



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

**ICAI**

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE  
INGENIERÍA

(ICAI)

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

# **DESARROLLO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN CARMONA**

**Autor: López Jiménez, Ana María.**

Director: Aparicio Sáez-Bravo, Antonio.

Madrid

Julio 2020

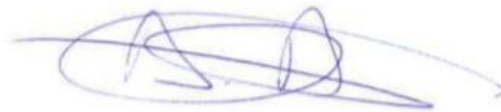
Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título DESARROLLO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN CARMONA en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2019/2020 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Ana María López Jiménez

Fecha: 20/ 07/ 2020

Autorizada la entrega del proyecto  
EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Antonio Aparicio Sáez-Bravo

Fecha: 20/ 07/ 2020



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

**ICAI**

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE  
INGENIERÍA

(ICAI)

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

# **DESARROLLO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN CARMONA**

**Autor: López Jiménez, Ana María.**

Director: Aparicio Sáez-Bravo, Antonio.

Madrid

Julio 2020



# DESARROLLO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA EN CARMONA.

**Autor: López Jiménez, Ana María.**

Director: Aparicio Sáez-Bravo, Antonio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

## **RESUMEN DEL PROYECTO:**

El presente trabajo es un estudio de viabilidad del desarrollo de una planta fotovoltaica de 50MW denominada Santo Domingo. Se ha realizado un estudio del contexto socio-político en relación a la energía renovable fotovoltaica, se ha procedido a la descripción de los documentos administrativos necesarios para la puesta en marcha del proyecto, se han analizado los terrenos estudiando con especial interés la radiación solar, se ha hecho un pre-diseño de los componentes de la planta además de su disposición en los terrenos, y se ha realizado un análisis financiero con distintos escenarios de venta de energía. La idea principal que se ha perseguido es alcanzar la visión de un gestor de proyecto.

El fomento de las energías renovables surge a raíz de la conciencia de los efectos adversos de los gases de efecto invernadero y la necesidad de lucha contra el cambio climático. Como hito importante se destaca el Acuerdo de París, firmado por 195 países, que supone un compromiso a nivel mundial.

En España la regulación de las energías renovables comienza con la ley 82/1980 promulgada tras la llamada crisis del petróleo. Con la ley 40/1994 se incluye el termino de régimen especial para otorgar una retribución específica a las renovables. El 2004 supone un crecimiento acusado de la fotovoltaica debido al sistema de primas que estableció el RD 436/2004. Con el tiempo, dicho sistema hizo que aumentase el déficit tarifario provocando un desequilibrio en el sistema de retribución. En 2009, el crecimiento de la fotovoltaica se frenó en seco debido a las medidas implantadas para atajar dicho déficit. Posteriormente, se produjo la supresión inmediata de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de régimen especial, y se eliminaron las primas ya establecidas. Con el objetivo de garantizar sostenibilidad en el sistema se ideó el otorgamiento de un régimen retributivo específico en base a competencia competitiva.

Hasta la fecha han tenido lugar en total tres subastas de renovables, una en enero de 2016, y otras dos en mayo y julio de 2017.

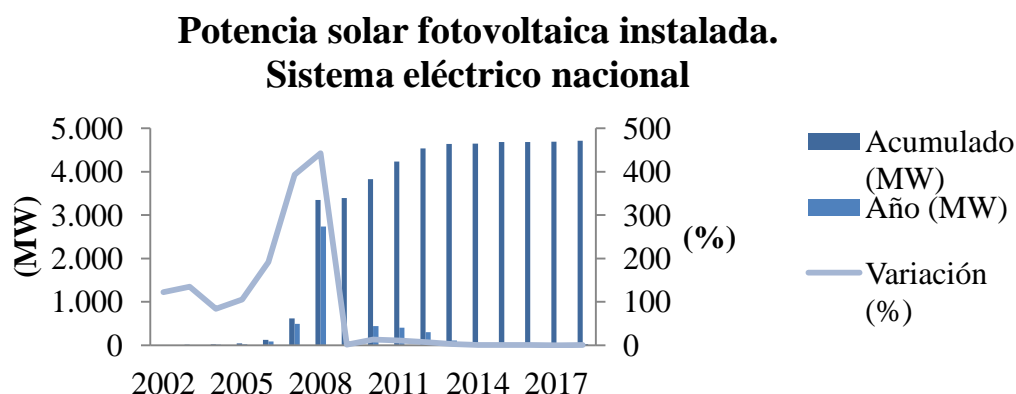


Figura 1. Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional español. Fuente: REE.

A día de hoy, el PNIEC marca la hoja de ruta del panorama eléctrico de España hasta el año 2030. En concreto, se establece una potencia instalada de fotovoltaica de 37GW para 2030 a nivel nacional.

La rentabilidad de los proyectos ha cambiado con respecto a hace unos años debido a la evolución de la tecnología de los paneles solares. Actualmente, no se necesita de ninguna retribución adicional para que un proyecto de esta índole sea rentable. No obstante, la situación puede cambiar debido a factores relacionados con la política de retribución.

Por otra parte, en el trabajo se explican los procesos administrativos necesarios, a nivel local, autonómico y nacional, para realizar el proyecto. Esto hace referencia a los procedimientos de acceso y conexión, procedimiento de puesta en servicio, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución, declaración de impacto ambiental y licencia de obras.

La planta solar fotovoltaica que se desea desarrollar se encuentra en Carmona, Sevilla. Dicha zona pertenece a la zona V de radiación del CTE. La superficie de los terrenos es de 87,3 hectáreas. Los terrenos están catalogados de uso agrario de secano. No se encuentran en ninguna zona de protección LIC ni ZEPA.

De los posibles escenarios de conexión a la red se han encontrado tres alternativas. Se ha optado por la alternativa de conexión a red de distribución a través de la subestación El Viso, teniendo en cuenta la cercanía de los terrenos a dicho punto de

conexión y la mayor facilidad a la hora de realizar el enganche con respecto a las otras opciones.

En la planta se van a emplear módulos fotovoltaicos monocristalinos de 410Wp de la marca Canadian Solar. Los strings estarán formados por 25 módulos en serie, y se necesitarán 4.878 cadenas en paralelo. Habrá un total de 121.950 módulos fotovoltaicos. Además, se emplearán seguidores solares a un eje para poder seguir la trayectoria solar.

A la hora de distribuir los elementos en el espacio, se ha diseñado la planta de tal modo que se eviten sombras innecesarias que puedan incidir sobre las placas. Se estima que al año la planta produzca alrededor de 104.477MWh.

Existen alternativas de venta de la energía producida por la planta. Se ha realizado un análisis financiero del proyecto barajando tres escenarios distintos de venta de energía. El primer escenario realizado es la venta directa de la energía al mercado mayorista. Los otros dos casos planteados son la venta anticipada de energía a través de contratos de tipo PPA a 10 años, uno estableciendo un precio fijo y el otro con lo que se denomina un Asian put option. La siguiente tabla recoge parámetros financieros para cada escenario planteado

		Mercado Mayorista	PPA precio fijo 10 años	Asian put Option 10 años
100% Equity	PV	46.557.884,65 €	47.544.351,60 €	45.741.113,95 €
	r	6%	6%	6%
	NPV	9.699.038,57 €	10.685.505,53 €	8.882.267,88 €
	IRR	9,0%	9,3%	8,7%
	Payback	9,4 años	9 años	9,7 años
80% Debt	PV	21.102.060,89 €	22.188.321,33 €	20.607.843,52 €
	r	6%	6%	6%
	NPV	13.730.291,67 €	14.816.552,11 €	13.236.074,31 €
	IRR	13,7%	14,4%	13,4%
	Payback	10 años	9,5 años	10,3 años

Tabla 1. Comparativa financiera.

Para realizar los escenarios de ingreso a futuro se han empleado valores provenientes de un asesor de mercado al que se los que se han aplicado modificaciones.

Por otra parte, en base a valores de precios de mercado a futuro publicados por el OMIP se ha fijado un precio adecuado para la firma de los PPAs. El precio establecido de PPA ha sido de 40,41€/MWh. Dentro de todos los casos de estudio se ha obtenido que el escenario más rentable es haber firmado un PPA a 10 años a precio fijo.



## **PHOTOVOLTAIC PLANT DEVELOPMENT IN CARMONA.**

The present work is a feasibility study for the development of a 50MW photovoltaic plant called Santo Domingo. A study of the socio-political context in relation to renewable photovoltaic energy has been developed; the description of the administrative documents necessary for the implementation of the project has been made; the land where the plant will be installed has been analysed giving particular interest to solar radiation; a pre-design of the main components in addition to the layout on the grounds has been made; and a financial study has been carried out with different energy sales scenarios. The general objective pursued is to acquire a project manager overview.

The promotion of renewable energies arises from the awareness of the negative effects of the greenhouse gases and the desire to combat climate change. The Paris Agreement stands out as an important milestone. It was signed by 195 countries and implies a global commitment regarding climate change.

In Spain the regulation of renewable energies begins with the law 82/1980 enacted after the so-called oil crisis. Law 40/1994 includes the term special regime to grant a specific remuneration to renewables. In 2004, there was a marked increase of the photovoltaic in Spain due to the implementation of the premium system established with the RD 436/2004. Over time, this system led to an increase in the tariff deficit, leading to an imbalance in the remuneration system. In 2009, PV growth slowed down sharply due to measures to tackle the PV deficit. This was followed by the immediate removal of the economic incentives for new special arrangements and the elimination of the established premiums. With the aim of ensuring sustainability in the system, a specific remuneration scheme was devised based on competitive competition. To date, a total of three renewables auctions have taken place, one in January 2016, and another two in May and July 2017.

## Installed photovoltaic solar power. National electricity system

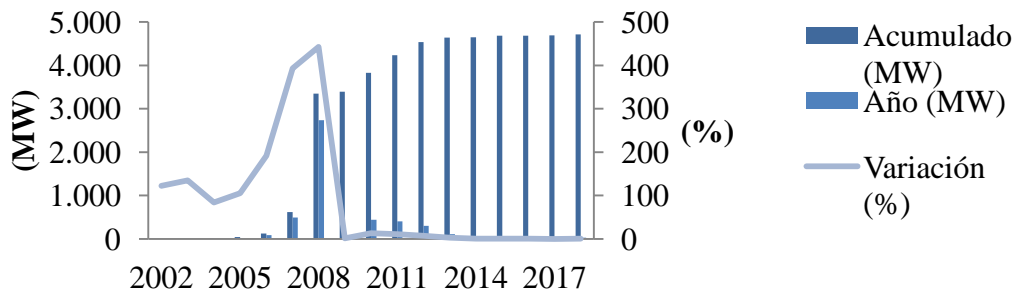


Figura 2. Installed photovoltaic solar power. Spanish national electricity system. Source: REE.

