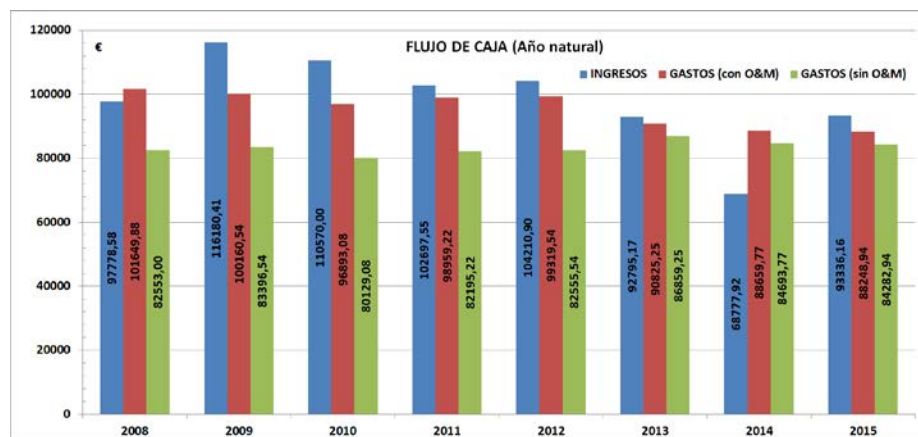


Figura 3.23. – Flujos de caja producidos según el año natural

Los resultados de ambas figuras siguen una tendencia similar hasta 2013, donde la reducción de beneficios resulta evidente, aunque esta tendencia se invirtió en 2014

y 2015, donde hay falta de liquidez anual, especialmente notable en 2014 (año natural) como consecuencia de pagos atrasados por parte del gobierno.

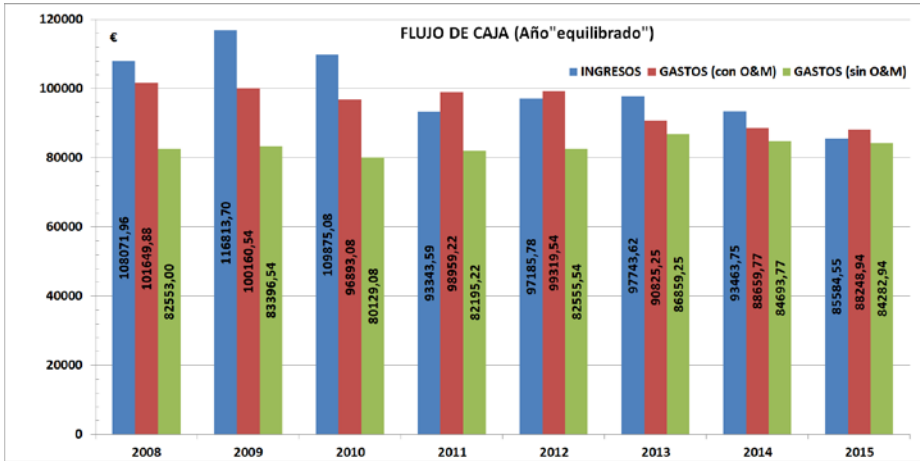


Figura 3.24. – Flujos de caja producidos según el año “equilibrado”

Tabla 3.17– Resumen del flujo de caja del año 2013

GASTOS (PAGOS)			INGRESOS (COBROS)	
Fecha		Leasing+IVA	Periodo de liquidación	Facturación + IVA
Enero	2013	7313,85 €	nov-12	440,56 €
Febrero	2013	7313,85 €	dic-12	613,60 €
Marzo	2013	7088,59 €	ene-13	8387,6 €
Abril	2013	7088,59 €	feb-13	8374,47 €
Mayo	2013	7088,59 €	mar-13-liquid. 2011	3840,29 €
Junio	2013	7088,59 €	abr-13	10732,97 €
Julio	2013	7088,59 €	may-13	11420,80 €
Agosto	2013	7088,59 €	jun-13	12273,85 €
Septiembre	2013	7088,59 €	jul-13	11599,18 €
Octubre	2013	7088,59 €	ago-13	10881,31 €
Noviembre	2013	12400,24 €	sep-13	9829,13 €
Diciembre	2013	7088,59 €	oct-13	4401,41 €

Si se examina en detalle los flujos de caja desde 2013 disponibles en las tablas 3.17 a 3.19, aunque puede parecer que existe un balance líquido anual positivo dependiendo de si se analiza el año natural o el año “equilibrado”, en realidad, el

propietario debe afrontar un saldo negativo varias veces al año. Por lo tanto, el inversor requiere de más capital circulante, que debe ser anticipado para evitar impagos a la entidad bancaria. En otras palabras, el propietario está refinanciando indirectamente la planta mediante inyecciones regulares de efectivo. El principal problema radica en que muchos inversores no tienen suficiente poder económico o apoyo bancario para solicitar más préstamos y así poder refinanciar sus plantas fotovoltaicas con el fin de obtener este capital extra para afrontar la falta de liquidez.

Tabla 3.18 – Resumen del flujo de caja del año 2014

GASTOS (PAGOS)			INGRESOS (COBROS)	
Fecha		Leasing+IVA	Fecha	Leasing+IVA
Enero	2014	7088,59 €	nov-13	604,60 €
Febrero	2014	7088,59 €	dic-13	922,03 €
Marzo	2014	7088,60 €	ene-14	1826,11 €
Abril	2014	7088,60 €	feb-14	4215,69 €
Mayo	2014	7088,60 €	mar-14	6944,25 €
Junio	2014	7088,60 €	abr-14	6165,78 €
Julio	2014	7088,60 €	may-14	6268,55 €
Agosto	2014	7088,60 €	jun-14	6240,18 €
Septiembre	2014	7088,60 €	jul-14	9449,13 €
Octubre	2014	7088,60 €	ago-14	7358,96 €
Noviembre	2014	10685,14 €	sep-14	7772,11 €
Diciembre	2014	7088,65 €	oct-14	11010,53 €

Como consecuencia de este aumento del capital circulante, la rentabilidad de la inversión ha descendido hasta el 6,98%, incluso por debajo de la tasa "razonable" del 7,4% impuesta por el Gobierno, aunque se mantiene por encima del coste ponderado medio del capital.

En este contexto, y como efecto adicional que la legislación vigente está causando en España, muchos inversores se están enfrentando a graves problemas de liquidez (Daley, 2014; de la Hoz et al., 2016; Lomas et al., 2014; Nielsen, 2015) que están produciendo un abandono progresivo de la frecuencia y alcance de los protocolos de mantenimiento de las plantas fotovoltaica, para así evitar o minimizar esta falta de liquidez, revirtiendo el flujo de caja negativo y tener capacidad de reembolsar sus préstamos bancarios. Este será otro de los resultados principales de la presente tesis sobre el que se disertará a continuación.

Tabla 3.19 – Resumen del flujo de caja del año 2015

GASTOS (PAGOS)			INGRESOS (COBROS)	
Fecha		Leasing+IVA	Fecha	Leasing+IVA
Enero	2015	7088,60 €	nov-14	7079,22 €
Febrero	2015	7088,60 €	dic-14	10353,39 €
Marzo	2015	7047,52 €	ene-15	2858,48 €
Abril	2015	7047,52 €	Liquidación 2014	6343,55 €
Mayo	2015	10644,06 €	feb-15	13415,21 €
Junio	2015	7047,52 €	mar-15	7700,61 €
Julio	2015	7047,52 €	abr-15	6196,91 €
Agosto	2015	7047,52 €	may-15	8998,26 €
Septiembre	2015	7047,52 €	jun-15	6647,03 €
Octubre	2015	7047,52 €	ago-15	8252,02 €
Noviembre	2015	7047,52 €	sep-15	8501,23 €
Diciembre	2015	7047,52 €	oct-15	6990,25

3.3.2 Influencia del Opex en el Rendimiento Económico

Tal y como se ha mencionado frecuentemente en este documento, la planta fotovoltaica analizada se puso en marcha en un momento en el que la tarifa retributiva en España se encontraba en su punto álgido y más favorable para el inversor (del Río González and del Río, 2008; Dusonchet and Telaretti, 2015; Jenner et al., 2013; Talavera et al., 2016). Esto significaba que existía un amplio margen de beneficio para invertir en gastos de explotación anuales que pudieran mejorar las cifras de producción (Vartiainen et al., 2015), pero a pesar de ello, la importancia de la operación y mantenimiento fue ampliamente subestimada en el momento, lo que resultó en una falta de percepción del riesgo que la ausencia de tales protocolos de operación y mantenimiento podrían acarrear para la operación del sistema (SolarPower Europe, 2016). Esta realidad alentó la expandida concepción de que las tareas de O&M no son importantes en esta industria o incluso que se trata de un campo técnico de bajo nivel que puede ser llevado a cabo por trabajadores de poca formación (Siemer, 2016).

En ese contexto, y a pesar de que en la actualidad existe una creciente división entre las tareas de operación y mantenimiento de las plantas fotovoltaicas, que en la mayoría de los casos son realizadas por diferentes empresas (Brehaut, 2016), en la instalación fotovoltaica objeto de estudio, ambas actividades se consideraron

conjuntamente y fueron realizadas por un técnico contratado específicamente para estos fines. Se puede observar en la tabla 3.20 una identificación detallada de dichas tareas realizadas en el periodo 2008-2012, así como sus correspondientes costes, agrupando en sí éstas son tareas exclusivamente de Operación (O), Mantenimiento (M) o ambas (O&M), con el ánimo de coincidir con los informes actuales. Es importante destacar que este técnico realizaba tanto tareas de mantenimiento preventivo como correctivo, lo que supone una importante diferenciación respecto a los contratos estándar de O&M, que mayoritariamente sólo consideran el mantenimiento preventivo.

Atendiendo al coste unitario de instalación de la planta y considerando los gastos de explotación definidos en la tabla 3.20, éstos representan un importe anual aproximado del 2,3% respecto a la inversión inicial. Sin embargo, es más representativo expresar este importe en términos de potencia, de forma que, para el sistema analizado, el OPEX asciende a 153,19 €/kWp. Si se expresa en términos energéticos, representaría alrededor del 15% de la producción media anual. Es importante destacar que en el caso analizado, los valores mencionados incluyen el mantenimiento preventivo y correctivo, así como otros aspectos que normalmente no se consideran en los informes consultados, tales como repuestos, impuestos, seguros, servicios auxiliares, etc.

Aunque el valor del OPEX en forma porcentual con respecto de la inversión inicial se encuentra dentro del rango considerado en algunas publicaciones, cuando se expresa en forma del coste unitario por unidad de potencia, se observa claramente que esta cifra está por encima del rango de todos los ejemplos analizados, lo que refuerza la idea de que para plantas pequeñas y medianas, un protocolo de O&M tan exhaustivo como el contemplado por el dueño de la planta puede no ser rentable, o debería reducirse al mínimo (Siemer, 2016).

Este coste elevado de O&M de la planta objeto de estudio puede explicarse en una primera aproximación como resultado de la ubicación remota de la planta, sus estructuras con sistema de seguimiento, que encarece el mantenimiento, así como por el pequeño tamaño del sistema, ya que está claramente influenciado por la economía de escala del sistema (Vartiainen et al., 2015) y que obligó a dedicar un técnico a la tarea de supervisión y también para su mantenimiento preventivo y correctivo. Además, el stock de repuestos, que también va a depender del tamaño de la planta y de su disposición (por ejemplo, inversor central frente a inversor monofásico) y que supone poder reducir el tiempo de respuesta ante algún evento de mantenimiento correctivo, resultando muy útil para ubicaciones remotas como la analizada, supone un aumento de dichos costes. Estas piezas de repuesto también pueden requerir mantenimiento adicional (International Finance Corporation, 2015).

Tabla 3.20 – Identificación de los conceptos de O&M y sus coste asociados para los años 2008-2012

Concepto	Coste
Técnico Especialista (O&M)	12000 €
Inspección técnica preventiva de las arquetas principales (4 ud) y cableado eléctrico	220 €
Inspección técnica preventiva de arquetas de inspección secundaria (20 unidades) y cableado eléctrico	1156 €
Inspección técnica preventiva del cuadro eléctrico de salida AC (lado del inversor)	54 €
Inspección técnica preventiva del cuadro eléctrico de salida AC y del contador de energía	54 €
Inspección técnica preventiva del cuadro eléctrico de DC	54 €
Inspección técnica preventiva de los cuadros de string (8 unidades)	138 €
Inspección técnica preventiva del cuadro eléctrico de servicios aux.	81 €
Inspección técnica preventiva de los seguidores (48 ud)	3303 €
Control técnico preventivo del inversor	414 €
Mediciones de aislamiento y tierra	81 €
Mediciones de caída de tensión y e intensidad de operación	413 €
Medición de la potencia máxima de salida	68 €
Inspección visual de los módulos FV (576 unidades)	1017 €
Imágenes térmicas de los módulos y cajas de conexiones eléctricas	136 €
Supervisar arranque matinal de los inversores	142 €
Limpieza de los módulos	1302 €
Limpieza y desbroce del terreno	217 €
Toma de lecturas de contadores de energía e inversores	403 €
Revisión perimetral del vallado	428 €
Informes diarios y mensuales	1017 €
Mantenimiento correctivo	1302 €
Stock de material eléctrico y mecánico (M)	1000 €
Depósito destinado al reemplazo del inversor	600 €
Cables, tornillos y tuercas (pequeño material eléctrico-mecánico)	400 €
Alarmas y vigilancia (O&M)	420 €
Seguros (O)	1396 €
Impuestos (O)	250 €
Servicios Auxiliares (O&M)	900 €
Alquiler de maquinaria y equipamiento (M)	800 €
TOTAL	16766 €

Además, la mayoría de los informes y publicaciones que toman en cuenta o analizan la operación y mantenimiento sólo consideran los costes operativos técnicos, mientras que lo más apropiado sería incluir también los costes operativos administrativos, tales como, seguros, seguridad, contabilidad e emisión de informes (Ito et al., 2016). En la misma línea, algunos autores mencionan que los impuestos corporativos, el arrendamiento de terrenos o las tarifas de la red también deberían añadirse al coste de operación del sistema (Jones-Albertus et al., 2016; Kurokawa et al., 2006; Vartiainen et al., 2015).

Todos estos conceptos y criterios, que sí han sido considerados en el presente estudio, profundizarían aún más en la justificación del coste unitario considerado para el sistema FV de La Calerilla.

A pesar de que el propietario de la planta analizada reservó una cantidad elevada de gasto anual para dedicarlo a operaciones de mantenimiento con el objetivo de maximizar la producción de energía, ampliando así los ingresos procedentes de la venta de energía a la tarifa regulada por el RD661/2007, entre 2007 y 2014 se aplicaron en España mecanismos importantes de contención de costes relacionados con las retribuciones a las energías renovables en general y a la fotovoltaica en particular. Numerosos trabajos han analizado la evolución de la legislación nacional sobre energías renovables, con especial atención a las medidas retroactivas que afectan a las plantas ya en funcionamiento (de la Hoz et al., 2016; Lomas et al., 2018, 2014; Mir-Artigues et al., 2015).

Desde la entrada en vigor de estas leyes retroactivas, y para intentar hacer frente a la falta de liquidez forzada, el propietario de la central analizada ha reducido drásticamente el presupuesto anual dedicado al protocolo de operación y mantenimiento, tal y como se muestra en la tabla 3.21.

Tabla 3.21 – Identificación de los conceptos de O&M y sus coste asociados para los años 2013 en adelante

Concepto	Coste (2013-actual)
Monitorización Online, Medida de la energía e informes diarios automáticos (O)	365 €
Stock de material eléctrico y mecánico (M)	400 €
Alarmas y Vigilancia (O&M)	420 €
Seguros (O)	1396 €
Impuestos (O)	250 €
Servicios Auxiliares (O&M)	900 €
Alquiler de maquinaria y equipos (M) (Mantenimiento Correctivo)	235 €
TOTAL	3966 €

Desde 2013, y manteniéndose en la actualidad, estos costes se han reducido a 36,2 €/kWp o el 0,5% de la inversión inicial. Si bien estos valores anuales se ajustan mejor al precio medio que las empresas proveedoras de estos servicios ofrecen, la diferencia radica en que el caso analizado mayoritariamente considera solamente los costes de O&M debidos a seguros e impuestos, minimizando en la medida de lo posible las tareas específicas relacionadas con el mantenimiento preventivo y realizando aquellas actividades correctivas sólo cuando son estrictamente necesarias. La retirada del técnico de mantenimiento ha supuesto la eliminación de la mayor parte de las tareas preventivas y correctoras que se realizan en la planta fotovoltaica, lo que en cierta medida, podría asimilarse a que la planta esté casi abandonada.

Resulta interesante comparar el OPEX actual de la planta con el coste de algunos contratos de O&M ofrecidos en España para la planta en cuestión. En la tabla 3.22 se recopilan hasta 5 contratos distintos, indicando los conceptos que incluyen en sus ofertas. Al coste total se le ha añadido, a efectos comparativos, los conceptos del protocolo de La Calerilla de la tabla 3.21 no contemplados en estos contratos, obteniendo así una mejor perspectiva de lo que hoy en día podría representar un protocolo más completo de O&M. Se observa en el contrato 5, que podría asemejarse al inicial de la planta, cómo los costes OPEX se acercan a lo originalmente contemplado en este estudio.

Este hecho induce a la conclusión de que un O&M de alta calidad requiere un mayor desembolso económico que el que se está siguiendo en la planta en la actualidad y también con respecto a los ofrecidos por las empresas del sector.

Esta reducción en las tareas de O&M ha tenido un impacto progresivo en el rendimiento de la planta, que se observa en la caída de la producción eléctrica comparando las figuras 3.1 y 3.4 y los KPIs de la tabla 3.2.

Aunque la energía generada en 2013 es similar a la producida en años anteriores, se empieza a vislumbrar una tendencia a la baja, provocada principalmente por la progresiva avería de los seguidores, el aumento de la acumulación de polvo y la desconexión de algunos strings que no se detectaron a tiempo, con la consiguiente pérdida en producción eléctrica. Además, la aparición de puntos calientes también ha tenido algún impacto en la reducción de la energía generada (aprox. 1-3%).

Destaca la reducción drástica puntual acontecida en 2015, cuando la disponibilidad y el rendimiento de la planta fueron dramáticamente inferiores. La razón principal de esta disminución es la avería del inversor durante los meses de verano, utilizando para su reparación parte del depósito disponible del periodo 2008-2012 que estaba destinado a la sustitución del inversor (ver tabla 3.20), por lo que

técnicamente, los costes de mantenimiento correctivo no pueden asignarse al OPEX a partir de 2013, ya que no tuvo que realizar ningún desembolso por el mantenimiento correctivo del inversor.

Tabla 3.22 – Comparativa con otros contratos de O&M actuales ofertados para la planta

	Contrato 1	Contrato 2	Contrato 3	Contrato 4	Contrato 5
Monitorización Online, Medida de la energía e informes diarios automáticos (O)			217,8 €		
O&M Preventivo (1 limpieza, inspección visual e informe anual)	2541 €	2237,79€ (Sin limpieza)		363 € (Sin limpieza)	
(No incluye: gastos de viajes y dietas de los técnicos desplazados)					
Análisis con termografía (Módulos e inversor solamente)		742,94 €			
Análisis IV		1130,14 €			
O&M Preventivo (muy similar al original planteado para la planta FV objeto de estudio)					7369 €
TOTAL	2541 €	4110,87€	217,8	363 €	7369 €
<i>COSTE TOTAL COMPLETO (Incluyendo los conceptos no contemplados en el protocolo de 2013)</i>	6507 €	8076,87 €	3818,8 €	4329 €	11335 €

Se podría argumentar que la falta de O&M conduce a una disminución sin límite mínimo de la energía generada en la planta, tal y como podría deducirse de la tendencia inicial de los años 2013 a 2015 (figura 3.4). No obstante, la producción eléctrica en 2016 y 2017 muestra una estabilización en las pérdidas de energía, con una generación de energía similar a la de 2014. Con la excepción de 2015, la electricidad inyectada en la red en los últimos años coincide con el rendimiento medio de un sistema fotovoltaico fijo óptimamente inclinado y orientado instalado en una ubicación con valores de temperatura e irradiación similares. Por ello, se espera que en los próximos años se generen cifras energéticas similares.

Ante esta evolución de la planta, es interesante analizar la influencia que porcentualmente tiene la disminución de OPEX en la energía generada.

Aunque existe una reducción del 76% en el gasto en O&M, la caída en la producción de energía no sigue la misma tendencia a la baja, tal y como muestra la tabla 3.23. La comparación entre la producción media del período en el que no disminuyó la operación y mantenimiento, que corresponde a los años 2008-2012, y los años siguientes de un casi-abandono, muestra la disociación entre las variaciones del OPEX anual y la energía generada. La mayor diferencia se produjo en 2015, cuando la caída de la energía alcanzó un mínimo de -22% respecto a la producción media del periodo 2008-2012. En el caso más desfavorable, si se comparan las diferencias energéticas de los mejores y peores años de producción (2009 y 2015 respectivamente), el porcentaje aumenta hasta casi el 26%, lo que sigue siendo una gran diferencia con respecto a la disminución del 76% del OPEX.

Si se compara el rendimiento medio 2008-2012 con los resultados de 2013-2017, el 76% de reducción del OPEX ha supuesto una disminución media del 11% en el rendimiento energético

Por lo tanto, un resultado notable, según las características de esta planta FV con seguimiento, es que el porcentaje de disminución de la energía generada es mucho menor que la diferencia en los costes anuales de operación y mantenimiento, por lo que los propietarios de plantas similares podrían preguntarse si es interesante mantener el nivel de costes anuales de operación y mantenimiento en sus plantas fotovoltaicas, en el caso de que estos fuesen elevados, y así poder hacer frente a ese escenario de falta de liquidez vislumbrado en la sección anterior.

No obstante, y a pesar del desacople en porcentaje respecto del OPEX anual y la producción energética de la planta, esta reducción de los costes del protocolo de mantenimiento ha supuesto, sin duda, una disminución de la electricidad generada por el sistema, y por ende, de los posibles ingresos a percibir por su venta a la tarifa

regulada existente, pero para evaluar la idoneidad o no de las tareas de mantenimiento, es imprescindible analizar qué escenario es el más significativo para la viabilidad de la planta fotovoltaica: la reducción del OPEX o la reducción de los ingresos por ventas de electricidad por falta de O&M y que pueden afectar al balance de cuentas anual.

Tabla 3.23 – Variaciones de OPEX y diferencias en la electricidad FV generada

OPEX anual		Diferencia
2008-2012	16766 €	-
2013-actual	3966 €	-76.34%
Producción eléctrica		Diferencia con respecto a generación máxima y media
Máxima Generación (2009)	222833 kWh	-
Generación media 2008-2012	213427 kWh	-
Electricidad 2013	206206 kWh	-3,38 % (media) -7,46 % (máx.)
Electricidad 2014	187327 kWh	-12,22 % (media) -15,93 % (máx.)
Electricidad 2015	165778 kWh	-22,33 % (media) -25,60 % (máx.)
Electricidad 2016	186239 kWh	-12,74 % (media) -16,42 % (máx.)
Electricidad 2017	198611 kWh	-6,94 % (media) -10,87 % (máx.)

Para analizar la influencia del OPEX en la tesorería anual de la inversión, hay que recordar que el nuevo mecanismo de retribución se compone de un término fijo, basado en la potencia instalada (retorno de la inversión, R_{inv}), y de dos términos variables que depende de la energía fotovoltaica generada, que será donde recaiga el impacto de la disminución de la electricidad por esta reducción drástica de las tareas de O&M.

Estos ingresos variables se van a retribuir de manera distinta. Por un lado, existe un término basado en la venta de electricidad al mercado mayorista (Pool) (OMIE, 2018), donde no existe limitación de generación, y el segundo término, denominado Retorno la Operación (R_o), cuyo valor fue fijado arbitrariamente por el Gobierno dependiendo del tipo de planta FV y tiene un rango de aplicación en cuanto a las horas de operación del sistema (Ministry of Industry Energy and Tourism. Government of Spain, 2014)

Tal y como se expuso en la tabla 3.15, el límite máximo del umbral de horas se establece en 2102 horas, a partir de las cuales el propietario no recibirá más ingresos relacionados con el término de Retorno de Operación (R_o). Entre el límite inferior (1261 h) y el umbral de funcionamiento ($U_f=736h$), el propietario sólo recibiría una cantidad proporcional. Para el cálculo de las horas de funcionamiento anuales, la energía se divide por la potencia nominal de la instalación ($P_{inv}=100$ kW), y no por la potencia de diseño del generador.

Tal y como ya se observó en la tabla 3.16, limitar la generación fotovoltaica mediante un umbral máximo, puede llevar a una situación en la que sea más factible reducir el OPEX a expensas de la reducción de la electricidad generada, manteniendo al mismo tiempo la rentabilidad de la inversión fotovoltaica. En el caso analizado, aunque se ha eliminado el mantenimiento preventivo, y no existe un mantenimiento correctivo anual, tal y como se consideró en el periodo 2008-2012, algunas tareas de mantenimiento correctivo se consideran excepcionalmente sólo en aquellas situaciones en las que la productividad de la planta podría poner en peligro la remuneración recibida por no alcanzar el umbral mínimo, tal y como ocurrió en 2015 con la avería de los inversores, donde se tuvo que actuar para garantizar al menos que la planta produjera 1261h.