Today, the PNIEC marks the road map of Spain's electricity landscape until 2030. In particular, a 37GW photovoltaic installed power is set for 2030 at national level.

The profitability of the projects has changed compared to a few years ago due to the evolution of solar panel technology. At present, no additional remuneration is required for such a project to be cost-effective. However, the situation may change due to factors related to the pay policy.

Moreover, the work explains the necessary administrative processes, at the local, autonomous and national level, to carry out the project. This refers to access and connection procedures, commissioning procedure, administrative authorisation, execution project approval, environmental impact statement and works licence.

The photovoltaic solar plant to be developed is located in Carmona, Seville. This area belongs to the CTE radiation zone V. The land area is 87.3 hectares. The land is classified as rain-fed agricultural use. They are not in any LIC or ZEPA protection areas.

Of the possible scenarios for connection to the network, three alternatives have been found. The alternative of connection to the distribution network through the Viso substation has been chosen, taking into account the proximity of the land to this connection point and the ease with which it is possible to make the coupling with respect to the other options.

The plant will use 410Wp monocrystalline photovoltaic modules of the Canadian Solar brand. Strings will consist of 25 serial modules, and 4,878 strings will

be required in parallel. There will be a total of 121,950 photovoltaic modules. In addition, solar trackers to an axis will be used to follow the solar path.

When distributing the elements in the space, the plant has been designed in such a way as to avoid unnecessary shadows that may affect the modules. The plant is estimated to produce about 104,477MWh per year.

There are different alternatives for the sale of the energy produced by the plant. A financial analysis of the project has been made considering three different scenarios of energy sales. The first scenario is the direct sale of energy to the wholesale market. The other two cases raised are the advance sale of energy through 10-year PPA contracts, one setting a fixed price and the other with what is called an Asian put option. The following table shows some financial parameters for each scenario.

		Wholesale market	PPA fixed Price 10 years	Asian put Option 10 years
100% Equity	PV	46.557.884,65 €	47.544.351,60 €	45.741.113,95 €
	r	6%	6%	6%
	NPV	9.699.038,57 €	10.685.505,53 €	8.882.267,88 €
	IRR	9,0%	9,3%	8,7%
	Payback	9,4 años	9 años	9,7 años
80% Debt	PV	21.102.060,89 €	22.188.321,33 €	20.607.843,52 €
	r	6%	6%	6%
	NPV	13.730.291,67 €	14.816.552,11 €	13.236.074,31 €
	IRR	13,7%	14,4%	13,4%
	Payback	10 años	9,5 años	10,3 años

Tabla 2. Financial comparative.

In order to carry out the future income scenarios, values have been used from a market advisor where modifications have been applied. Moreover, an appropriate price has been set for the signature of PPAs on the basis of forward market price values published by the OMIP. The established price of PPA was 40.41€/MWh. Within all the

case studies it has been obtained that the most profitable scenario is to have signed the 10 years PPA at fixed price.

## **ALINEACIÓN DEL PROYECTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS).**

Los ODS son un conjunto de 17 objetivos desarrollados por la ONU que fueron aprobados en 2015, y cuya meta final es mejorar la vida de todos. Los 17 objetivos pueden ser clasificados en tres dimensiones: objetivos sociales, objetivos económicos, y objetivos de la biosfera. Para cada uno de los objetivos la ONU señala una serie de metas concretas.

En este apartado se pretende dar unas pinceladas de la contribución a la consecución de los objetivos marcados por la ONU que supone el presente proyecto de desarrollo de una planta fotovoltaica de 50MW.

De entre todos los objetivos se van a analizar un objetivo principal y dos secundarios. En total tres objetivos, que corresponde a un objetivo por cada dimensión (social, económica y de la biosfera). Además, para cada uno de los tres objetivos se indicará qué meta persigue el proyecto de las señaladas en la página web de la ONU.

- **Objetivo Social: 7) Energía asequible y no contaminante.**

El principal objetivo que persigue este trabajo corresponde con el objetivo número 7 de los 17 marcados por la ONU. En concreto, se persigue la meta de aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas de aquí a 2030.

La energía fotovoltaica es una de las energías catalogadas como renovables y es la fuente de generación de la planta que se desea desarrollar. La implantación de este tipo de proyectos supone una reducción de los gases de efecto invernadero como es el CO<sub>2</sub>.

Tras realizar las correspondientes simulaciones se ha obtenido que la planta podrá generar 104.477MWh/año. Este valor puede ser traducido en gases de efecto invernadero evitados.

Se realizado el cálculo aproximado de la cantidad de dióxido de carbono que se emitiría si se empleasen combustibles tipo para producir la energía generada por la planta si no proviniera de la energía solar. Se han empleado valores de factor de emisión del año 2019 publicados por la OECC en Junio 2020 y factores de conversión ofrecidos por EAUC.

Combustible (Unidades FE)	Factores de emisión (FE)	kWh/1 ó kWh/kg	kgCO2/año de la planta hipotética
	2019		
Gasóleo (kgCO2/l)	2,868	10,96	27.339.419
Gas natural (kgCO2/kWh) (3)	0,182		19.014.814
Carbón de importación (kgCO2/kg)	2,429	7,25	35.003.398

Tabla 3. Equivalencia de emisiones de CO2 según combustible

- **Objetivo económico: 8) Trabajo decente y crecimiento económico.**

De todas las metas de este objetivo se persigue principalmente la meta 8.4: Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados.

Según la Unión Española de Fotovoltaica (UNEF) en un comunicado de prensa del 19/06/2020, la fotovoltaica aporta 5.000 millones de euros al PIB, y genera 60.000 empleos entre directos, indirectos e inducidos en España. Además, esta tecnología es considerada como uno de los motores de la recuperación económica en la fase post-COVID19.

La realización de este tipo de proyectos fotovoltaicos fomenta la creación de empleo a la vez que desvincula el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, ya que reduce la emisión de gases contaminantes.

- **Biosfera: 13) Acción por el clima.**

En concreto, se busca lograr la meta 13.2: Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.

La incorporación de la tecnologías fotovoltaica está fomentada por políticas europeas recogidas en paquetes de de medidas como es el denominado “Energía limpia para todos los europeos”. En este paquete de medias se recoge el objetivo de que de aquí al 2030, el 32% del consumo de energía final bruta provenga de energías renovables.

Por otro lado, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) se describe un escenario objetivo de energía para España. En este escenario se

prevé una potencia total instalada de 157GW en el sector eléctrico para el año 2030, de los cuales se establece que 37GW provengan de la tecnología solar fotovoltaica.

Dimensión ODS	ODS identificado	Relevancia en el proyecto	Meta
Social	ODS7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.	Primaria	7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
Económica	ODS8: Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos.	Secundaria	8.4 Mejorar progresivamente, de aquí a 2030, la producción y el consumo eficientes de los recursos mundiales y procurar desvincular el crecimiento económico de la degradación del medio ambiente, conforme al Marco Decenal de Programas sobre Modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, empezando por los países desarrollados.
Biosfera	ODS13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos	Secundaria	13.2 Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales

Tabla 4. Resumen de los Objetivos Desarrollo Sostenible.





## ÍNDICE

Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto. ....	27
1.1. Motivación. ....	27
1.2. Objetivos del proyecto. ....	27
Capítulo 2.- Estado del Arte. Energía Fotovoltaica. ....	31
2.1. Introducción de los principios de la energía solar fotovoltaica. ....	31
2.2. Principales acuerdos internacionales contra el cambio climático. ....	32
2.3. Fomento de energías renovables por parte de la Unión Europea. ....	33
2.4. Energía fotovoltaica en números. ....	35
2.5. Regulación energía renovable en España. ....	37
Ley 82/1980. (6) ....	37
Plan Energético Nacional 1991-2000. (7) ....	38
Ley 40/1994. (8) ....	38
Real Decreto 2366/1994. (9) ....	38
La Ley 54/1997. (10) ....	39
El Real Decreto 2818/1998. (11) ....	39
El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), de 1999. (12) ....	39
Decreto-ley 6/2000. (13) ....	40
El Real Decreto 1663/2000. (14) ....	40
El Real Decreto 841/2002. (15) ....	40
El Real Decreto 436/2004. (16) ....	40
El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. (17) ....	41
El Real Decreto 661/2007. (18) ....	43
Ley 17/2007. (19) ....	44
El Real Decreto 1578/2008. (20) ....	44
Real Decreto Ley 6/2009. (21) ....	45
Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (PANER) y Plan de energías renovables 2011-2020 (PER). (22) ....	45
Real Decreto-ley 1/2012. (23) ....	45
Ley 15/2012. (24) ....	46
Real Decreto-ley 2/2013. (25) ....	46
Real Decreto-ley 9/2013. (26) ....	46
La Ley 24/2013. (27) ....	47

Real Decreto 413/2014. (28) .....	47
Orden Ministerial 1045/2014. ....	48
Subastas. ....	48
Real Decreto-ley 15/2018. (37) .....	55
Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. (38) .....	55
Proyecto de ley de cambio climático y transición energética (PLCCTE). (39) ....	59
Propuesta modificación de la regulación.....	60
Capítulo 3.- Descripción de los documentos y procedimientos necesarios para la realización del proyecto.....	65
3.1. Proceso a seguir para conectar una instalación a la red.....	65
a. Procedimiento de acceso (41): .....	67
b. Procedimiento de Conexión (42). ....	69
c. Firma de contrato técnico de acceso. ....	71
d. Procedimiento de puesta en servicio (43). ....	71
3.2. Autorización administrativa (44). ....	76
3.3. Aprobación del proyecto de ejecución.....	78
3.4. Declaración de impacto ambiental.....	78
3.5. Licencia de obras. ....	81
Capítulo 4.- Descripción caso de estudio. ....	85
4.1. Localización y planos del terreno. ....	85
4.2. Climatología de la zona. ....	89
Capítulo 5.- Análisis viabilidad del proyecto. ....	95
5.1. Posibles escenarios de conexión a la red. ....	95
5.2. Prospección de los terrenos.....	96
Pendiente del terreno. ....	96
Restricciones ambientales.....	96
Hidrología.....	97
Prospección arqueológica. ....	98
5.3. Selección de elementos principales para la instalación. ....	98
Módulos fotovoltaicos .....	98
Inversores DC/AC. ....	100
Soportes estructurales. Orientación de los paneles.....	101
5.4. Cálculos y simulación de la instalación. ....	102
Cálculo de strings, cadenas, nº inversores y módulos. ....	102