Si este nuevo mecanismo de compensación se aplica al escenario energético actual de la planta, que es consecuencia del abandono de las tareas de operación y mantenimiento preventivo, es de esperar que los ingresos correspondientes a los términos de energía (pool y R_o) disminuyan a medida que decrece la electricidad generada, como se aprecia en el periodo 2013-2016 de la figura 3.25, donde se han representado los ingresos solamente dependientes de la energía generada. En dicha figura, el escenario acontecido en el año 2017 resulta una excepción, debido a las buenas condiciones meteorológicas ocurridas y por extensión a mayor producción eléctrica.

En consecuencia, cuanto más energía se inyecte a la red supondría un mejor escenario para poder seguir haciendo frente al desembolso de los pagos de la financiación elegida. En ese caso, por ejemplo, si este nuevo mecanismo de retribución se traslada al mejor año histórico de producción de la planta, que sucedió en 2009, los ingresos relacionados con la energía son mayores, lo que aparentemente reforzaría la idea de que para aumentar la rentabilidad de la planta se debe aplicar un protocolo de O&M mejorado, y por consiguiente dedicar más presupuesto anual, para maximizar la energía producida.

Sin embargo, para lograr los índices de productividad de ese año récord, así como del periodo 2008-2012, en lugar de un OPEX anual de 3966 €, debería

destinarse la cantidad original de 16766 €. En este caso, si los resultados de la figura 3.25 resultasen balanceados, restando los ingresos relacionados con la energía y los gastos de explotación anuales correspondientes se obtiene un importe neto de ingresos por producción eléctrica ($OPEX_{2009}=3966$ € y $OPEX_{2013}=16766$ €), cuyos resultados se observan en la figura 3.26.

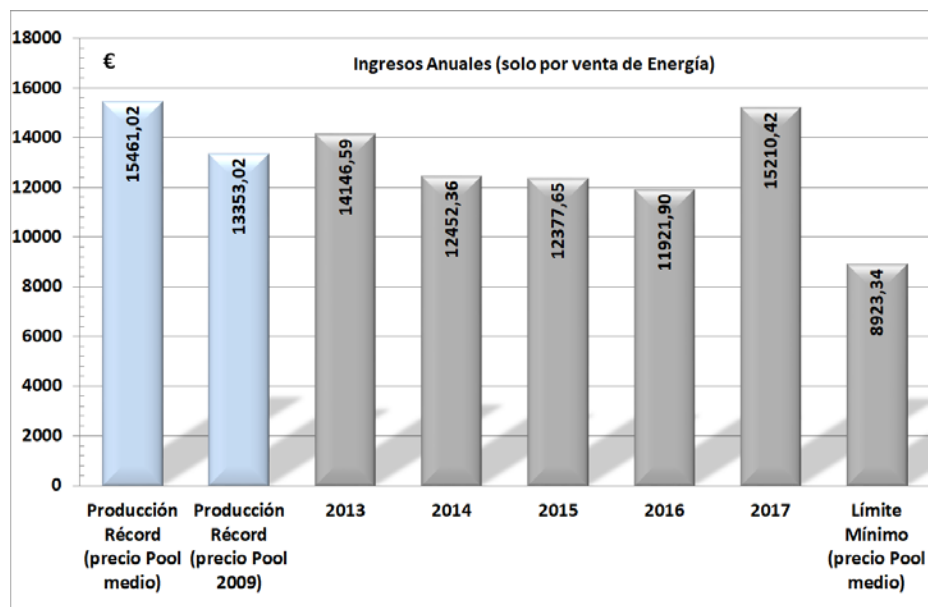


Figura 3.25. – Ingresos obtenidos dependientes de la producción eléctrica de la planta

Sorprende que, a pesar del buen escenario de operación del sistema de 2009, en el que la planta se mantiene perfectamente y, por tanto, teóricamente el mejor año en términos de ingresos potenciales relacionados con la energía, el límite superior de horas de operación establecidos en esta última legislación y el valor de $OPEX_{2009}$ convierten a este escenario, presumiblemente más rentable en una primera aproximación, en un escenario de liquidez anual adversa con un saldo negativo, donde si se consideran los precios medios del pool del periodo 2008-2017 aplicados al año 2009 (ver tabla 3.24), existe un saldo negativo de 1305 €, mientras que si se tienen en cuenta los valores reales del pool de 2009 para los ingresos relacionados con la energía, los resultados son aún peores, ya que el bajo precio de la electricidad del pool en ese año hace que el saldo negativo aumente hasta los 3413 €, valores inferiores a los que se obtendrían en los escenarios energéticos a partir de 2013, que presumiblemente serían peores para la contabilidad de la planta.

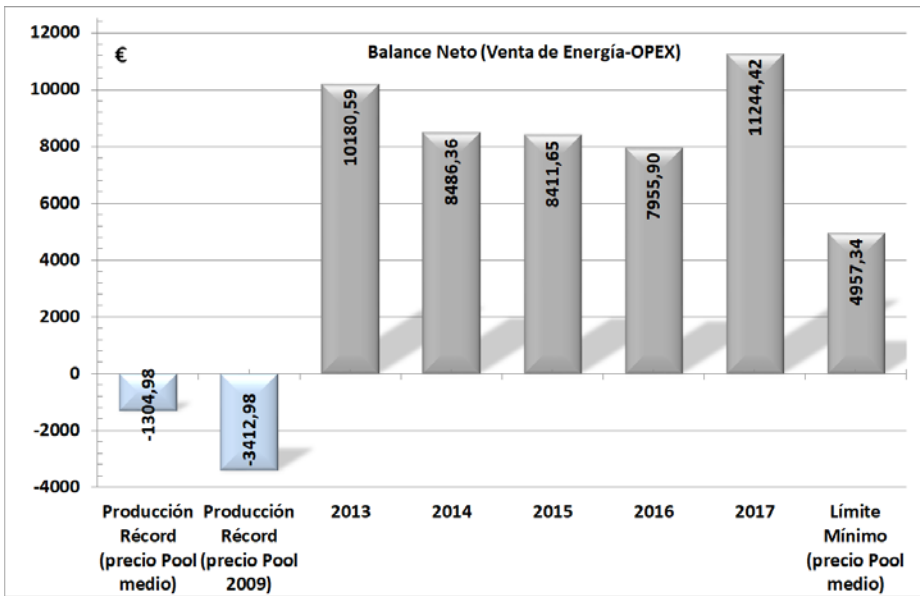


Figura 3.26. – Balance neto de los ingresos por venta de energía

Tabla 3.24 – Variaciones de OPEX y diferencias en la electricidad FV generada

Precios de Pool aplicables en España en el periodo considerado (€/MWh)				
2008	2009	2010	2011	2012
64,43	36,96	37,01	49,94	47,23
2013	2014	2015	2016	2017
44,26	42,13	50,32	39,37	52,24

Un desglose más detallado de los resultados de los ingresos directamente proporcionales a la generación eléctrica de la planta de la figura 3.26 se puede observar en la tabla 3.25.

Si se profundiza en este análisis energético-económico, los resultados de 2009 son los mejores posibles, siendo casi una excepción, por lo que es más que probable que la planta fotovoltaica, atendiendo también a las previsiones originales, se sitúe en un escenario energético de cualquiera de los otros años dentro del "buen" período 2008-2012. En todos estos escenarios energéticos, y asumiendo el marco legal actual pero los costes de O&M originales, los resultados, con respecto a la situación actual del periodo 2013-2017 son peores, puesto que la energía generada no llega a los niveles de 2009, pero se sigue con el gasto inicial de O&M.

Tabla 3.25 – Balance económico resultante por la producción eléctrica de la planta FV

Escenario	Energía (kWh)	Horas de Operación (h)	R _o (€)	Pool (€) *Media periodo 08-17	OPEX anual (€)	Balance (€)
2009 (Record)	222833	2102 (límite)	5117,11	10343,91*	16766	-1304,98
2013	206206	2062	5019,89	9126,70		10180,59
2014	187327	1873	4560,28	7892,08		8486,36
2015	165778	1658	4035,70	8341,95		8411,65
2016	186239	1862	4533,80	7388,10	3966	7955,90
2017	198611	1986	4834,99	10375,44		11244,42
Límite Mínimo	126100	1261	3069,8	5853,56*		4957,34

Considerando tanto el precio medio del pool y los valores originales del mercado eléctrico de cada año, en todos los casos hay un balance negativo en el término relacionado con la energía, tal y como se muestra en las figuras 3.27 y 3.28.

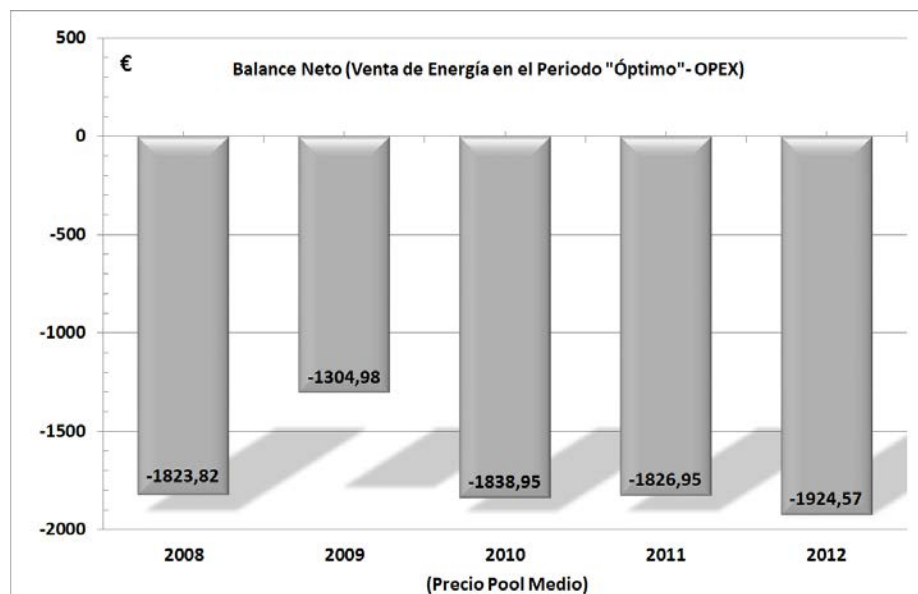


Figura 3.27. – Balance neto de los ingresos por venta de energía en el periodo 2008-2012

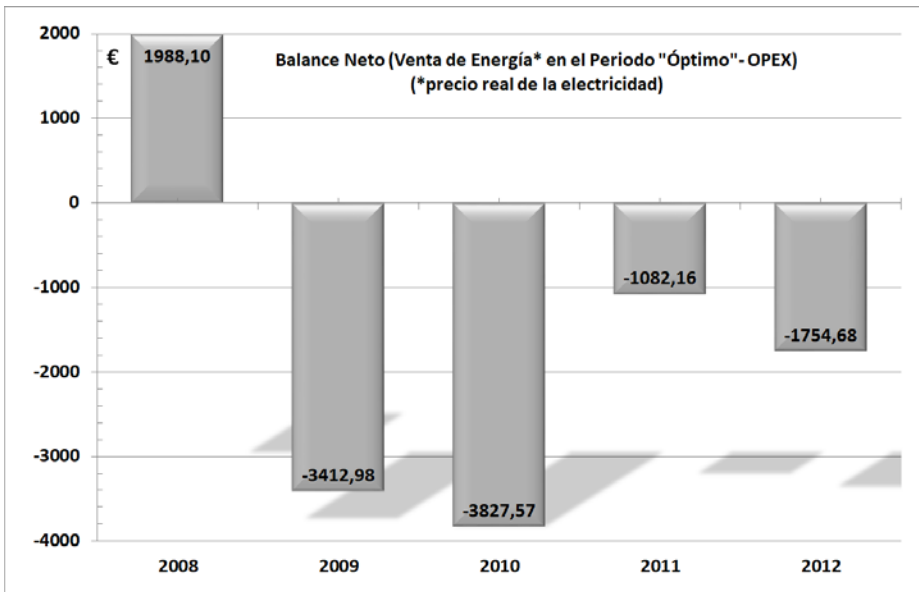


Figura 3.28. – Balance neto de los ingresos por venta de energía en el periodo 2008-2012 considerando el precio real del mercado eléctrico

Sólo hay una excepción en el año 2008, considerando su valor original del pool, pero este saldo llega incluso a ser inferior al caso en el que se analiza el límite mínimo (véase la figura 3.26). Cabe mencionar que en cualquiera de los escenarios 2008-2012, el efecto del límite superior de horas de operación es casi insignificante.

Aunque las tareas de mantenimiento correctivo se considerarán en el caso excepcional de que no se pudiera alcanzar el límite mínimo de producción, es importante destacar que, aunque se invierta algo de recursos monetarios de forma puntual en el futuro, incluso en el peor escenario (límite mínimo), el balance de las ventas de energía (€) seguiría siendo mucho más favorable que en los escenarios vislumbrados para los años del "buen período". Por lo tanto, existe un cierto margen de dinero para dedicar a un mantenimiento correctivo de emergencia y seguir siendo más rentables que el mantenimiento óptimo (preventivo y correctivo normal) de la planta fotovoltaica. En el peor de los casos, atendiendo a los resultados de las figuras 3.27 y 3.28, habría una disponibilidad anual entre 3000 y 6200 euros para tareas de emergencia correctivas.