Resultados de la simulación. ....	102
5.5. Otros elementos a considerar. ....	104
Cableado y protecciones. ....	104
Cerramiento. ....	104
Alumbrado, vigilancia y monitorización. ....	105
Distancias (Pitch). ....	105
5.6. Planos. ....	106
1. Plano disposición paneles solares. ....	106
2. Plano cerramiento. ....	106
3. Plano zanjas y cableado Baja Tensión. ....	106
4. Plano zanjas Media Tensión. ....	106
5. Plano planta. ....	106
6. Plano emplazamiento. ....	106
7. Esquema Unifilar. ....	106
5.7. Presupuesto estimado de la instalación. ....	115
5.8. Análisis de OPEX. ....	117
Capítulo 6.- Análisis financiero del proyecto. ....	123
6.1. Evolución de los precios del mercado eléctrico a largo plazo. ....	123
6.2. Análisis de fuentes de ingreso. ....	127
Mercado mayorista. ....	128
PPAs. ....	129
6.3. Resultados financieros. ....	133
Escenario venta mercado mayorista. ....	133
Escenario PPA precio fijo a 10 años. ....	133
Escenario Asian Put Option a 10 años. ....	133
Parámetros comparativos financieros. ....	140
Capítulo 7.- Conclusiones. ....	147
Capítulo 8.- Bibliografía. ....	151
Capítulo 9.- Anexos. ....	155
Anexo 1. Referencia de yacimientos arqueológicos en el emplazamiento. ....	155
Anexo 2. Resultados simulación PVSist. ....	155
Anexo 3. Hoja técnica Placa Solar. ....	155
Anexo 4. Hoja técnica Inversor. ....	155



## ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura 1. Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional español. Fuente: REE.....	6
Figura 2. Installed photovoltaic solar power. Spanish national electricity system. Source: REE. ....	10
Figura 3. Principio fotovoltaico.....	31
Figura 4. Esquema componentes principales de una instalación. ....	32
Figura 5. Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional español. Fuente: REE.....	36
Figura 6. Producción nacional energía solar fotovoltaica. Elaboración propia. Fuente: REE.....	37
Figura 7. Esquema de la retribución del régimen especial. ....	43
Figura 8. Retribución del régimen especial. ....	43
Figura 9. Etapas básicas para conectar una instalación a la red. Fuente: REE.....	66
Figura 10. Esquema normativa vigente que regula el acceso y conexión de las instalaciones a la red de transporte. Fuente: REE. ....	67
Figura 11. Resumen puesta en servicio según tipo de instalación. Fuente: (43). ....	72
Figura 12. Esquema procedimiento solicitud puesta en marcha para instalaciones de generación RCR. Fuente: (43). ....	75
Figura 13. Imagen parcela 34. ....	86
Figura 14. Imagen parcela 37. ....	86
Figura 15. Imagen parcela 101 ....	87
Figura 16. Imagen parcela 9002. ....	87
Figura 17. Imagen parcela 9002. ....	87
Figura 18. Imagen parcela 45. ....	88
Figura 19. Disposición parcelas. ....	89
Figura 20. Mapa de radiación solar en España. Fuente: Código Técnico de la Edificación (CTE).....	90
Figura 21. Esquema de posibles escenarios de conexión. ....	95
Figura 22. Hidrología de los terrenos. ....	97
Figura 23. Panel solar CS1U-410MS 1500V. ....	100
Figura 24. Inversor SUNNY CENTRAL 3000-EV, 1500V.....	101
Figura 25. Ángulos de rotación seguidores solares. Elaboración propia. ....	102
Figura 26. Producciones normalizadas de la instalación. ....	104
Figura 27. Distancias entre elementos. ....	105
Figura 28. Comparación energía de cierre del primer cuatrimestre 2019/2020. Elaboración propia. Fuente: REE. ....	123
Figura 29. Comparación mercado diario del primer cuatrimestre 2019/2020. Elaboración propia. Fuente: REE. ....	124
Figura 30. Tendencia curva del precio del gas. ....	125
Figura 31. Tendencia crecimiento de la demanda. ....	126
Figura 32. Evolución esperada de generación fotovoltaica según distintos escenarios. .....	127

Figura 33. Evolución de precio de mercado a futuro entre el 20/03/2020 y el 22/05/2020. Elaboración propia. Fuente: OMIP. ....	131
Figura 34. Comparativa NPV 80% deuda. ....	142
Figura 35. Comparativa NPV 100% Equity. ....	142
Figura 36. ACF Shareholders .....	144

## ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 1. Comparativa financiera. ....	7
Tabla 2. Financiamiento comparativo. ....	11
Tabla 3. Equivalencia de emisiones de CO2 según combustible .....	14
Tabla 4. Resumen de los Objetivos Desarrollo Sostenible.....	15
Tabla 5. Potencia instalada nacional. Fuente: REE. ....	36
Tabla 6. Potencia instalada nacional. Fuente: REE. ....	37
Tabla 7.Regulación del régimen especial según grupos. RD 2366/1994. ....	39
Tabla 8. Causas del lento desarrollo de la tecnología fotovoltaica según el PER 2005-2010. ....	41
Tabla 9. Causas del lento desarrollo de la tecnología fotovoltaica según el PER 2005-2010. ....	42
Tabla 10. Apoyo público a inversión para área fotovoltaica en 2005. ....	42
Tabla 11. Tarifas reguladas para tecnología fotovoltaica según el RD 661/2007.....	44
Tabla 12. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo recogidos en la Orden ETU/315/2017. ....	50
Tabla 13. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.....	52
Tabla 14. Coeficientes asignación del régimen retributivo específico de la Orden ETU 615/2017. ....	53
Tabla 15. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular. ....	53
Tabla 16. Parque de generación objetivo del PNIEC. ....	56
Tabla 17. Datos estado acceso y conexión de la generación renovable solar fotovoltaica. Fuente REE. ....	60
Tabla 18. Solicitud de puesta en marcha según el tipo de instalación.....	74
Tabla 19. Área de las parcelas. ....	85
Tabla 20. Coordenadas de las parcelas. ....	85
Tabla 21. Radiación solar global media diaria anual. Fuente: CTE. ....	90
Tabla 22. Coordenadas estación meteorológica de Carmona-Tomejil.....	90
Tabla 23. Radiación solar estación meteorológica de Carmona-Tomejil.....	91
Tabla 24. Temperatura estación meteorológica de Carmona-Tomejil. ....	91
Tabla 25. Datos de viento de la estación meteorológica de Carmona-Tomejil. ....	92
Tabla 26. Datos de humedad de la estación meteorológica de Carmona-Tomejil.....	92

Tabla 27. Datos Meteonorm. ....	92
Tabla 28. Características principales panel solar CS1U-410MS 1500V. Fuente: Hoja técnica. ....	99
Tabla 29. Características principales inversor SUNNY CENTRAL 3000-EV, 1500V. Fuente: Hoja técnica SMA. ....	100
Tabla 30. Balances y resultados principales de la simulación con PVSyst. ....	103
Tabla 31. Cálculo distancias. ....	106
Tabla 32. Tabla resumen presupuesto. ....	116
Tabla 33. Tabla resumen presupuesto. ....	117
Tabla 34. Tabla resumen de costes de O&M preventivo. ....	119
Tabla 35. Total costes O→ Preventivo + correctivo. ....	119
Tabla 36. Tabla resumen costes de la planta al año. ....	120
Tabla 37. Muestra resultado a futuros del 29/06/2020. Fuente: OMIP. ....	127
Tabla 38. Ventajas de un PPA. ....	130
Tabla 39. Valores de mercado a futuro entre el 20/03/2020 y el 22/05/2020. Valores en [€/MWh] Elaboración propia. Fuente: OMIP. ....	132
Tabla 40. Comparativa financiera. ....	141





## **Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto.**

### **1.1. Motivación.**

### **1.2. Objetivos del proyecto.**



## **Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto.**

### **1.1. Motivación.**

A partir de una serie de terrenos localizados en el término de Carmona, actualmente dedicados al cultivo de secano, se desea estudiar la viabilidad de implantar en ellos una planta de generación de energía proveniente de la tecnología solar fotovoltaica. El área total de los mismos es de 87,3 hectáreas. Con el presente trabajo, se indicarán los procedimientos a seguir para ser capaces de suministrar energía a la red, se estudiarán las características del terreno y se analizará la viabilidad técnica del proyecto mediante una simulación. Además, se desea estudiar distintos escenarios de financiación del proyecto.

Actualmente, estamos en una transición hacia el empleo de fuentes de energías sostenibles. Con este proyecto se desea apostar por dicha transición energética y apoyar los compromisos adquiridos con la Unión Europea en los distintos acuerdos internacionales, como el Acuerdo de París.

Según datos de REE, el 8,2% de la potencia instalada en el sistema nacional español en 2020 fue de solar fotovoltaica. Es decir, alrededor de 9GW de potencia instalada en España proviene de esta tecnología. El objetivo a nivel nacional de penetración de fotovoltaica para el año 2030 es de 37GW, lo que supone un gran crecimiento con respecto al valor actual.

El presente proyecto ha sido realizado con el apoyo de una empresa que posee un amplio conocimiento del sector energético y que contribuye en diversos proyectos durante el periodo de construcción, operación y esquemas de remuneración a tarifa o venta directa al mercado.

### **1.2. Objetivos del proyecto.**

En primer lugar, el proyecto persigue realizar un recorrido del panorama fotovoltaico explicando causas y eventos relevantes que han tenido lugar para que se promuevan fuentes renovables como lo es la energía solar fotovoltaica. Además, se pretende estudiar la regulación de energía renovable en España estudiando su evolución y proponiendo ciertas modificaciones.

Otro objetivo del trabajo es saber qué documentos y procedimientos concretos son necesarios para la realización del proyecto. Se entrará en detalle en ciertos procedimientos y alternativas.

Una vez conocidos el panorama fotovoltaico y la documentación necesaria, otro objetivo será analizar la viabilidad del caso de estudio. En base a la localización de los terrenos, se identifican distintos escenarios de conexión a la red, la climatología de la zona, y las características del terreno. Con dicha información, y tras la selección de los elementos principales, se realizará la simulación de la instalación para obtener los parámetros relevantes del proyecto. Además, se incluirán planos de los terrenos mostrando la disposición de los elementos principales, y esquema unifilar. No obstante, no es objeto del presente trabajo realizar una ingeniería de detalle de la planta fotovoltaica.

Por último, se analizará la viabilidad financiera del proyecto identificando distintas formas de venta de energía.

## **Capítulo 2.- Estado del Arte. Energía Fotovoltaica.**

- 2.1. Introducción de los principios de la energía solar fotovoltaica.**
- 2.2. Principales acuerdos internacionales contra el cambio climático.**
- 2.3. Fomento de energías renovables por parte de la Unión Europea.**
- 2.4. Energía fotovoltaica en números.**
- 2.5. Regulación energía renovable en España.**

**Ley 82/1980. (6)**

**Plan Energético Nacional 1991-2000. (7)**

**Ley 40/1994. (8)**

**Real Decreto 2366/1994. (9)**

**La Ley 54/1997. (10)**

**El Real Decreto 2818/1998. (11)**

**El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), de 1999. (12)**

**Decreto-ley 6/2000. (13)**

**El Real Decreto 1663/2000. (14)**

**El Real Decreto 841/2002. (15)**

**El Real Decreto 436/2004. (16)**

**El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. (17)**

**El Real Decreto 661/2007. (18)**

**Ley 17/2007. (19)**

**El Real Decreto 1578/2008. (20)**

**Real Decreto Ley 6/2009. (21)**

**Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (PANER) y  
Plan de energías renovables 2011-2020 (PER). (22)**

**Real Decreto-ley 1/2012. (23)**

**Ley 15/2012. (24)**

**Real Decreto-ley 2/2013. (25)**

**Real Decreto-ley 9/2013. (26)**

**La Ley 24/2013. (27)**

**Real Decreto 413/2014. (28)**

**Orden Ministerial 1045/2014.**

**Subastas.**

**Real Decreto-ley 15/2018. (37)**

**Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. (38)**

**Proyecto de ley de cambio climático y transición energética (PLCCTE).  
(39)**

**Propuesta modificación de la regulación.**

## Capítulo 2.- Estado del Arte. Energía Fotovoltaica.

### 2.1. Introducción de los principios de la energía solar fotovoltaica.

El efecto fotovoltaico es el efecto por el cual una célula fotovoltaica convierte la luz en electricidad. Fue en el año 1839, cuando el físico Alexandre Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico a través de un experimento en el que empleó una pila electrolítica con electrodos de platino, observando la existencia de corriente debido a la exposición de luz solar.

Los fotones de luz, que absorben las células fotovoltaicas, transfieren su energía luminosa a los electrones del material semiconductor liberándolos de la red cristalina a la que estaban unidos. Para lograr una corriente eléctrica útil hay que conseguir extraer los electrones liberados antes de que vuelvan a reestructurarse. Al material semiconductor se suele aplicar procesos de dopado para generar exceso de huecos (semiconductor de tipo positivo P) y exceso de electrones (semiconductor de tipo negativo N). Uno de los materiales semiconductores más empleados en las células fotovoltaicas es el silicio. La diferencia de potencial provoca un flujo de electrones que se extraen con un circuito exterior por el que circulará una corriente eléctrica, volviendo los electrones al material por la cara opuesta. (1)

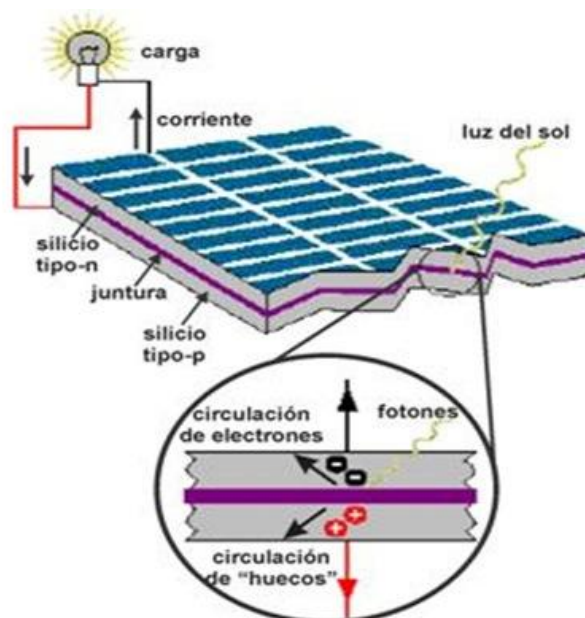


Figura 3. Principio fotovoltaico<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Fuente: <http://www.esrenovable.com/2011/10/efecto-fotovoltaico.html>

Un conjunto de células fotovoltaica forma lo que denominamos un panel fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos son los generadores de la planta de energía solar del presente proyecto. La siguiente imagen muestra un esquema con los componentes principales de una instalación fotovoltaica:

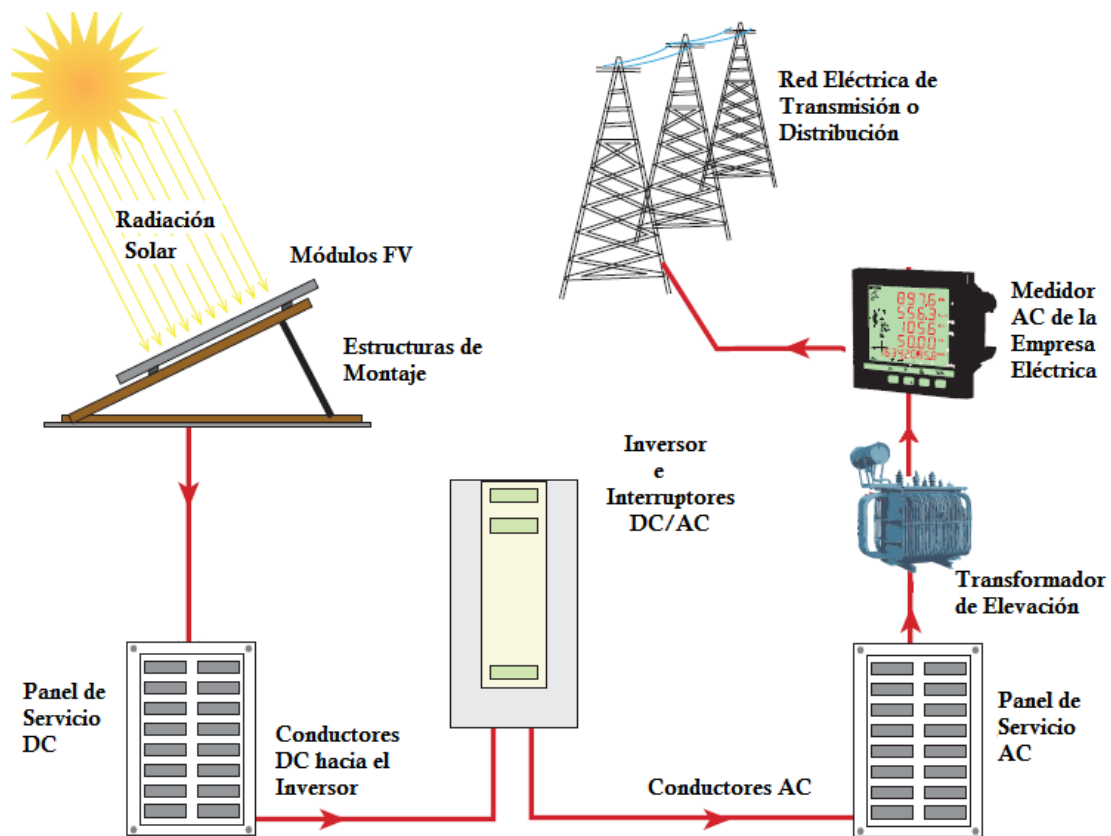


Figura 4. Esquema componentes principales de una instalación.<sup>2</sup>

## 2.2. Principales acuerdos internacionales contra el cambio climático.

El auge de las energías renovables tiene origen en la preocupación a nivel global por cambio climático. En 1992 se adoptó la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en la cual 195 países, entre otros asuntos, reconocen la existencia de los cambios del clima de la Tierra, expresan su inquietud por

<sup>2</sup> Fuente: <https://docplayer.es/4819760-Sistemas-solares-fotovoltaicos-factores-determinantes-en-proyectos-industriales-msc-ricardo-garro-socio-fundador-axis-energy-solutions.html>



sus efectos desfavorables, y reafirman el principio de la soberanía de los Estados en la cooperación internacional para hacer frente al cambio climático.

Con el objetivo de establecer una fuerza más vinculante en relación a la CMNUCC, se firmó en 1997 el protocolo de Kioto, entrando en vigor en 2005. En dicho documento, entre otros temas, se promueve el desarrollo sostenible a través de la investigación, promoción, desarrollo y aumento del uso de formas nuevas y energías renovables. Además, los integrantes del acuerdo se comprometían a la limitación de emisiones en un porcentaje consignado a cada país respecto a un año base también establecido en el acuerdo. (2)

Desde entonces, han tenido lugar varios acuerdos en relación con el cambio climático. El último, en la vigésimo primera sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), el denominado Acuerdo de París. Dicho acuerdo fue adoptado en 2015, siendo su aplicabilidad para el 2020, año en el que finaliza la vigencia del Protocolo de Kioto.

Por otra parte, el 25 de septiembre de 2015, los líderes mundiales adoptaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), un total de 17 objetivos globales con el objetivo de reducir la pobreza, proteger el planeta y encauzar todas las actividades hacia el desarrollo sostenible. En concreto, el objetivo número 7 hace relación a la energía, para que sea asequible y no contaminante. (3)

Uno de los instrumentos que se ha desarrollado con el objetivo de reducir la contaminación es el sistema de derechos de emisión. Es decir, a través de estos mercados de emisiones las instalaciones necesitan adquirir unos derechos de emisión regulados para poder emitir gases a la atmósfera. El objetivo fundamental del comercio de derechos de emisión es el beneficio medioambiental, siendo un incentivo para promover fuentes renovables de energía.

### **2.3. Fomento de energías renovables por parte de la Unión Europea.**

La Unión Europea, tras la firma del protocolo de Kioto, comenzó a adoptar medidas dirigidas a luchar contra el cambio climático. En 2001 aprobó su primera directiva encaminada a la promoción de energías renovables, la directiva 2001/77/CE. En esta directiva se solicita a los países miembros de la UE publicar un informe que recogiese, para los 10 años siguientes los objetivos indicativos nacionales de consumo futuro de

electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. En dicho informe también se solicita la descripción de las medidas que el país pretendiese implantar para alcanzar los objetivos indicativos nacionales fijados hasta el año 2010 incluidos en la directiva.