3.3.3 Análisis de Sensibilidad

De manera complementaria a los resultados obtenidos en las secciones anteriores, se estima oportuno incluir un análisis de sensibilidad donde se pueda profundizar más en los efectos e influencias del OPEX.

Un primer análisis de sensibilidad se va a aplicar a uno de los criterios más extendidos para la evaluación de la competitividad en costes de una inversión fotovoltaica, ya que conforme a la ecuación de definición de LCOE (ver ecuación 2.9), una variación en el gasto anual en tareas de operación y mantenimiento influye en el precio unitario de la electricidad fotovoltaica generada (Talavera et al., 2014, 2011).

Algunos estudios han intentado realizar un análisis de sensibilidad para evaluar la influencia del OPEX en el LCOE (Muñoz-Cerón, 2014), y en este sentido, algunos autores sostienen que un aumento del 0,1% en el OPEX puede tener un impacto del 1,67% en el LCOE (Shimura et al., 2016).

Además de la influencia del OPEX, también, con un propósito comparativo de la influencia de las variables de dicha ecuación, hemos incluido en este análisis el impacto que otros parámetros pueden tener en el cálculo del LCOE. La figura 3.29 y la tabla 3.26 muestran los resultados de cómo una variación de $\pm 20\%$ en la producción energética, el precio de instalación FV, el OPEX y la vida útil de la planta FV pueden influir en el valor $LCOE_{2007}$.

Tabla 3.26 – Balance económico resultante por la producción eléctrica de la planta FV

$LCOE_{2007} = 0.3491 \text{ €/kWh}$		
Variación de las variables	Resultados (€/kWh) y Diferencias (%) del $LCOE_{2007}$	
E_{PV} (kWh/año)	165035 – 247553	0,4363 – 0,2909 (+25% -16,67%)
PV_{IN} (€/Wp)	\pm 5,34 – 8,01	0,2969 – 0,4012 (\pm 14,93%)
OPEX (€/año)	20% 13413 – 20119	0,3314 – 0,3668 (\pm 5,07%)
Vida Útil (años)	20-30	0,3805 – 0,3296 (+9% -5,58%)

Según los resultados anteriores, el rendimiento energético es el parámetro más influyente, donde una disminución del 20% representa un incremento del 25% en el $LCOE_{2007}$, con un valor cercano al del FiT elegible, por lo que esta reducción de la energía generada se traducirá en un escenario de cuasi-no rentabilidad. Esta situación podría ser uno de los casos descritos en este capítulo de resultados, donde se ha

demostrado que una reducción de los costes anuales de O&M ha supuesto una disminución de la energía generada, especialmente drástico en 2015.

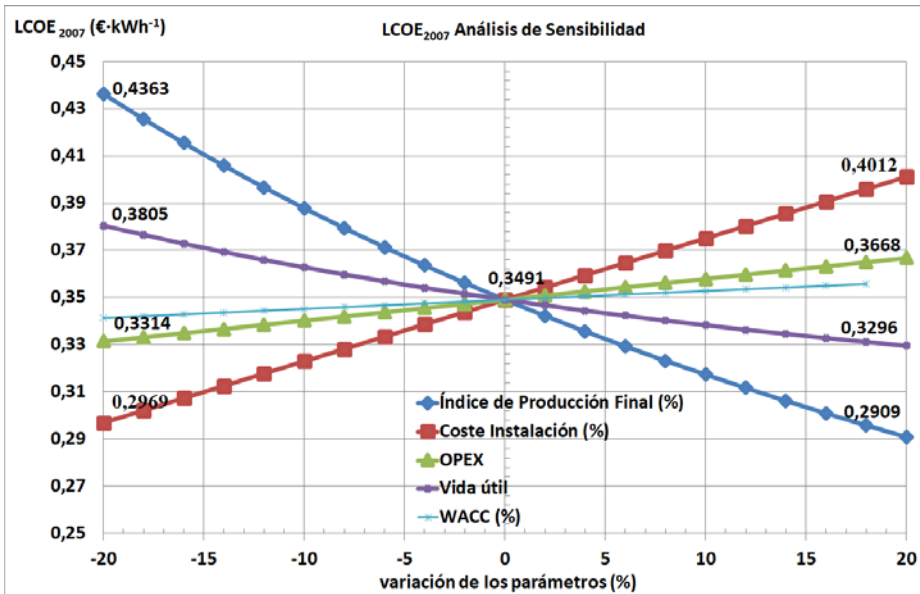


Figura 3.29. – Análisis de sensibilidad del LCOE₂₀₀₇

Los resultados anteriores se han obtenido a partir de una modificación individual de las variables, si bien, resulta más ilustrativo mostrar el efecto combinado que dos variables pueden tener sobre el valor de LCOE₂₀₀₇. Aunque el costo de la inversión inicial es el segundo parámetro más influyente, según los resultados de la tabla 3.26, es una variable que no puede modificarse una vez comprometida la inversión. Por lo tanto, atendiendo a la línea de resultados del presente documento, junto con el parámetro más influyente, es interesante considerar la influencia del OPEX cuando ambos parámetros varían en una horquilla de ±20%.

Los resultados observables en la figura 3.30 y la tabla 3.27, muestran un amplio rango de posibles valores de LCOE₂₀₀₇ dependiendo del porcentaje de las variaciones combinadas de los parámetros seleccionados. En el peor de los casos, cuando la energía está en su mínimo valor, surgen escenarios no rentables, cuando el LCOE₂₀₀₇ calculado resultante es de 0,4584 €/kWh y 0,4142 €/kWh respectivamente dependiendo del nivel de OPEX considerado.

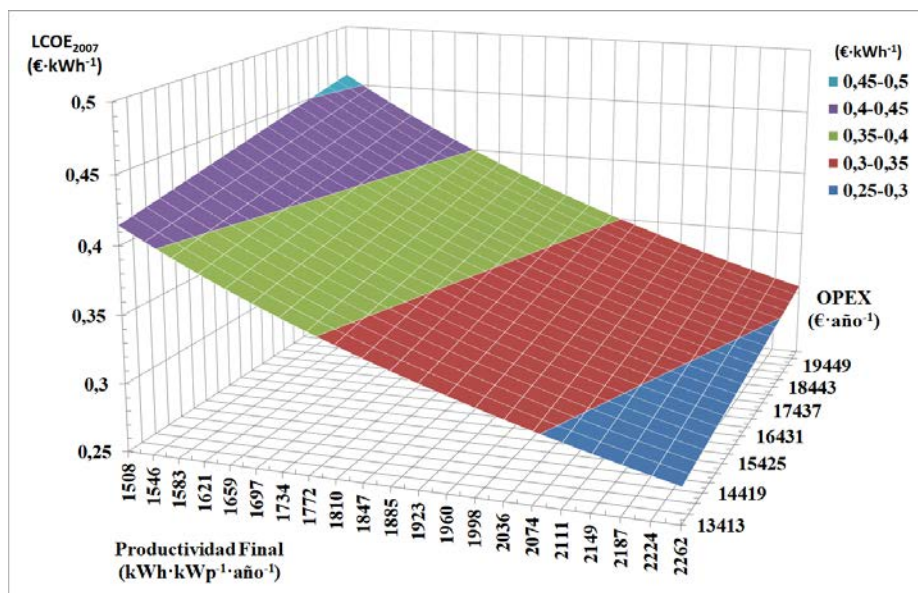


Figura 3.30. – Análisis de sensibilidad del LCOE₂₀₀₇ incluyendo los parámetros más influenciados

Sin embargo, aunque los resultados anteriores son muy útiles para analizar la dependencia del LCOE de determinados parámetros, su discusión puede resultar incompleta porque el efecto del OPEX y la producción eléctrica se han considerado de forma independiente. Es por ello por lo que debería realizarse un análisis más profundo como consecuencia de no tener en cuenta el efecto que la variación del OPEX podría tener en la producción de la planta, lo que a su vez también influye en el LCOE.

Tabla 3.27 – Diferencias en el LCOE considerando dos parámetros de influencia

LCOE ₂₀₀₇ = 0,3491 €/kWh		
Variación de variables		LCOE
Y _{F,ANUAL} (+20%): 2262 kWh·kWp ⁻¹ ·año ⁻¹	OPEX (+20%): 20119 €/año	0,3056 €/kWh (-12,45%)
Y _{F,ANUAL} (+20%): 2262 kWh·kWp ⁻¹ ·año ⁻¹	OPEX (-20%): 13413 €/año	0,2762 €/kWh (-20,89%)
Y _{F,ANUAL} (-20%): 1508 kWh·kWp ⁻¹ ·año ⁻¹	OPEX (+20%): 20119 €/año	0,4584 €/kWh (+31,32%)
Y _{F,ANUAL} (-20%): 1508 kWh·kWp ⁻¹ ·año ⁻¹	OPEX (-20%): 13413 €/año	0,4142 €/kWh (+18,66%)

Para una discusión apropiada, se consideran los escenarios de desempeño reales estudiados en tabla 3.2, y cuyos resultados se resumen en la tabla 3.28.

Tabla 3.28 – Escenarios LCOE₂₀₀₇ basado en la operación real de la planta FV

	ESCENARIOS	LCOE ₂₀₀₇ (€/kWh)
LCOE _{original}	Escenario Original E _{estimada} =206294 kWh; OPEX=16766 €	0,3491
LCOE _{MEJOR}	Año de Generación Récord: 2009 E ₂₀₀₉ =222833 kWh; OPEX=16766 €	0,3232
LCOE _{MEDIO 08-12}	Generación energética media 2008-2012 E _{medio08-12} =213427 kWh; OPEX=16766 €	0,3374
LCOE _{PEOR 15}	Año de peor escenario energético: 2015 E ₂₀₁₅ =165778 kWh; OPEX=3966 €	0,3504
LCOE _{año 2016}	Energía del año 2016 E ₂₀₁₆ =186239 kWh; OPEX=3966 €	0,3119
LCOE _{año 2017}	Energía del año 2017 E ₂₀₁₇ =198611 kWh; OPEX=3966 €	0,2924
LCOE _{MEDIO 13-17}	Producción Media del periodo 2013-2017 E _{medio 13-17} =188832 kWh; OPEX=3966 €	0,3076
LCOE _{FVFIJO 15}	Año de peor escenario energético: 2015 (Sistema FV fijo) E ₂₀₁₅ =165775 kWh; OPEX=3966 € PV _{IN} =6058,67 €/kWp	0,3204
LCOE _{FVFIJO 16}	Energía del año 2016 (Sistema FV fijo) E ₂₀₁₆ =186239 kWh; OPEX=3966 € PV _{IN} =6058,67 €/kWp	0,2852
LCOE _{FVFIJO 17}	Energía del año 2017 (Sistema FV fijo) E ₂₀₁₇ =198611 kWh; OPEX=3966 € PV _{IN} =6058,67 €/kWp	0,2674
LCOE _{FVFIJO MEDIA13-17}	Producción Media del periodo 2013-2017 (Sistema FV fijo) E _{MEDIA13-17} =188832 kWh; OPEX=3966 € PV _{IN} =6058,67 €/kWp	0,2813

Tomando la producción energética original estimada y el OPEX real el periodo 08-12, se ha obtenido un valor de LCOE₂₀₀₇ de 0,3491 €/kWh, que ha sido el valor utilizado como indicador en este documento. Si este escenario se compara con el contexto energético real que se produjo en 2009, cuando se generaron los mejores datos energéticos, como consecuencia de unas condiciones meteorológicas realmente

buenas, se produce una reducción del LCOE del 7,4%, y que mejoraría la rentabilidad de la inversión. Adicionalmente, si se considera la producción media de electricidad en el periodo 2008-2012, también se obtienen mejores datos que los inicialmente estimados. En ambos casos, esto se justifica por la mejora de producción energética con respecto a lo estimado.

Como se ha indicado en numerosas ocasiones, tras la entrada en vigor de los sucesivos reales decretos que con carácter retroactivo se promulgaron en España, el propietario de la planta decidió recortar drásticamente los gastos dedicados a las tareas de operación y mantenimiento, por lo que esta reducción afectó directamente a la energía producida y a sus respectivos ingresos. Aunque atendiendo a los resultados mostrados en las figuras del análisis de sensibilidad del LCOE, se podrían haber identificado escenarios no rentables, sorprendentemente si todos los escenarios energéticos y el OPEX reducido se aplican a las condiciones financieras originales de 2007, encontramos un resultado LCOE mejor, excepto para el año 2015, en el que la avería y reparación del inversor supuso una disminución de la energía generada. Incluso en el peor de los casos, el valor LCOE (0,3504 €/kWh) es muy similar a la previsión original de 0,3491 €/kWh.