En 2007, los dirigentes de la UE establecen un paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020, siendo incorporado en 2009 en la legislación (4). Los objetivos principales del paquete de medida son:

- 20% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990).
- 20% de energías renovables en la UE.
- 20% de mejora de la eficiencia energética.

Con la directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables se modifican y se deroga la Directiva 2001/77/CE. Dicha directiva establece unas metas vinculantes para las cuotas de las energías renovables, teniendo los estados miembros libertad de elección de instrumentos de apoyo para fomentar las energías renovables.

La libertad de elegir las medidas a implantar ha dado lugar a diversos escenarios en los distintos países como son los sistemas de cuotas; los sistemas regulados: tarifas reguladas; primas reguladas (fijas, flotantes, flotantes con un límite máximo y mínimo); y subastas. Los sistemas de apoyo están continuamente cambiando y en algunos países se han tomado medidas retroactivas, lo que se traduce en un riesgo político para los inversores de energía renovable. La UE tras recibir peticiones en relación a los cambios frecuentes de la legislación y medidas retroactivas, realizó un estudio en 2016 titulado “Política de energía solar en la UE y los Estados miembros desde la perspectiva de las peticiones recibidas”. El análisis concluye, entre otros asuntos, que las políticas de apoyo a las energías renovables deberían ser estables y evitar cambios frecuentes o retroactivos.

En octubre de 2014 la UE estableció un marco de referencia con los objetivos para el periodo de 2021-2030. Los objetivos clave son:

- 40% de reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero (en referencia a los niveles de 1990).

- 32% de las energías renovables.
- 32,5%, de mejora de la eficiencia energética.

Estos objetivos se recogen en el último reglamento de energía de la UE, “Energía limpia para todos los europeos”, finalizado en marzo del 2019. Este paquete persigue los objetivos de reducción de emisiones fijados en el Acuerdo de París.

Una política a mencionar que promueve la inversión en tecnologías renovables es establecer un precio alto del carbón y su emisión. Europa es pionera en este campo ya que en 2005 creó el primer régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE UE) del mundo.

La UE con su mercado de emisiones cubre, en los 27 estados miembros, las emisiones de CO<sub>2</sub> de las siguientes actividades: centrales térmicas, cogeneración, otras instalaciones de combustión de potencia térmica superior a 20MW (calderas, motores, compresores...), refinerías, coquerías, siderurgia, cemento, cerámica, vidrio y papeleras. El régimen Comunitario de comercio de derechos de emisión afecta globalmente a más de 10.000 instalaciones; y a más de 2.000 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, en torno al 45% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en la Comunidad (5).

#### **2.4. Energía fotovoltaica en números.**

La Figura 5 muestra la evolución de la potencia solar fotovoltaica instalada en el sistema eléctrico nacional español. Se puede situar en 2004 un inicio en el crecimiento de la potencia instalada fotovoltaica. Esta fecha coincide con la aprobación del sistema de primas impulsado mediante el Real Decreto 436/2004. El año 2009 supone un freno para dicho crecimiento. Durante ese año 2009 comenzaron a decretarse una serie de medidas para limitar el aumento del déficit tarifario.

### Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional

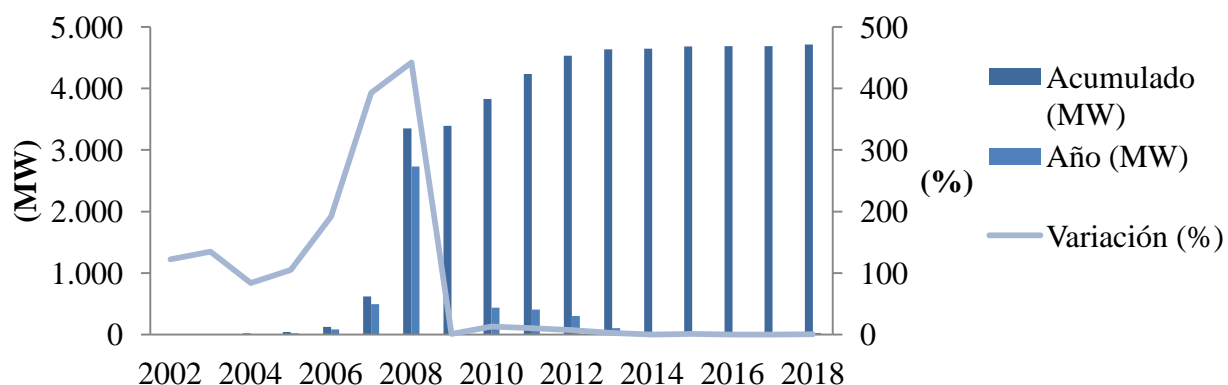


Figura 5. Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional español. Fuente: REE.

La siguiente tabla presenta el escenario de potencia instalada según la tecnología en el periodo 2016-2020. La potencia instalada de la tecnología fotovoltaica pasó de ser el 4,5% de la potencia total a nivel nacional en 2016, a formar el 8,2% en 2020.

Potencia instalada nacional(MW)					
	2016	2017	2018	2019	2020
Hidráulica convencional y mixta	17.030	17.028	17.046	17.085	17.085
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329	3.329
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683	9.456
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.447	2.447
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284	26.284
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11
Resto hidráulica <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-
Eólica	23.001	23.082	23.545	25.783	25.806
Solar fotovoltaica	4.683	4.685	4.712	8.913	9.049
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Térmica renovable/Otras renovables <sup>(2)</sup>	870	872	877	1.076	1.076
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración <sup>(3)</sup>	5.965	5.801	5.727	5.677	5.672

Tabla 5. Potencia instalada nacional. Fuente: REE.

Residuos no renovables <sup>(4)</sup>	496	496	490	490	490
Residuos renovables <sup>(4)</sup>	160	160	160	160	160
<b>Total</b>	<b>104.588</b>	<b>104.050</b>	<b>104.123</b>	<b>110.360</b>	<b>110.287</b>

Tabla 6. Potencia instalada nacional. Fuente: REE.

En cuanto a producción de energía, el siguiente gráfico muestra la evolución de energía fotovoltaica producida en los últimos años:

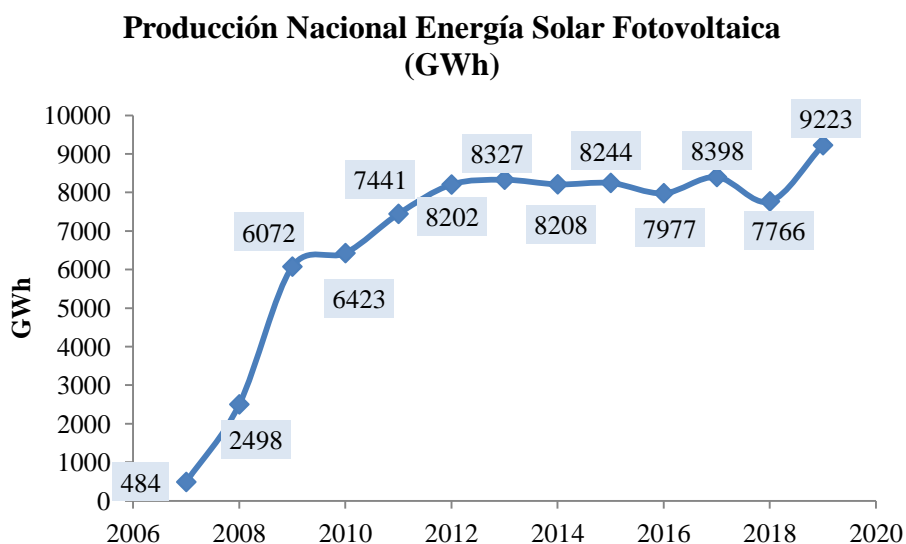


Figura 6. Producción nacional energía solar fotovoltaica. Elaboración propia. Fuente: REE.

Según la UNEF (Unión Española Fotovoltaica), el sector fotovoltaico tiene la voluntad y capacidad para invertir y desarrollar la capacidad fotovoltaica de 37 GW a 2030. Este objetivo supondría un incremento de fotovoltaica de 3GW anuales.

## 2.5. Regulación energía renovable en España.

### Ley 82/1980. (6)

El inicio de la regulación de las energías renovables en España se sitúa en la promulgación de la ley 82/1980. Esta ley fue fruto de una fuerte subida del petróleo que derivó en la crisis del petróleo de 1973. El objetivo de la ley fue disminuir la dependencia energética de países extranjeros impulsando principalmente la minihidráulica ya que poseía los precios más competitivos de energía renovables.

### **Plan Energético Nacional 1991-2000. (7)**

Dentro de este plan se recogen unos incentivos que se elaboran para impulsar la producción de energías renovables. El plan se desarrolló mediante la ley 40/1994 y el Real Decreto 2366/1994.

### **Ley 40/1994. (8)**

Se incluyó el término de régimen especial en la producción de energía eléctrica. La autorización de la producción en régimen especial está recogida en el artículo 27 de la ley 40/1994. Se estableció que para la construcción, explotación, modificación y transmisión de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial se requiere autorización administrativa previa acorde con los objetivos que se fijan mediante real decreto.

En el artículo 29 se indican las obligaciones y derechos de los productores en régimen especial. La ley señala que “Los costes de la energía cedida al sistema integrado por los productores en régimen especial se reconocerán de acuerdo con su régimen retributivo”. Es decir, la ley pretende otorgar una retribución específica a las instalaciones de generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

### **Real Decreto 2366/1994. (9)**

El Real decreto surge para desarrollar las normas básicas para regir las instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

El principal objetivo del real decreto es *“Desarrollar un marco que clarifique el futuro de este tipo de producción en el contexto de los criterios y prioridades de la planificación energética, fijando un precio adecuado para los excedentes de energía, que permita que el desarrollo de esta producción se produzca de forma coordinada con el del resto del sistema eléctrico.”*

La regulación del régimen especial se establece en este Real Decreto y se desarrolla el sistema de precios de venta de la energía excedentaria con el régimen tarifario. Se definen, de la a a la f, los distintos grupos que pueden acogerse al régimen especial establecido. A continuación se muestran los términos de potencia y energía aplicables para cada grupo de instalaciones definidos en el régimen especial. Además,

se recogen los precios de cada grupo empleados para calcular la facturación de la energía en el año 1994.