Además, si los datos energéticos que ha generado la planta fotovoltaica en los últimos años, como consecuencia de la reducción de OPEX, son similares a los generados por un sistema fijo en el mismo emplazamiento, se podría suponer que la inversión inicial sería menor ya que el sistema de seguimiento, con su consiguiente cimentación más compleja, no serían necesarias. Teniendo en cuenta el importe dedicado al mecanismo de seguimiento, la inversión inicial se reduciría a 6,06 €/Wp, por lo que si se recalcula el LCOE, se obtendrá un escenario aún más rentable que en aquellos años de óptimo rendimiento y perfecta conservación de la planta fotovoltaica.

Para complementar el análisis de sensibilidad de esta sección y aunque la producción eléctrica, el OPEX y los valores de remuneración de la energía utilizados en este estudio proceden de datos reales proporcionados por el propietario de la planta analizada, es interesante realizar un análisis de sensibilidad que incluya cierto grado de incertidumbre, tanto en la productividad del sistema como en los valores OPEX que puedan afectar a las estimaciones de retribución de la energía.

En la figura 3.31 se puede observar los resultados de la influencia de la productividad eléctrica bajo diferentes escenarios de costes de O&M que tienen sobre los ingresos económicos. Para ello, se ha simulado una variación de $\pm 25\%$ en la electricidad generada por la planta fotovoltaica y cómo afecta, bajo el marco legal nacional actual, a la remuneración recibida por el propietario, contabilizando

únicamente los ingresos relacionados con la energía. En esta simulación se han utilizado como datos de referencia los valores energéticos medios del período 2008-2012 (OPEX completo) y 2013-2017 (OPEX actual), respectivamente.

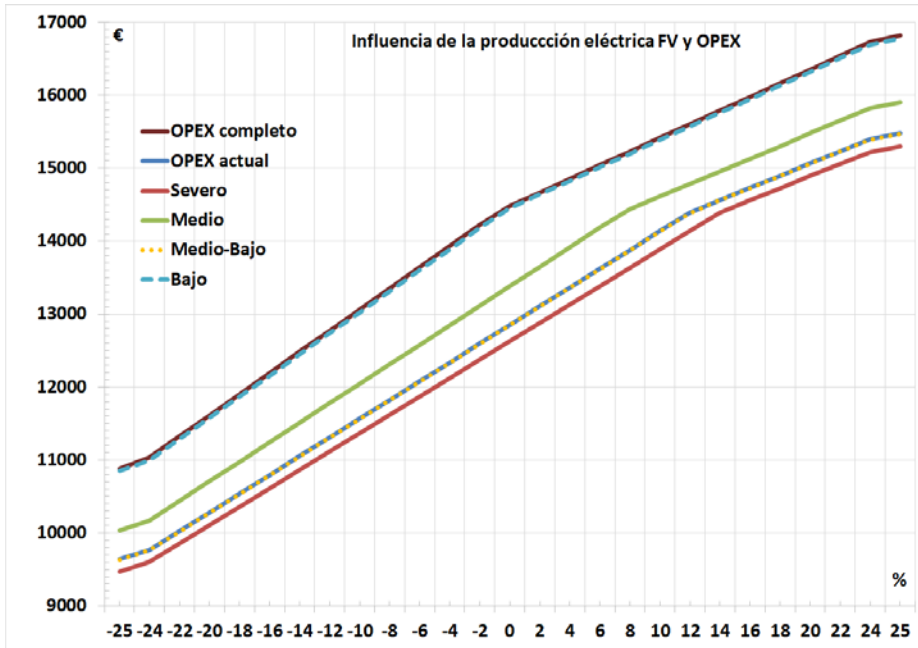


Figura 3.31. –Influencia de la productividad eléctrica bajo diferentes escenarios de costes de O&M

Es fácil observar la relación entre la energía y las variaciones de ingresos, pero lo que es interesante es el aparentemente peor escenario de ingresos en la actual situación OPEX, donde las tareas de O&M se han reducido drásticamente. Sin embargo, es notorio que una variación de +25% en la electricidad generada sólo representa un 16% de los ingresos para el escenario 2008-2012, frente al 21% para el escenario aparentemente menos favorable (2013-2017). Esto es consecuencia directa del límite de generación superior impuesto por la legislación nacional, que desalienta la producción óptima de plantas.

A la luz de los resultados anteriores, es interesante analizar cómo un rango de variabilidad en los costos de operación y mantenimiento puede afectar el desempeño de la planta y, por extensión, los ingresos por ventas de energía.

Analizando las tareas de O&M del protocolo de mantenimiento original y las caídas de energía producidas tras la suspensión de casi todas las actividades preventivas, no existe una armonía global en el impacto de las tareas de O&M con el

OPEX y su consiguiente disminución energética. En este sentido se propone una clasificación de las tareas de O&M en función de su impacto en la caída de energía de la planta analizada (ver tabla 3.29). Para normalizar estas pérdidas, se han incluido dos columnas adicionales que especifican cómo una reducción del 1% en el OPEX puede afectar a las pérdidas de energía.

Estas variaciones se han incluido en la figura 3.31 tomando como referencia los valores del periodo 2008-2012. En todos los casos de O&M, hay un impacto negativo en los ingresos, pero si se comparan estos resultados con el escenario OPEX actual, parecen vislumbrar una situación más rentable, con la excepción del escenario severo.

A pesar de estos resultados, y de acuerdo con la línea de discusión principal de este manuscrito, es más apropiado incluir en el análisis de sensibilidad no sólo la influencia de O&M en los ingresos, sino también sus correspondientes variaciones de costos. Por ello, la figura 3.32 muestra el balance neto de los ingresos y la disminución de OPEX (columna 2 de la tabla 3.29) tomando como referencia el protocolo óptimo de O&M.

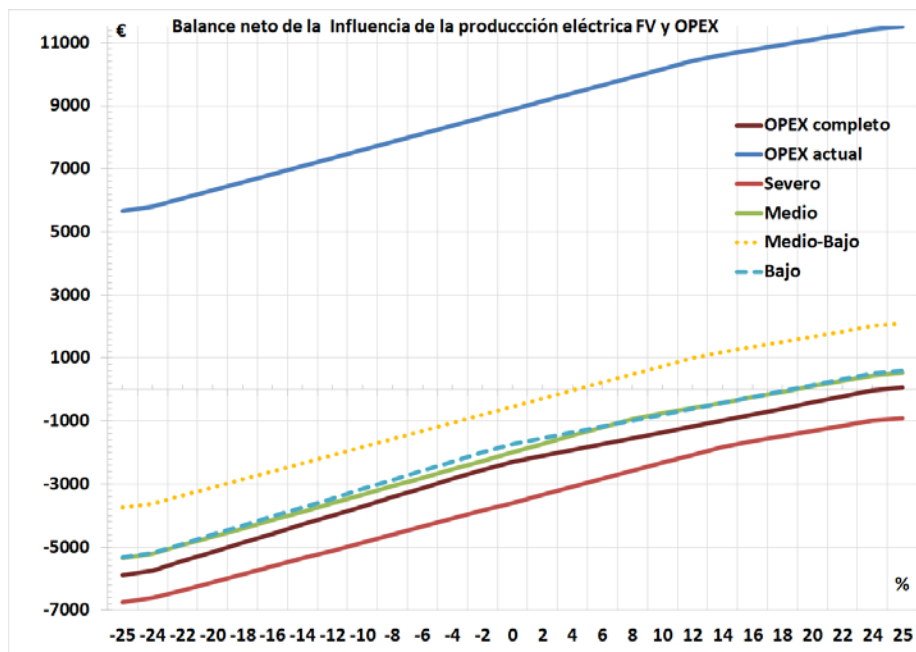


Figura 3.32. –Balance neto de los ingresos y la disminución de OPEX

Aunque las disminuciones del OPEX oscilan entre el 3 y el 20% de las pérdidas medias de energía del 0,3 al 12%, y la subsiguiente disminución de los ingresos, como se muestra en la figura 3.32, la situación del escenario menos rentable ha

cambiado radicalmente. En todos los casos, la situación actual de OPEX de la planta fotovoltaica proporciona datos más favorables para la rentabilidad de este proyecto.

Tabla 3.29 – Propuesta de clasificación del impacto de las tareas de O&M

Nivel de impacto de las tareas de O&M	OPEX	Pérdida de Energía	OPEX	Pérdida de Energía
Severo	3,3%	13%	1%	4%
Medio	8,3%	7,8%		1%
Medio-Bajo	20,2%	11,5%		0,6%
Bajo	3,5%	0,3%		0,1%

Por lo tanto, se espera que si se representan gráficamente los datos OPEX normalizados (sólo un 1% de disminución), mostrarían una situación aún menos rentable en comparación con el estado actual de la planta fotovoltaica, tal y como se aprecia en la figura 3.33

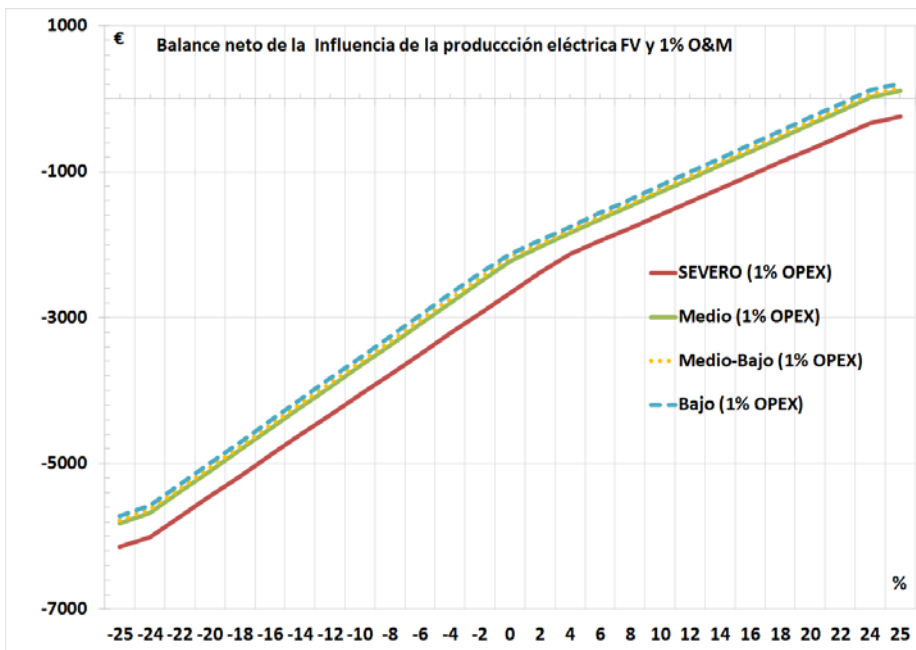


Figura 3.33. – Balance neto de los ingresos y la disminución de OPEX normalizada (1%)

Los resultados anteriores refuerzan la idea de que las políticas de promoción adecuadas deben centrarse en la optimización de la producción de energía de un sistema.

3.4 REFERENCIAS

- Brehaut, C., 2016. The Growing Split Between Solar Operations and Maintenance [WWW Document]. Greentech Media. URL www.greentechmedia.com/articles/read/The-Growing-Split-Between-Solar-Operations-and-Maintenance (accessed 9.14.16).
- Caamaño Martín, E., 1998. Tesis Doctoral “Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caracterización y análisis.”
- Daley, S., 2014. Spain’s Solar Pullback Threatens Pocketbooks [WWW Document]. New York Times. URL www.nytimes.com/2014/01/06/world/europe/spains-solar-pullback-threatens-pocketbooks.html?pagewanted=all&r=0 (accessed 1.27.17).
- de la Hoz, J., Martín, H., Miret, J., Castilla, M., Guzman, R., 2016. Evaluating the 2014 retroactive regulatory framework applied to the grid connected PV systems in Spain. *Appl. Energy* 170, 329–344. doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.092
- de la Parra, I., Muñoz, M., Lorenzo, E., García, M., Marcos, J., Martínez-Moreno, F., 2017. PV performance modelling: A review in the light of quality assurance for large PV plants. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 78, 780–797. doi:10.1016/j.rser.2017.04.080
- del Río González, P., del Río, P., 2008. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy* 36, 2907–2919. doi:10.1016/j.enpol.2008.03.025
- Dusonchet, L., Telaretti, E., 2015. Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 42, 986–998. doi:10.1016/j.rser.2014.10.054
- European Commission Joint Research Centre, 2018. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [WWW Document].
- Faiman, D., 2008. Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 16, 307–315. doi:10.1002/pip.813
- Farr, M.G., Stein, J.S., 2014. Spatial variations in temperature across a photovoltaic array, in: 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014. pp. 1921–1927. doi:10.1109/PVSC.2014.6925301

- Huld, Thomas; Pinedo-Pascua, Irene; Gracia-Amillo, A., 2017. PVGIS 5: New algorithms and features.
- Huld, T., Cebecauer, T., Šúri, M., Dunlop, E.D., 2010. Analysis of one-axis tracking strategies for PV systems in Europe. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 18, 183–194. doi:10.1002/pip.948
- International Finance Corporation, 2015. *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants*, IFC.
- Ito, M., Lespinats, S., Merten, J., Malbranche, P., Kurokawa, K., 2016. Life cycle assessment and cost analysis of very large-scale PV systems and suitable locations in the world. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 24, 159–174. doi:10.1002/pip.2650
- Jantsch, M., Schmidt, H., . J.S., 1992. Results on the concerted action on power conditioning and control., in: 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference. doi:10.1096/fj.06-0302ufm
- Jenner, S., Groba, F., Indvik, J., 2013. Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries. *Energy Policy*. doi:10.1016/j.enpol.2012.09.046
- Jones-Albertus, R., Feldman, D., Fu, R., Horowitz, K., Woodhouse, M., 2016. Technology advances needed for photovoltaics to achieve widespread grid price parity. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 24, 1272–1283. doi:10.1002/pip.2755
- Jordan, D.C., Silverman, T.J., Sekulic, B., Kurtz, S.R., 2017a. PV degradation curves: non-linearities and failure modes. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 25, 583–591. doi:10.1002/pip.2835
- Jordan, D.C., Silverman, T.J., Wohlgemuth, J.H., Kurtz, S.R., VanSant, K.T., 2017b. Photovoltaic failure and degradation modes. *Prog. Photovolt Res. Appl.* 25, 318–326. doi:10.1002/pip.2866
- Koussa, M., Cheknane, A., Hadji, S., Haddadi, M., Noureddine, S., 2011. Measured and modelled improvement in solar energy yield from flat plate photovoltaic systems utilizing different tracking systems and under a range of environmental conditions. *Appl. Energy* 88, 1756–1771. doi:10.1016/j.apenergy.2010.12.002
- Kurokawa, K., Komoto, K., van der Vleuten, P., Faiman, D., 2006. *Energy from the Desert: Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems*.