Tipo de instalación	Potencia instalada (MVA)	Tp (Pesetas/kW y mes)	To (Pesetas/kWh)
Grupo a	P≤100	344	11,47
Grupo b	P≤100	687	10,11
Grupo c,d,y e	P≤15	1760	7,96
	15<P≤30	1705	7,68
	30<P≤100	1654	7,45
Grupo f	P≤10	344	11,47

Tabla 7.Regulación del régimen especial según grupos. RD 2366/1994.

#### La Ley 54/1997. (10)

El principal objetivo de esta ley fue la liberación parcial del mercado eléctrico. Se establece el régimen especial para las energías renovables para las plantas de potencia menor a 50MW, haciendo distinción con el régimen ordinario. La ley también establece la garantía de acceso a la red, y el sistema de primas para las energías renovables.

#### El Real Decreto 2818/1998. (11)

Este Real decreto se desarrolló para poder poner en funcionamiento lo establecido en la Ley 54/1997. Se establecen una serie de incentivos, en especial a las energías renovables con el objetivo de alcanzar como mínimo un 12% de aportación a la demanda energética en el año 2010. Con este RD se Regula las condiciones de venta de energía solar fotovoltaica.

#### El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), de 1999. (12)

En el PFER se establece como objetivo para el año 2010 que en la demanda haya al menos el 12% de aportación de las energías renovables. A las tecnologías de carácter renovables se les proporciona un tratamiento específico diferenciado debido a sus ventajas medioambientales y la autonomía energética que representan para el país.

Entre las medidas e incentivos que el Plan desea desarrollar encontramos los siguientes puntos:

- Definición de procedimientos abiertos y ágiles en las líneas de subvenciones.
- Desarrollo de un reglamento de conexión.
- Normalización de la actividad de instaladores con el fin de mejorar la calidad y el servicio post-venta.
- Impulsar acciones ejemplarizantes y de difusión.
- Desgravación por inversión.

### **Decreto-ley 6/2000. (13)**

Uno de los objetivos de este decreto es que en el sector eléctrico se avance en la competitividad del mercado. Se limita el incremento de nueva potencia instalada de ciertos grupos eléctricos con una cuota significativa. Además, se establece la obligación de que determinadas instalaciones de producción en régimen especial con derecho a incentivo puedan acudir al mercado mayorista para verter sus excedentes. Por otra parte, se introduce la instrumentación de nuevas formas de contratación de los comercializadores, en donde intervienen nuevos operadores del sistema, y se establecen las bases de venta de energía eléctrica a largo plazo.

### **El Real Decreto 1663/2000. (14)**

Este RD establece los requisitos administrativos y técnicos básicos para la conexión a la red de baja tensión de instalaciones solares fotovoltaicas, con el objetivo de establecer una regulación específica. La aplicación de este RD es para *“instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión”* (no superior a 1 kV).

### **El Real Decreto 841/2002. (15)**

Real Decreto *“por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.”*

### **El Real Decreto 436/2004. (16)**

Mediante este Real Decreto se afianza el sistema de primas. Se dan dos opciones de venta a los generadores, pudiendo cambiar la opción elegida cada año. Estas opciones son:



- **Precio Regulado:** Se vende a la distribuidora la energía en un porcentaje promedio de la tarifa eléctrica según RD 1432/2002.
- **Precio según el mercado:** precio de fondo (calculado sobre base horaria) + +prima (%promedio de tarifa eléctrica según RD 1432/2002) + incentivos + complementos.

Entre otras características de este Real Decreto se puede señalar la obligación por parte del distribuidor de aceptar la energía proveniente de fuentes renovables; la retribución en base a la media de la tarifa eléctrica; los incentivos para la intervención en el mercado eléctrico; y el establecimiento de un carácter no retroactivo en futuras revisiones.

### **El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. (17)**

El principal objetivo de este plan fue que para 2010 el 12,1% del consumo estuviese proporcionado por energías renovables. En este plan se aumentan los objetivos para cada tecnología.

En concreto, en el campo de la energía solar fotovoltaica el PER exponen una serie de barreras que intentan explicar el porqué del lento desarrollo de instalaciones fotovoltaicas.

Ámbito de aplicación	Barreras
Aspectos económicos	Rentabilidad insuficiente por lo que necesita una prima elevada.
	Inexistencia de reducciones fiscales para particulares que inviertan en instalaciones fotovoltaicas aisladas.
Aspectos tecnológicos	Falta de iniciativas y de incentivos para el desarrollo de instalaciones innovadoras.
	Transitoriamente, falta de materia prima en el mercado internacional.
	Limitación de las primas y tarifas actuales hasta que se alcancen 135 MW.
	Alejamiento de la energía solar fotovoltaica del sector de la edificación.

**Tabla 8. Causas del lento desarrollo de la tecnología fotovoltaica según el PER 2005-2010.**

Aspectos normativos	Trámites administrativos desproporcionados.
	Falta de existencia de una normativa técnica completa sobre instalaciones.
	Dificultades de conexión para usuarios de alta tensión.
	Necesidad de aclaraciones del Real Decreto 1663/2000.
	Necesidad de difusión a usuarios potenciales.
Aspectos sociales	Necesidad de difusión y formación a ayuntamientos.
	Necesidad de difusión y formación a quienes prescriben.

Tabla 9. Causas del lento desarrollo de la tecnología fotovoltaica según el PER 2005-2010.

Como manera de sobrepasar las barreras de la fotovoltaica, el PER propone una serie de medidas de las que destacamos:

- *“Mantenimiento de las condiciones económicas establecidas en el Real Decreto 436/2004.”*
- *“Modificación de los criterios de las ayudas. Con el nivel de retribución vía prima actual, se considera que, salvo en los casos de instalaciones aisladas de la red, no son necesarias ayudas.”*

Tipo de instalación	Ayuda (% s/inversión)
Instalaciones aisladas	22
Instalaciones fijas, con P < 100 kWp	-
Instalaciones con seguimiento, con P < 100 kWp	-
Instalaciones con P > 100 kWp	-

Tabla 10. Apoyo público a inversión para área fotovoltaica en 2005.

- *“Introducción de una desgravación fiscal en el I.R.P.F. para particulares que realicen inversiones en instalaciones fotovoltaicas aisladas.”*
- *“Incremento del límite retributivo hasta 400 MW para 2010.”*

## El Real Decreto 661/2007. (18)

Este Real Decreto sustituye al RD 436/2004, modificando aspectos del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. La estructura básica del RD 436/2004 se sigue manteniendo.

Se sigue dando la posibilidad, a los dueños de los generadores en régimen especial, de elegir entre vender la electricidad que producen a través de una tarifa regulada; o de venderla en el mercado obteniendo además una prima.

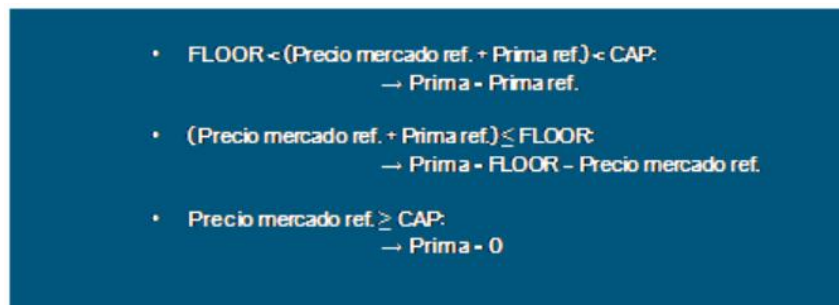


Figura 7. Esquema de la retribución del régimen especial<sup>3</sup>.

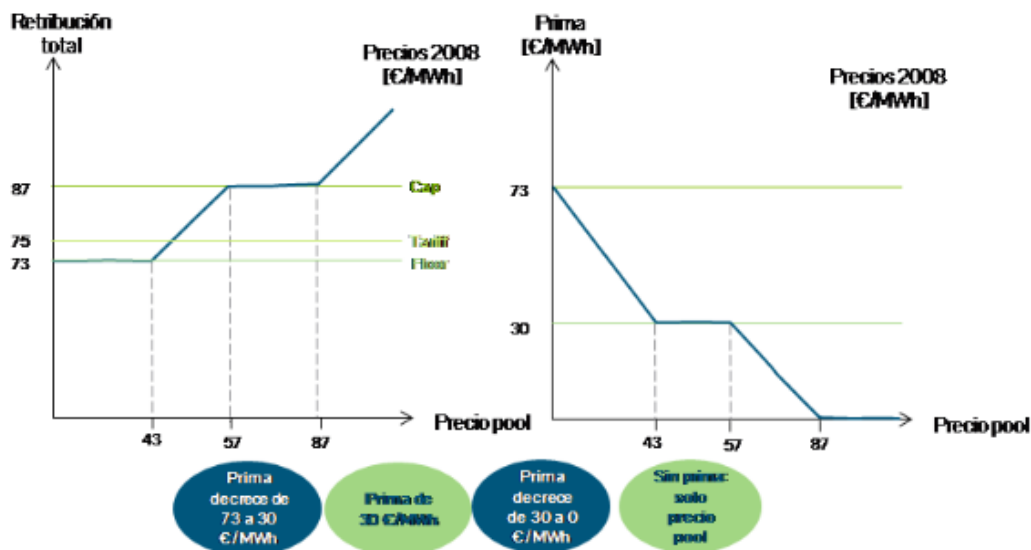


Figura 8. Retribución del régimen especial.<sup>4</sup>

El documento realiza además, una nueva clasificación de las instalaciones dividiendo en grupo y subgrupos. Los generadores que únicamente emplean la

<sup>3</sup>; <sup>4</sup>: Fuente: Periódico energía y sociedad. <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>

tecnología fotovoltaica se encuentran en el grupo b, subgrupo b1.1. En el artículo 36 del documento recoge las distintas tarifas y primas de las tecnologías. En concreto, la de la fotovoltaica está recogida en la siguiente Tabla 11.

Subgrupo	Potencia (kW)	Plazo	Tarifa regulada (c€/kWh)
b.1.1.	P<100Kw	Primeros 30 años	41,0381
	100kW<P<10MW	Primeros 30 años	41,7500
	10<P<50MW	Primeros 30 años	22,9764

**Tabla 11. Tarifas reguladas para tecnología fotovoltaica según el RD 661/2007.**

Una novedad en este Real Decreto es el establecimiento de unos límites inferior y superior en la suma del precio horario de mercado diario más una prima de referencia. Por tanto, la prima que percibe se calcula cada hora siguiendo una serie de pautas, garantizando al promotor unos ingresos mínimos cuando los precios del mercado fuesen bajos.

Además este Real Decreto establece un objetivo de potencia para la fotovoltaica de 371MW instalados.