- Earthscan, London (UK).
- Lomas, J.C., Muñoz-Cerón, E., Muñoz Díez, J.V., Fuentes J., M. and de la C., 2014. Are the Spanish PV plants installed under the RD661/2007 still profitable? 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Amsterdam.
- Lomas, J.C., Muñoz-Cerón, E., Nofuentes, G., de la Casa, J., 2018. Sale of profitable but unaffordable PV plants in Spain: Analysis of a real case. *Energy Policy* 117, 279–294. doi:10.1016/j.enpol.2018.03.014
- Lorenzo, E., 2004. RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (IV) Seguidores y huertas solares. *Era Sol*.
- Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., Muñoz, J., Moretón, R., 2012. On the testing of large PV arrays. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 20, 100–105. doi:10.1002/pip.1102
- Ministry of Industry Energy and Tourism. Government of Spain, 2014. 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.
- Ministry of Industry Energy and Trade. Government of Spain, 2014. 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.
- Mir-Artigues, P., Cerdá, E., del Río, P., 2015. Analyzing the impact of cost-containment mechanisms on the profitability of solar PV plants in Spain. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 46, 166–177. doi:10.1016/j.rser.2015.02.005
- Müller, B., Hardt, L., Armbruster, A., Kiefer, K., Reise, C., 2015. Yield predictions for photovoltaic power plants: empirical validation, recent advances and remaining uncertainties. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 24. doi:10.1002/pip.2616
- Muñoz-Cerón, E., 2014. New trends in Photovoltaic Economy and development of a different technological spectral approach in Concentrator Photovoltaics. Universidad de Jaén, Spain.
- Muñoz-Cerón, E., Lomas, J.C., Aguilera, J., de la Casa, J., 2018. Influence of

- Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: The case of a tracking PV plant in Spain. *Energy Policy* 121, 506–518. doi:10.1016/j.enpol.2018.07.014
- Munoz Escribano, M., Garcia Solano, M., De La Parra Laita, I., Marcos Alvarez, J., Marroyo, L., Lorenzo Pigueiras, E., 2018. Module temperature dispersion within a large PV array: Observations at the amareleja PV plant. *IEEE J. Photovoltaics* 8, 1725–1731. doi:10.1109/JPHOTOV.2018.2868005
- Muñoz, J., Martínez-Moreno, F., Lorenzo, E., 2011. On-site characterisation and energy efficiency of grid-connected PV inverters. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 19, 192–201. doi:10.1002/pip.997
- Muñoz, J.V., Nofuentes, G., Fuentes, M., de la Casa, J., Aguilera, J., 2016. DC energy yield prediction in large monocrystalline and polycrystalline PV plants: Time-domain integration of Osterwald's model. *Energy* 114, 951–960. doi:10.1016/j.energy.2016.07.064
- Newmiller, J., Erdman, W., Stein, J.S., Gonzalez, S., 2014. Sandia Inverter Performance Test Protocol efficiency weighting alternatives, in: 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014. doi:10.1109/PVSC.2014.6925058
- Nielsen, N., 2015. Spain solar power clouded by government U-turn. *EUOBSERVER Mag.*
- OMIE, 2018. Operador del Mercado OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (Spanish Electricity Market Operator) [WWW Document]. URL www.omie.es/inicio (accessed 4.6.18).
- PV O&M Working Group. NREL/Sandia/Sunspec Alliance SuNLaMP, 2016. Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance 2nd Edition, Technical Report NREL/TP-7A40-67553. doi:NREL/TP-7A40-67553
- Shimura, S., Herrero, R., Zuffo, M.K., Baesso Grimoni, J.A., 2016. Production costs estimation in photovoltaic power plants using reliability. *Sol. Energy* 133, 294–304. doi:10.1016/j.solener.2016.03.070
- Siemer, J., 2016. Operation & Maintenance. *Phot. Int.* 36–39.
- SolarPower Europe, 2016. O&M Best Practices Guidelines. *SolarPower Eur.* 1–60.
- Talavera, D.L., de la Casa, J., Muñoz-Cerón, E., Almonacid, G., 2014. Grid parity

and self-consumption with photovoltaic systems under the present regulatory framework in Spain: The case of the University of Jaén Campus. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 33, 752–771. doi:10.1016/j.rser.2014.02.023

Talavera, D.L., Muñoz-Cerón, E., de la Casa, J., Ortega, M.J., Almonacid, G., 2011. Energy and economic analysis for large-scale integration of small photovoltaic systems in buildings: The case of a public location in Southern Spain. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 4310–4319. doi:10.1016/j.rser.2011.07.119

Talavera, D.L., Muñoz-Cerón, E., Ferrer-Rodríguez, J.P., Nofuentes, G., 2016. Evolution of the cost and economic profitability of grid-connected PV investments in Spain: Long-term review according to the different regulatory frameworks approved. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 66, 233–247. doi:10.1016/j.rser.2016.08.012

Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., 2015. PV LCOE in Europe 2014–30. Final Report. *Photovolt. Technol. Platf.* 15.

4

CONCLUSIONES

En este capítulo se recopilan las conclusiones más relevantes obtenidas durante el desarrollo de la presente Tesis Doctoral, obtenidas gracias a un análisis exhaustivo, tanto desde un punto de vista energético como económico-financiero, de una planta fotovoltaica que fue puesta en marcha en España en el año 2007 y que actualmente sigue en explotación y en manos de su promotor-instalador original.

Tras un tercio de su vida útil, se ha procedido a evaluar cual ha sido la influencia, que las decisiones de carácter político adoptadas en España, han tenido en la rentabilidad del proyecto de inversión inicial y como, la falta de liquidez de la inversión, ha condicionado la generación de energía forzando a los propietarios a casi un total abandono de las tareas de mantenimiento.

Adicionalmente, se ha procedido a la valoración en términos energéticos, del estado de operación de la planta, proponiendo para ello algunas modificaciones a los protocolos ya existentes de caracterización de instalaciones fotovoltaicas.

4.1 VIABILIDAD DEL MODELO DE NEGOCIO E IMPLICACIÓN DE LAS POLÍTICAS DE ESTÍMULO DEL SECTOR

La perspectiva económica del modelo de negocio de proyectos FV similares al analizado en la presente tesis, muestra un panorama sombrío debido a que tras las

sucesivas modificaciones inducidas en los marcos regulatorios posteriores al RD 661/2007 en España, estas inversiones económicas fotovoltaicas ya realizadas han involucionado desde un escenario inicial atractivo y rentable, a una situación límite en términos de evaluación económica, conforme a los planes de negocio originales de los promotores de dichas instalaciones. Con las últimas actuaciones gubernamentales, aún vigentes, las posibilidades de cubrir los préstamos con los que se financiaron las plantas fotovoltaicas en el marco del mencionado real Decreto de 2007, rozan el umbral de la falta de liquidez, tal y como se ha mostrado en este estudio, lo que viene a explicar la razón principal por la que miles de pequeños inversores en España están vendiendo sus plantas a fondos “buitre” internacionales.

En el caso analizado en este estudio, extrapolable a gran parte de plantas FV similares instaladas en la época en España, se podría concluir que aunque el proyecto será rentable al final de su vida útil, pese a haber disminuido drásticamente sus expectativas en el modelo de negocio original y siempre que el Gobierno no haga más cambios que puedan agravar la situación de los propietarios originales, la inversión ya no es factible a no ser que el propietario tenga la posibilidad de aportar capital adicional para superar la escasez de activos líquidos anuales que las últimas leyes en vigor han provocado. Además, esta falta de liquidez se ve agravada por el retraso en los pagos de las tarifas reguladas del Gobierno.

En la mayoría de los casos, tal y como se ha mencionado, estos inversores están malvendiendo sus plantas fotovoltaicas, que son rentables pero inviables.

En resumen, el estudio realizado en la presente tesis confirma que el escenario de quiebra al que se enfrentan el propietario de esta planta fotovoltaica en particular, y unos 60.000 pequeños inversores en España en general, se debe principalmente a los cambios en el marco regulatorio promovidos por la Administración, cuyos efectos retroactivos son incompatibles con el escenario empresarial original, al menos desde el punto de vista financiero, ya que los parámetros económicos siguen siendo positivos, aunque mucho menos rentables que las expectativas iniciales. Por lo tanto, los resultados descritos anteriormente demuestran la influencia del cambio de las políticas de promoción en la viabilidad de dichas inversiones. Si estos posibles inversores son grandes empresas de capital, podrían tener la capacidad de hacer frente, legal y económicamente a estos ajustes, sin embargo, en el caso de estos 60.000 pequeños propietarios de instalaciones afectados por estas medidas, la desazón causada resulta alarmante.

Supuestamente, en cualquier inversión de este tipo no habría mejor garantía que la ofrecida por la propia Administración, que resulta ser la incentivadora y promotora de esta tecnología en el país, máxime cuando a su vez vela por el cumplimiento justo

de cualquier normativa por parte de sus ciudadanos. Pero, si una vez realizado el proyecto y ejecutada dicha inversión, se modifican estas condiciones de partida, se origina una atmósfera de desconfianza para los futuros inversores, que dudan de las garantías legales ofrecidas por el gobierno de turno con respecto a su inversión. Una conclusión importante es que estos cambios en las políticas aumentan los riesgos (regulatorios), ya que crean un entorno de incertidumbre para los futuros inversores. La consecuencia de estos aumentos de riesgo es que los inversores exigirán un mayor rendimiento de su capital, lo que podría traducirse en un WACC más alto.

Cabe recordar que en este estudio, la mención del riesgo financiero que puede provocar un desánimo en futuros inversores, se ha centrado exclusivamente en las políticas realizadas con retroactividad, no en los cambios que afectan a la inversión fotovoltaica futura.

En este escenario desalentador para los posibles inversores, los fondos “buitre” están encontrando una oportunidad de negocio para capturar un nuevo nicho de mercado. Por lo tanto, cabría preguntarse si hubiera habido cierto grado de cesión por parte de las administraciones competentes en el tema hacia algunos fondos de capital o empresas energéticas con fuerte lobby, que también están adquiriendo muchas de las inversiones fotovoltaicas en quiebra.

Paradójicamente, un sistema de energía distribuida como la fotovoltaica debería permitir su accesibilidad, como modelo de negocio, al público en general, pero se está promoviendo a grandes empresas, dejando a un lado a los inversores particulares y a las PYMES, al menos en lo que respecta al parque fotovoltaico regulado bajo el citado RD 661/2007.

Por último, este tipo de estudio de rentabilidad que considera un escenario retrospectivo, podría ofrecer algunas lecciones aprendidas útiles para la implementación de políticas prospectivas de promoción de la energía solar fotovoltaica en países emergentes, donde esta tecnología se está convirtiendo en una realidad en su mix de generación de energía.

Como efecto adicional de las consecuencias que estas medidas retroactivas están teniendo en el sector, resulta interesante recordar que el nuevo marco jurídico en vigor impone un umbral máximo y mínimo de horas de funcionamiento de una planta FV. Aunque esta situación, especialmente en lo que se refiere al umbral mínimo, podría haber representado una oportunidad para incentivar al propietario a mantener su central solar en un estado óptimo y, por tanto, generar la mayor cantidad de electricidad posible, paradójicamente, el RD 413/2014 establece este mínimo por debajo del 50% de la media de horas de funcionamiento de un sistema fotovoltaico

estándar en España. Este hecho ha provocado que realmente el efecto producido haya sido el opuesto, ya que existe el planteamiento generalizado de si merece la pena mantener la inversión anual en protocolos de operación y mantenimiento para obtener altos rendimientos energéticos, siempre que se alcance el umbral mínimo, puesto que el esfuerzo económico para mantener de forma óptima la instalación no supera el límite de horas máximo de funcionamiento y sus correspondientes ingresos por venta de la energía generada.

Este efecto se ve agravado por la falta de liquidez mencionada, ya que muchos pequeños inversionistas están siendo forzados indirectamente a abandonar su planificación de operación y mantenimiento de la planta; en otras palabras, a cancelar los gastos anuales de las tareas de O&M para que puedan desviar este OPEX a sus obligaciones de devolución del préstamo adquirido con la entidad bancaria y/o accionistas y poder así superar posibles escenarios de bancarrota. En el caso de la planta analizada en este estudio, aunque este abandono puede suponer pérdidas energéticas de hasta un 22% de energía, evita la quiebra total de su negocio fotovoltaico.

En la actualidad, este protocolo de Operación y Mantenimiento es cada vez más importante en la gestión de activos de una planta fotovoltaica. Sin embargo, apenas existen informes y documentos que analicen en profundidad su papel en el rendimiento energético y económico de estos sistemas. Además, la falta de consenso sobre el contenido de un contrato de O&M adecuado complica aún más la proliferación de tales estudios, y si se pretende que se aplique en proyectos fotovoltaicos a partir de 2008, la identificación de los OPEX anuales se hace más laboriosa.

A la luz de la influencia de O&M en los resultados energéticos de este trabajo, que se ha caracterizado por una instalación de seguimiento fotovoltaico específica ubicada en España, una reducción de las tareas de O&M disminuye la energía que puede generar. Sin embargo, un análisis preliminar revela que una disminución porcentual en los gastos operativos anuales no implica necesariamente la misma tendencia en las pérdidas de energía. En el caso analizado, una reducción de alrededor del 76% en el OPEX anual sólo supone una reducción del 26% de la energía en el peor de los casos. Esto podría entenderse como un sobredimensionamiento del protocolo original de O&M, pero también debería analizarse más a fondo para evaluar qué tareas de O&M podrían evitarse o retrasarse, con el consiguiente ahorro económico, sin que supongan una merma en la electricidad inyectada a red o en la durabilidad de la planta. La normalización, aún en curso, de estas actividades puede evitar estas situaciones.

Una conclusión interesante es que las actividades de O&M pueden no ser rentables para las empresas que ofrecen estos servicios para un tamaño pequeño-mediano de la planta FV (<100 kW) y cuya ubicación no esté en alguno de las zonas de influencia de los centros de la empresa mantenedora, como el caso analizado en este manuscrito. La alternativa económica es la monitorización de la instalación mediante un software dedicado y un tiempo de respuesta relativamente rápido en el caso de mantenimiento correctivo, pero en cualquier caso, no se puede llevar a cabo un protocolo de O&M de alta calidad, tal y como lo solicitaba originalmente el propietario de la planta analizada.

Por lo tanto, los resultados obtenidos podrían ser muy valiosos para que las empresas de gestión de activos fotovoltaicos y los operadores de plantas optimicen sus productos de O&M fotovoltaica y maximicen los ingresos de ellos mismos y de sus clientes.

Asimismo, sin tener en cuenta ningún marco legal bajo el cual se suscriba una planta fotovoltaica, se podría estimar que aunque una reducción en el OPEX implica sin duda una disminución en la energía generada, y por tanto una reducción en los ingresos económicos relacionados con su venta, no implica necesariamente una reducción en la rentabilidad de la inversión fotovoltaica. En el caso analizado, con sus características de diseño, construcción y ubicación (y legislativo), podría incluso dar lugar a un escenario más competitivo que el original. En este estudio, la falta de actividades de O&M y las consiguientes pérdidas de energía en el periodo 2013-2017, arrojan resultados de $LCOE=0,3076 \text{ €/kWh}$, lo que supone una mejora del 12% respecto al plan de negocio original de $LCOE=0,3491 \text{ €/kWh}$. Como se indica en este documento, no todos los casos en los que se propone un protocolo de O&M de alta calidad para una planta fotovoltaica en particular resultan en un escenario más rentable o en un LCOE mejorado (SolarPower Europe, 2016).

Además de la influencia energética directa del OPEX y, por tanto, de su impacto en las estimaciones del LCOE, hay que tener en cuenta la perspectiva económica de los activos líquidos anuales de la inversión, cuyos resultados, específicos del marco jurídico nacional analizado, muestran ese mencionado panorama sombrío. A pesar de la caída de la energía como consecuencia de la minimización de las actividades de operación y mantenimiento, desde el punto de vista de la liquidez es más factible reducir el OPEX anual a expensas de la reducción de la electricidad producida, manteniendo al mismo tiempo la rentabilidad del proyecto en línea con las limitaciones horarias de operación de la legislación nacional.

Los resultados muestran un contexto nacional en el que si la energía y el OPEX del período de los "mejores años" se desplaza a la fecha actual, el propietario perderá

dinero anualmente, por lo que esta falta de liquidez está influyendo más en el rendimiento de la planta que la inversión en la mejora de la eficiencia energética del sistema. Una conclusión significativa de esta tesis muestra que, bajo las restricciones legales nacionales, en lugar de mantener los costes de operación y mantenimiento originales, es más rentable eliminar todo el mantenimiento preventivo de la planta fotovoltaica y sólo realizar operaciones de mantenimiento correctivo en aquellas situaciones límite en las que se genere menos energía de la que se requiere por ley para recibir la remuneración vigente.

Las implicaciones políticas son también una conclusión importante, ya que aunque el casi-abandono de las tareas de mantenimiento puede implicar un aumento de los riesgos, el propietario no tiene otra alternativa. Como consecuencia de una mala planificación estratégica administrativa, bajo el marco legal nacional actual, en el caso de que decida mantener de forma óptima su planta, maximizando así la producción de energía, no sólo pierde capital con respecto a los "buenos años de rendimiento", sino que lo que es más importante, tiene que hacer frente a problemas anuales de liquidez, que pueden poner en peligro la inversión. Por ello, prefiere enfrentar los riesgos y generar menos energía que ir a la bancarrota (Lomas et al., 2018).

Por lo tanto, los resultados discutidos en el documento demuestran que la alta calidad de O&M no siempre mejora el LCOE o el activo líquido anual de una inversión fotovoltaica.

Igualmente, cabe destacar que este trabajo se centra en el efecto de la operación y mantenimiento sobre la viabilidad de los seguidores solares fotovoltaicos a escala comercial (industrial), a partir de un caso representativo subordinado a las características de España y su legislación. Como ejemplo contrapuesto, cada vez son más los países (ej. Japón) que ponen como requisito incluir los procedimientos de operación y mantenimiento en las licitaciones públicas de proyectos fotovoltaicos. En consecuencia, las tareas de O&M parecen estar ganando importancia en la elaboración de políticas de planes de promoción fotovoltaica.

La implicación de las políticas no sólo puede afectar a la viabilidad económica de las inversiones fotovoltaicas, sino también a la electricidad generada con energías renovables, como se ha visto en este estudio, lo que indirectamente puede afectar al mix nacional de generación de energía y a la consecución de los objetivos de generación renovable y en un escenario internacional, en el que la promoción de la electricidad renovable es la política dominante, el fomento indirecto de las pérdidas de energía procedentes de fuentes renovables como la energía fotovoltaica fomentada por la administración española es, de alguna manera, notorio.

En este trabajo, ciertas políticas han tenido una implicación en el aumento del riesgo financiero de los pequeños inversores, en la reducción de la rentabilidad de las inversiones ya realizadas y en la disminución de la productividad de las plantas fotovoltaicas, por lo que es importante analizar si las futuras políticas de promoción se centrarán únicamente en las variables económicas o si pondrán especial énfasis en la maximización del rendimiento de una determinada tecnología, y más aún cuando la caída de los precios de las instalaciones fotovoltaicas se deba a las economías de escala, y no a la mejora de su rendimiento (Economist Special Report, 2018).

Como dato llamativo concluyente, esta situación de desamparo está coincidiendo en el tiempo con varias realidades que están haciendo despegar de nuevo el mercado de esta tecnología en España. Por un lado, la subasta de EERR acontecida en 2018, con gran presencia del sector FV. Adicionalmente, en paralelo, está habiendo una solicitud masiva de puntos de conexión para la instalación de grandes parques fotovoltaicos sin mecanismo de retribución alguno. En el otro extremo de este nuevo “boom” de la tecnología en el país, es la instalación masiva de pequeños sistemas FV bajo el paradigma de autoconsumo. Sería interesante por tanto, homogeneizar y dar garantía a todas las realidades existentes del sector en España.

4.2 EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA PLANTA

En relación con el análisis energético, aunque el diseño y la implantación de estos sistemas está bastante estandarizado en España, las medidas anuales demuestran que los resultados reales incluso mejoran las expectativas energéticas iniciales. En consecuencia, esto es una señal de que durante el boom fotovoltaico español y la experiencia adquirida, la industria fotovoltaica alcanzó un notable grado de madurez y profesionalidad, convirtiendo al país en un líder y referente dentro del mercado fotovoltaico.

Como conclusión principal de este ámbito, destacar que en aquellos casos en los que se ha realizado un diseño de una planta de manera óptima, empleando para ello los componentes adecuados y un proceso de instalación de calidad, como es el caso que nos atañe, el funcionamiento de la planta no suele representar ningún problema, tal y como se observa en la planta FV de “La Calerilla”, que se encuentra funcionando de manera aceptable tras un tercio de vida útil.

No obstante, señalar que las medidas legales retroactivas que afectan al RD 661/2007 supusieron unas pérdidas energéticas de alrededor del 19% para el periodo 2011-2013 debido al límite anual de operación impuesto, y de un 2%

aproximadamente a partir de 2014 debido a las horas máximas de operación (N_{\max}) definidas en el último RD 413/2014 y en la Orden Ministerial IET/1045/2014, por lo que, una vez más, queda demostrada la influencia de políticas energéticas inestables.

En el escenario energético resultante de la evaluación de la campaña experimental, destaca la posibilidad de poder evaluar plantas fotovoltaicas usando para ello exclusivamente datos del contador de energía y apoyado en herramientas software como la ofrecida por el PVGIS®. Esta conclusión supone que podría llevarse a cabo un mapa del estado de funcionamiento del parque fotovoltaico español que podría ser de utilidad a los promotores y dueños de estas plantas o de inversores que quieran adquirirlas.

Adicionalmente, tal y como se ha expuesto en el apartado correspondiente de la caracterización de la planta, podría no ser necesario tener exclusivamente días “Excelentes”, tal y como se afirma en el protocolo propuesto por el IES, por lo que se relajaría el condicionante tan estricto de idoneidad ambiental en la campaña de medida. No obstante, esta conclusión debe ser tomada con cierta cautela, puesto que para una extrapolación y generalización de este resultado, sería necesario ampliar y profundizar en esta línea tomando como muestras otras plantas fotovoltaicas. Esto se propondrá profundizar en líneas futuras.

4.3 REFERENCIAS

Economist Special Report, 2018. Switching to renewables will not be as rapid as many hope - Word of warning. Econ.

Lomas, J.C., Muñoz-Cerón, E., Nofuentes, G., de la Casa, J., 2018. Sale of profitable but unaffordable PV plants in Spain: Analysis of a real case. Energy Policy 117, 279–294. doi:10.1016/j.enpol.2018.03.014

SolarPower Europe, 2016. O&M Best Practices Guidelines. SolarPower Eur. 1–60.

5

LÍNEAS FUTURAS

Partiendo de las dos líneas generales de trabajo en las que se han enmarcado los resultados obtenidos en la presente Tesis Doctoral, esto es, el análisis del modelo de negocio y las implicaciones de los cambios normativos en los índices de rentabilidad de la inversión, así como su evaluación energética tras un tercio de su vida útil, se propone seguir profundizando en ambos campos como líneas futuras de trabajo que sirvan de continuación a las tareas iniciadas en la presente tesis.

En primer lugar, siguiendo la metodología desarrollada en el capítulo 2 y 3, y con el objetivo de optimizar la herramienta de evaluación de plantas FV propuesta, se necesita ampliar la campaña experimental de caracterización, llevada a cabo en la planta objeto de estudio, a otras plantas fotovoltaicas que tengan características constructivas diferentes y estén ubicadas en localizaciones con diversidad de recurso solar. Esto servirá de antecedente para crear un mapa del estado de funcionamiento del parque fotovoltaico de una determinada región.