#### **Ley 17/2007. (19)**

Esta ley sale el 4 de Julio, modificando a la Ley 54/1997 para adaptarla a lo que se indica en la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las normas comunes del mercado interior de la electricidad. Esta ley permite al gobierno dar primas a las instalaciones de más de 50MW.

#### **El Real Decreto 1578/2008. (20)**

Tras cambio que se realizó en el RD 661/2007 en las tarifas, se comenzaron a financiar un gran número de proyectos de fotovoltaica en grandes superficies ya que eran muy rentables gracias al sistema de primas. Aunque esto fuese positivo para la reducción de emisiones de CO2, suponía un problema para el sistema de tarifas eléctricas ya que significaba el aumento del déficit tarifario.

El RD 1578/2008 establece nueva definición de potencia para obtener una mayor precisión en el procedimiento de cómputo de cada instalación fotovoltaica, para la aplicación de la retribución correspondiente. La retribución a las tecnologías de régimen especial se hace a partir de una serie de convocatorias anuales. Para cada convocatoria

se establecen unos cupos de potencia por tipo y subtipo de fotovoltaica. Esta retribución se ajusta a la curva de aprendizaje de la tecnología, ya que el precio y cupo de potencia varía cada convocatoria, lo que se traduce una reducción en el coste de la electricidad con respecto al modelo anterior.

### **Real Decreto Ley 6/2009. (21)**

Dentro de los objetivos de este decreto se puede destacar el desarrollo de unas medidas para limitar el aumento del déficit tarifario, y el establecimiento de un mecanismo para el sistema retributivo de las instalaciones de régimen especial que ponen en riesgo la sostenibilidad del sistema. Las medidas pretenden alcanzar un equilibrio entre los objetivos fijados de cada tecnología y el coste razonable para el consumidor.

El artículo 4 describe el mecanismo de registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, salvo para instalaciones de tecnología solar fotovoltaica, que se registrará por lo previsto en el Real Decreto 1578/2008.

### **Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (PANER) y Plan de energías renovables 2011-2020 (PER). (22)**

El PANER y el PER son dos planes que se desarrollaron paralelamente.

El PANER fue desarrollado con el propósito de recoger los objetivos establecidos para España en la Directiva de 2009/28/CE del parlamento Europeo y del consejo. Para España se establece que al menos una cuota del 20% del consumo de energía final en el año 2020 tiene que estar suministrado a partir de fuentes renovables. El PER 2011/20 por otra parte, además de incluir los elementos fundamentales del PANER, incluye una serie de análisis adicionales como la evolución tecnológica y de costes esperada.

### **Real Decreto-ley 1/2012. (23)**

Debido al continuo incremento del déficit de tarifa, el gobierno decide emitir un decreto ley para establecer unas medidas inmediatas de carácter indefinido, suprimiendo los incentivos económicos para nuevas instalaciones catalogadas de régimen especial, y eliminando los procedimientos de preasignación de retribución previstos en el RD 6/2009 y RD 1578/2008. El objetivo principal de este decreto-ley fue evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.

### **Ley 15/2012. (24)**

Modifica a la ley 54/1997. Supone una reforma fiscal en el ámbito energético. Se pretende reducir el déficit eléctrico mediante la recaudación. El impuesto se establece al tipo del 7%, en base al importe total que corresponde percibir al contribuyente por la producción de energía medida en barras de central.

### **Real Decreto-ley 2/2013. (25)**

Se actualizan las retribuciones de actividades del sistema eléctrico vinculadas al IPC, sustituyéndose por el IPC subyacente a impuestos constantes. Además, Se modifica el Real Decreto 661/2007 que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial. Se eliminan las primas establecidas.

### **Real Decreto-ley 9/2013. (26)**

Por este Decreto-ley se adoptan medidas de urgencia para garantizar la estabilidad financiera en el sistema eléctrico, tras una década de déficit tarifario que se había convertido en estructural. Los principios de esta reforma son: empresa eficiente y bien gestionada, rentabilidad razonable y estabilidad financiera.

Se implanta un sistema retributivo basado en la participación en el mercado, desapareciendo el sistema de tarifas previo. El nuevo marco articula una retribución que permite a las instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable. Este complemento se basa en estándares por tecnología para una rentabilidad adecuada en base a las obligaciones del estado a 10 años. Esta reforma es de carácter retroactivo. Para las instalaciones que ya gozaban de las primas se establece un diferencial de 300 puntos básicos respecto a la media de las obligaciones del estado a los 10 años previos a la entrada en vigor del Real Decreto ley.

La retribución específica está compuesta por:

- Término por unidad de potencia instalada (€/MW): para cubrir los costes de inversión, de una instalación tipo, que no pueden ser recuperados por la venta de energía.
- Término a la operación (€/MWh): que cubra la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado.

### **La Ley 24/2013. (27)**

Esta ley surgió con el fin de aportar estabilidad regulatoria, tras Las continuas modificaciones de las normativas que desfiguraron el normal funcionamiento del sistema eléctrico. Como objetivo estaba también el garantizar la sostenibilidad del sistema a largo plazo, resolviendo las deficiencias existentes.

Se establece que excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fuentes de energía renovables, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior. El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Para calcular la mencionada retribución específica se tendrá en cuenta: i. Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción. ii. Los costes estándar de explotación. iii. El valor estándar de la inversión inicial.

### **Real Decreto 413/2014. (28)**

Las motivaciones del RD 413/2014 son el desarrollo de la ley 24/2013 y del RD-19/2013; alcanzar un equilibrio financiero del sistema; la integración en el mercado; y la reorganización de los procedimientos administrativos.

Mediante este real decreto, entre otros aspectos, se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

Con este nuevo documento: *“Las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación”*.

En este documento se describen los parámetros retributivos de una instalación tipo, como la retribución a la inversión (R<sub>inv</sub>) o la retribución a la operación (R<sub>o</sub>). La retribución se basa en la venta de energía a precio de mercado. Las nuevas instalaciones, para obtener dicho régimen retributivo se someterán a un procedimiento de concurrencia competitiva. Además se establecen unos límites superiores e inferiores en la estimación del precio de la energía.

Para el régimen retributivo específico se establecen periodos regulatorios de seis años consecutivos, divididos a su vez en dos semiperiodos de tres años. Está permitida la revisión de los parámetros retributivos al final de cada periodo o semiperiodo.

#### **Orden Ministerial 1045/2014.**

Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Lo importante de esta orden es la cuantificación del valor inicial de la inversión de una instalación y la determinación de la vida útil regulatoria

#### **Subastas.**

Se ideó el sistema de subastas por la necesidad de alcanzar los objetivos fijados por Europa, y tras un parón en la instalación de energía renovables ocasionado por la poca estabilidad del marco regulatorio de las renovables y del propio mercado eléctrico. La subasta de renovables va acompañada de un marco normativo: Mediante Real decreto se establece la convocatoria de subastas; Las órdenes se necesitan para aprobar la potencia a subastar, el método para asignar el régimen retributivo específico, y los parámetros retributivos aplicables; y en último lugar, a partir de una resolución se recogen los resultados de las subastas.

#### **Real decreto 947/2015. (29)**

El sistema de subastas para otorgar el régimen retributivo a una instalación, se desarrolla, en un primer lugar, sólo para las tecnologías eólica y de biomasa. El RD 947/2015 es el que establece dicha convocatoria.



### **Orden IET/2212/2015** (30)

Bajo el amparo del RD 947/2015, esta orden es la que regula el procedimiento para asignar el régimen retributivo específico en la convocatoria para las nuevas instalaciones de producción de energía a partir de biomasa y eólica.

En esta orden se establecen una serie de parámetros necesarios para la retribución de las instalaciones tipo.

El producto a subastar es la potencia instalada (kW). El proceso de adjudicación es marginal, es decir, la última oferta casada es la que marca el porcentaje de reducción de cada oferta asignada.

La potencia convocada en la subasta se estableció en un máximo de 200MW para nuevas instalaciones de biomasa, y 500MW para instalaciones eólicas. Dicha subasta tuvo lugar el 14 de Enero de 2016, siendo la primera subasta renovable en España.

### **Real Decreto 359/2017** (31)

Mediante este Real decreto se establece una convocatoria para otorgar el régimen retributivo específico a las nuevas instalaciones productoras de energía eléctrica procedente de energías renovables.

Se aprueba la convocatoria para un máximo de 3.000MW de potencia instalada procedentes de nuevas instalaciones de energía renovables pertenecientes a la categoría b, donde se encuentran entre otras tecnologías, la eólica y fotovoltaica.

### **Orden ETU/315/2017.** (32)

Esta orden regula el procedimiento de la subasta convocada bajo el amparo del Real Decreto 359/2017, así como los parámetros retributivos. El máximo de potencia establecido fue de 3.000MW.

El producto a subastar sigue siendo la potencia instalada con derecho a la percepción del régimen retributivo específico de nuevas instalaciones de energías renovables. Para una determinada potencia instalada se oferta el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia. El sistema de cerrado para la subasta es marginal.

La subasta establecida fue abierta a todas las tecnologías renovables, diferenciando entre tres instalaciones tipo: eólica, fotovoltaica, y otro tipo que abarca el resto de tecnologías. En la siguiente tabla se recogen los parámetros retributivos de las instalaciones tipos de referencia recogidos en la Orden.

Tecnologías	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de la autorización de explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la inversión (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación primer año (€/MWh)	Nº horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual (Nhmin)(h)	Umbral de funcionamiento (Uf)(h)	Retribución a la inversión 2017-2019 (€/MW) Rin <sub>ITR_j,a</sub>	Sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia
Eólica	ITR-0103	2017	25	1.200.000	3.000	20,52	3.000	0	47.684	15,89
		2018	25	1.200.000	3.000	20,57	3.000	0	46.578	15,53
		2019	25	1.200.000	3.000	20,72	3.000	0	45.056	15,02
Fotovoltaica	ITR-0104	2017	25	1.200.000	2.367	21,46	2.367	0	39.646	16,75
		2018	25	1.200.000	2.367	21,49	2.367	0	38.480	16,26
		2019	25	1.200.000	2.367	21,63	2.367	0	36.908	15,59
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	2017	25	2.000.000	5.000	39,55	5.000	0	148.875	29,78
		2018	25	2.000.000	5.000	39,79	5.000	0	147.655	29,53
		2019	25	2.000.000	5.000	40,12	5.000	0	145.636	29,13

Tabla 12. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo recogidos en la Orden ETU/315/2017.