Adicionalmente, y como consecuencia de los datos recolectados, se detecta la oportunidad de profundizar en una propuesta de un protocolo simplificado para el cálculo de la producción del sistema. Para ello, y tomando como referencia el modelo de caracterización implementado en la tesis, surge la necesidad de proponer un modelo de caracterización que, en primer lugar, pueda emplearse usando todos los rangos de irradiancia posibles y en diferentes días, cuya meteorología no necesariamente deba ser la óptima, así como que nos permita caracterizar no solo el generador FV en su bloque DC en términos de potencia, sino que pueda ser una

herramienta para caracterizar la planta al completo y en términos de energía (AC). Bajo esta premisa, estimamos que se deberá proponer un modelo matemático muy simple que permita definir de manera aproximada, y acotando los márgenes de incertidumbre, la producción diaria de la planta en función de la irradiancia y de la temperatura ambiente medida por un sistema de monitorización muy simple y diseñado con filosofía IoT o estimada desde satélite gracias a herramientas gratuitas como la ofrecida por el servicio Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) del European Centre for Medium-Range Weather Forecasts de la Comisión Europea.

En el contexto económico, si bien el modelo de negocio original, y el marco regulatorio bajo el que se rige puede resultar poco flexible para proponer líneas de trabajo, se ha detectado una parcela de investigación futura que guarda relación con su evaluación energética y que a la vez puede afectar al modelo de negocio actual o en el caso de la venta de la planta fotovoltaica.

En primer lugar, se estima necesario crear una estandarización del procedimiento de O&M de plantas fotovoltaicas y profundizar en la relación del coste de operación y mantenimiento y su influencia en la pérdida de energía, cuantificando claramente el coste asociado, que podría ser de gran utilidad para las empresas de gestión de activos fotovoltaicos, de los operadores de plantas y de los propietarios de las mismas.

Finalmente, y tomando como referencia uno de los trabajos propuestos por Pablo Valera en su tesis doctoral (Valera-Martínez, 2016), donde se mencionaba como línea futura la estandarización de la inspección de plantas FV en operación, con el objetivo de asignarle un rating técnico similar al ofrecido por las entidades de crédito financiero, los resultados que se obtengan de la optimización de los modelos de evaluación y predicción, así como de la estandarización de las tareas de O&M, podrían integrarse en dicha línea futura y obtener una herramienta de evaluación integral de una planta fotovoltaica que sirva como instrumento de certificación.

REFERENCIAS

Valera-Martínez, P., 2016. Technical Issues in the Financing of Utility-Scale Photovoltaic Projects. Universidad de Jaén.

SECCIÓN II

CONTRIBUCIONES RESULTANTES DE LA TESIS

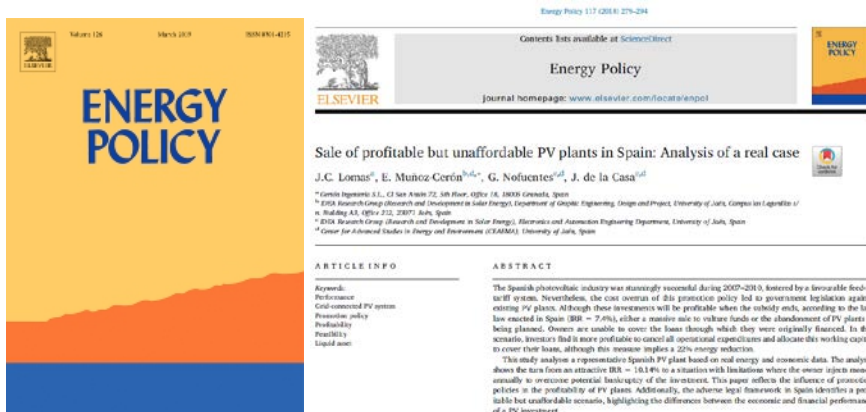
En esta sección II, y última del manuscrito, se enumeran las contribuciones resultantes que se han realizado en forma de publicaciones en revistas y comunicaciones a congresos internacionales durante el desarrollo de la presente Tesis Doctoral. Para ello, dichas contribuciones se han agrupado conforme a las siguientes categorías:

- **PUBLICACIONES EN REVISTAS CON PROCESO DE REVISIÓN POR PARES E INDEXADAS EN EL JOURNAL CITATION REPORTS (JCR)**
- **COMUNICACIONES A CONGRESOS Y CONFERENCIAS INTERNACIONALES**

PUBLICACIONES EN REVISTAS CON PROCESO DE REVISIÓN POR PARES E INDEXADAS EN EL JOURNAL CITATION REPORTS (JCR)

- [I]- Lomas J.C., Muñoz-Cerón E, Nofuentes G, de la Casa J. *Sale of profitable but unaffordable PV plants in Spain: Analysis of a real case*. Energy Policy. Volume 117, 2018. Pages 279-294. ISSN 0301-4215.
DOI: 10.1016/j.enpol.2018.03.014.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518301411>)
- [II]- Muñoz-Cerón E, Lomas J.C., Aguilera J, de la Casa J. *Influence of Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: The case of a tracking PV plant in Spain*. Energy Policy. Volume 121, 2018. Pages 506-518. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.07.014.
(<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518304609>)

- [I]- Lomas J.C., Muñoz-Cerón E, Nofuentes G, de la Casa J. *Sale of profitable but unaffordable PV plants in Spain: Analysis of a real case*. Energy Policy. Volume 117, 2018. Pages 279-294. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.03.014. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518301411>)



Estado: Publicado.

Índice de Impacto (JCR 2017): 2.663.

Categoría: Energy and Fuels (SCIE). **Ranking:** 28 / 97 (Q2)

Categoría: Environmental Sciences (SCIE). **Ranking:** 47 / 242 (Q1)

Categoría: Economics (SSCI). **Ranking:** 16 / 353 (Q1)

Categoría: Environmental Studies (SSCI). **Ranking:** 13 / 109 (Q1).

- [II]- Muñoz-Cerón E, Lomas J.C, Aguilera J, de la Casa J. *Influence of Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: The case of a tracking PV plant in Spain*. Energy Policy. Volume 121, 2018. Pages 506-518. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.07.014. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518304609>)



Estado: Publicado.

Índice de Impacto (JCR 2017): 2.663.

Categoría: Energy and Fuels (SCIE). **Ranking:** 28 / 97 (Q2)

Categoría: Environmental Sciences (SCIE). **Ranking:** 47 / 242 (Q1)

Categoría y: Economics (SSCI). **Ranking:** 16 / 353 (Q1)

Categoría: Environmental Studies (SSCI). **Ranking:** 13 / 109 (Q1).

COMUNICACIONES A CONGRESOS Y CONFERENCIAS INTERNACIONALES

[III]- Lomas, J C; Muñoz-Cerón, E; Muñoz Díez, J .V; Fuentes Conde, M.; de la Casa, J. *Are the Spanish PV plants installed under the RD661/2007 still profitable?* In Amsterdam: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC); Amsterdam, 2014. pp. 4038 – 4043. ISBN: 3-936338-34-5. DOI: 10.4229/EUPVSEC20142014-7AV.6.21
<https://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?fulltext=Are+the+Spanish+PV+plants+installed+under+the+RD661%2F2007+still+profitable&paper=30648>

(ARTÍCULO y PÓSTER)

[IV]- J.C. Lomas, E.Muñoz-Cerón, J.Montes-Romero, G. Nofuentes and J. de la Casa. *Analysis of the Energy and Economic Influence of the O&M Annual Cost in the Profitability of PV Systems.* 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC). Munich, 2016. pp. 1784-1787. ISBN: 3-936338-41-8. DOI: 10.4229/EUPVSEC20162016-5EO.3.1
<https://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?fulltext=Lomas&paper=37197>

(PONENCIA ORAL y ARTÍCULO)

- [III]- Lomas, J C; Muñoz-Cerón, E; Muñoz Díez, J .V; Fuentes Conde, M.; de la Casa, J. *Are the Spanish PV plants installed under the RD661/2007 still profitable?* In Amsterdam: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC); Amsterdam, 2014. pp. 4038 – 4043. ISBN: 3-936338-34-5. DOI: 10.4229/EUPVSEC20142014-7AV.6.21 (ARTÍCULO y PÓSTER)

29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

ARE THE SPANISH PV PLANTS INSTALLED UNDER THE RD661/2007 STILL PROFITABLE?

J.C. Lomas¹, E. Muñoz-Cerón¹, J.V. Muñoz², M. Fuentes² and J. de la Casa²

¹ Gerión Ingeniería S.L. C/1 San Antonio 72, 5ª Floor, Office 18, 18007 Granada, Spain
info@gerion.es Phone: +34 958 098 090. Email: clomas@gerion.es

² University of Jaén, IREA Research Group (Research and development in Solar Energy), Jaén, Spain

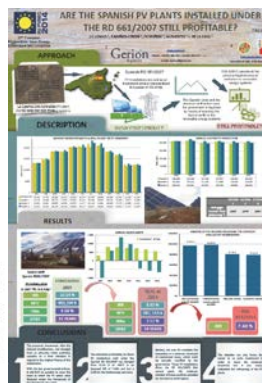
ABSTRACT: From 2004 to 2010, and supported by a becoming legislative framework, the photovoltaic industry in Spain reached an unprecedented success, placing the country as a worldwide reference in the technological development in this area, but the Spanish crisis and the electrical tariff deficit existing in the country, made the government to legislate by means of reducing the feed-in tariffs applied to these systems, even with retroactive effects.

As a consequence of this restrictive legislation, with the last Royal Decree published in June 2014, the economic investment in PV has changed from an attractive and profitable scenario to a limit situation in regards to the original finance of the installations. With the last governmental action, it will not be possible to cover the limits at which the PV plants were financed under the framework of the Spanish RD 661/2007.

The estimated profitability for those PV installations built under the aforementioned Royal Decree has changed from 10.1 Pp in 2007 to an imposed IRR of 7.4 Pp, and just a 3.9 Pp for the forthcoming new ones.

In this paper the variations of the forecasted profitability scenario made in 2007 for the current year (2014) are analyzed based on the data of a real PV system located in the South of Spain.

Keywords: Economic analysis, Financing, Grid Connected, Profitability, Tracking



29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

Proceedings of the international Conference held in Amsterdam, The Netherlands
 22 September - 26 September 2014

- [IV]- J.C. Lomas, E. Muñoz-Cerón, J. Montes-Romero, G. Nofuentes and J. de la Casa. *Analysis of the Energy and Economic Influence of the O&M Annual Cost in the Profitability of PV Systems*. 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC). Munich, 2016. pp. 1784-1787. ISBN: 3-936338-41-8. DOI: 10.4229/EUPVSEC20162016-5EO.3.1 (PONENCIA ORAL y ARTÍCULO)

32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

ANALYSIS OF THE ENERGY AND ECONOMIC INFLUENCE OF THE O&M ANNUAL COST IN THE PROFITABILITY OF PV SYSTEMS

J.C. Lomas¹, E. Muñoz-Cerón^{2*}, J. Montes-Romero³, G. Nofuentes¹ and J. de la Casa¹

¹ Gerión Ingeniería S.L., C/ San Antonio 72, 5th Floor, Office 18, 13005 Granada, Spain
www.geron.es Phone: +34 958 083 000 E-mail: clomas@geron.es

^{2*} Corresponding author: IDEA Research Group (Research and Development in Solar Energy)
Electrical Engineering Department, University of Jaén
Campus in Laramón s/n, Building A3, Office 234, 23071 Jaén, Spain
Phone: +34 952 212 862. E-mail: emunoz@uja.es

³ IDEA Research Group (Research and Development in Solar Energy)
Electronics and Automation Engineering Department, University of Jaén

ABSTRACT: In this paper, the energy production of a PV plant located in the South of Spain is compared with the annual O&M cost. This comparison has been made since in late 2007, when the plant was subscrited under the most favorable legislative framework that has ever existed in Spain for these systems (RD 661/2007). The energetic and economical influence of the O&M cost in the profitability of the PV plant will be addressed since then. In the literature it has been superficially covered that the reduction of the annual expenditures in the O&M tends to have a positive effect in the profitability of the investment, precisely in the Levelized Cost of Electricity. On the other hand, this reduction in the maintenance also means a decrease in the energy generated by the system, which has a negative effect in the electrical production of the plant. Consequently, the income received for the energy injected to the grid also decrease. Which of these two effects of the annual O&M expenditure is larger, the increase in the profitability of the investment or the decrease in electricity sales? In the case of Spain, according to the existing legal framework, unfortunately, seems to be more profitable to "abandon" the O&M tasks of the plant rather than keep on investing in improving its performance yield.

Key words: Economic Analysis, Grid-connected, Operation and Maintenance



ANALYSIS OF THE ENERGY AND ECONOMIC INFLUENCE OF THE O&M ANNUAL COST IN THE PROFITABILITY OF PV SYSTEMS



Universidad de Jaén

Munich, June 24th, 2016

Emilio Muñoz Cerón
PhD, Industrial Engineer

UJA.es

Gerión
Ingeniería

ECONOMICS, O&M AND RELIABILITY
SEO.3.1



32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

Proceedings of the International Conference held in Munich, Germany

20 June - 24 June 2016



Universidad de Jaén