#### Procedimiento de participación de la subasta y asignación:

Las ofertas presentadas en la subasta consisten en un porcentaje de reducción en base a un valor estándar de inversión inicial fijado (VI). Este valor es de 1,2 millones de euros por MW para las tecnologías eólica y fotovoltaica, y de 2 millones de euro por MW para el resto.

Mediante el porcentaje de descuento ofertado de cada participante se calcula la retribución a la inversión ( $Rinv_{IT_j,a}$ ) que se otorgaría a la instalación en caso de ser adjudicada. El cálculo de dicho parámetro viene dado por la siguiente fórmula:

$$Rinv_{IT_j,a} = Rinv_{ITR_j,a} - m_{ITR_j,a} * Red_{ITR_j}$$

Siendo:

- $Rinv_{ITR_j,a}$ : retribución a la inversión de la instalación de referencia.

- $m_{ITR}$ : coeficiente de valor 115.786€/MW para las instalaciones eólicas y fotovoltaica, y de valor 192.977€/MW para el resto de tecnologías.
- $Red_{ITR}$ : porcentaje de reducción sobre el valor estándar de la inversión.

Tras el cálculo de la retribución a la inversión de cada oferta, se calcula el sobrecoste unitario que la instalación tendría en el sistema eléctrico (SCU). Dado por:

$$SCU = \frac{Rinv_{ITj,a}}{h_{ITR}}$$

Siendo el término  $h_{ITR}$  el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia.

El parámetro SCU permite ordenar todas las ofertas realizadas independientemente de la tecnología. Se procedería a adjudicar aquellas instalaciones que presenten un menor SCU para el sistema, hasta alcanzar la potencia máxima a subastar. La última oferta adjudicada es la que determina el sobrecoste unitario marginal de la subasta, a raíz del cual se define el valor de la retribución a la inversión de la instalación de referencia, y la retribución a la inversión a las instalaciones adjudicatarias.

La subasta tuvo lugar el 17 de Mayo de 2017. En dicha subasta se adjudicaron 3GW de potencia. El resultado de la subasta se encuentra recogido en la resolución de 19 de mayo de 2017 por la que se resuelve el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril. (33)

Tecnologías	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Código de identificación de la instalación tipo	Año de la autorización de explotación definitiva	Valor estándar de la inversión Inicial (€/MW)	Retribución a la inversión Rinv (€/MW) 2017-2019
Eólica	ITR-0103	IT-04013	2017	438.840	0
		IT-04014	2018	438.840	0
		IT-04015	2019	438.840	0
Fotovoltaica	ITR-0104	IT-04016	2017	585.360	0
		IT-04017	2018	585.360	0

Fotovoltaica	ITR-0104	IT-04018	2019	585.360	0
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica	ITR-0105	IT-04019	2017	400	0
		IT-04020	2018	400	0
		IT-04021	2019	400	0

**Tabla 13. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.**

La retribución a la inversión para todas las tecnologías fue cero. La tecnología más beneficiada fue la eólica a la que se adjudicó la mayoría de los MW, en total alrededor de 2.800MW., siendo el resto de potencia adjudicada a la fotovoltaica y resto de tecnologías.

### **Real Decreto 650/2017.** (34)

Con este Real Decreto se establece un nuevo cupo de 3.000MW de potencia instalada para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables.

En el Real decreto se indica que el cupo de potencia puede ser incrementado para incluir la potencia procedente de aquellas ofertas que supongan el mismo sobrecoste que la última oferta adjudicada, siempre que el sobrecoste sea nulo e inferior al valor que se establezca en la cláusula confidencial de la resolución por la que se convoca la subasta.

La convocatoria se centra sólo en las tecnologías eólicas y fotovoltaicas.

### **Orden ETU 615/2017.** (35)

Bajo el amparo del Real Decreto 650/2017, esta orden establece los elementos necesarios para la asignación del régimen retributivo específico a un nuevo cupo de 3.000MW de potencia instalada procedente de eólica y fotovoltaica.

Se establecen nuevos coeficientes:

Tecnología	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Grupo/Subgrupo (Art. 2 Real Decreto 413/2014)	Año de Autorización de explotación definitiva <a>	Código de identificación de la instalación Tipo convocada por el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.	m <sub>ITR_ja</sub>
Eólica	ITR-0103	b.2	2017	IT-04022	115.786
			2018	IT-04023	115.786
			2019	IT-04024	115.786
Fotovoltaica	ITR-0104	b.1.1	2017	IT-04025	115.786
			2018	IT-04026	115.786
			2019	IT-04027	115.786

Tabla 14. Coeficientes asignación del régimen retributivo específico de la Orden ETU 615/2017.

La subasta tuvo lugar el 26 de Julio de 2017, siendo la resolución de la misma el 27 de julio de 2017. El total de potencia asignada fue de más de 5GW, de los cuales alrededor del 80% fue fotovoltaica y el resto eólica. (36).

Tecnología	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Código de identificación de la instalación Tipo	Año de Autorización de explotación definitiva	Valor estándar de la inversión inicial - €/MW	Retribución a la inversión rinv 2017-2019 - €/MW
Eólica	ITR-0103	IT-04022	2017	155.040	0
		IT-04023	2018	155.040	0
		IT-04024	2019	155.040	0
Fotovoltaica	ITR-0104	IT-04025	2017	361.440	0
		IT-04026	2018	361.440	0
		IT-04027	2019	361.440	0

Tabla 15. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.

### Análisis elementos de la subasta:

- Finalidad subastas.

El principal objetivo era alcanzar los acuerdos fijados para 2020 de energía renovable en España. En la elaboración del sistema no se establecieron

objetivos por tecnologías favoreciendo a unas frente a otras. La poca planificación energética es una de las causas que ha provocado la inestabilidad del sistema.

- Neutralidad tecnológica.

En la primera subasta se establecieron unos objetivos de 500MW de eólica y 200MW de biomasa, por lo que no fue neutra tecnológicamente hablando. En las dos subastas siguientes se estableció que las distintas tecnologías pudiesen competir entre sí. La neutralidad no era real ya que se establecían unos parámetros que favorecían a unas tecnologías frente a otras.

- Elemento subastado.

El elemento a subastar era la potencia a instalar, no la energía a producir.

- Frecuencia de las convocatorias.

No se estableció una frecuencia de las subastas, lo que provoca que el sistema para convocar subastas no haya sido transparente. Hasta ahora ha habido tres subastas: una en enero de 2016, y otras dos en mayo y julio de 2017.

- Periodo de ejecución y garantías.

Para la primera subasta se fijó una garantía de 20.000€/MW en el caso de no cumplir con la potencia comprometida. Para la 2ª y 3ª se estableció de 60.000 €/MW. El calendario para recuperar el aval fue el siguiente:

- 1) 12.000 € después de 6 meses tras identificar la instalación a construir.
- 2) 18.000 € en un plazo de 12 meses desde la adjudicación, por la aprobación del proyecto de ejecución.
- 3) 30.000 € al inicio de explotación.

El plazo para la finalización de la construcción de las instalaciones es muy largo, 2019 para la primera subasta y 2020 para las otras dos. Existe además el inconveniente de que en la subasta no se presentan proyectos específicos por lo que no se ha sabido ciertos aspectos fundamentales para planificación energética, como la capacidad de producción de una instalación ni el lugar específico. Estos largos periodos para la ejecución de los proyectos han sido un lastre para llevar a la realidad muchos proyectos de instalaciones renovables.

### **Real Decreto-ley 15/2018. (37)**

En el título III del Real Decreto se establecen un conjunto de actuaciones normativas con el objetivo de impulsar la transición hacia una economía descarbonizada.

Se adoptan unas medidas con el objetivo evitar la especulación y asegurar la finalización de los proyectos con derechos de acceso a la red otorgados. En los puntos de conexión de tensión superior a 36 kV, los titulares de permisos de acceso y conexión deben presentar al titular de la red un pago de un diez por ciento del valor de la inversión de las actuaciones en la red, en un plazo no superior a 12 meses desde la obtención de los permisos. El porcentaje y el plazo pueden ser modificados por real decreto del Consejo de Ministros. Tras abonar el importe y obtenida la autorización administrativa previa de la instalación de producción, el titular del permiso de acceso y conexión suscribirá con el titular de la red, antes de que transcurran cuatro meses desde el último de los dos hitos anteriores, un contrato de encargo de proyecto por las instalaciones de la red a las que el productor conectará su instalación. Los titulares de los permisos de acceso y conexión deberán de acreditar hitos de avance en los proyectos.

Además, entre otros aspectos, se modifican los artículos 21 y 24 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, para dar cumplimiento a la condición previa establecida por la Comisión Europea sobre Ayudas de Estado para la realización de nuevas subastas.

### **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. (38)**

EL PNIEC es un documento que recoge los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero, eficiencia energética, y penetración de energía renovables. Es una hoja de ruta para la próxima década.

Entre los objetivos del PNIEC se puede destacar el de alcanzar el 42% de renovables sobre el consumo total de energía final, para toda la UE; y el llegar a un 74% de renovable en la generación eléctrica.

En el escenario para España definido en el documento se prevé una potencia total instalada de 157GW en el sector eléctrico para el año 2030. De los 157GW, 50GW provendrán de eólica; 37GW de solar fotovoltaica; 27GW de ciclos combinados de gas;

16GW de hidráulica; 8GW de bombeo; 7GW de solar térmica; y 3GW de nuclear; así como de otras tecnologías en menor proporción. La evolución de la potencia instalada de energía eléctrica en los próximos lustros se indica en la siguiente tabla:

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	235	235	235
Geotérmica	0	0	0	0
Energías del mar	0	0	0	0
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0-1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	7.399
<b>Total</b>	<b>105.621</b>	<b>113.151</b>	<b>138.117</b>	<b>156.965</b>

Tabla 16. Parque de generación objetivo del PNEC.

En cuanto a la generación prevista para el 2030 en España es de 337.448 GWh. Principalmente, las contribuciones serán de eólica con 116.110 GWh; la solar fotovoltaica con 66.373GWh; la hidráulica con 29.045GWh; y la nuclear 24.800GWh; los ciclos combinados con 34.922 GWh.



Según el PNIEC para 2030 las centrales térmicas de carbón ya no serán competitivas debido al precio que se estima que el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> en el sistema de ventas de emisiones sea de 35€/t, lo que supondrá su desaparición.

La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado implica la incorporación masiva de fuentes renovables. Dicha penetración masiva de generación renovable exige planificar su integración en el sistema. Dos propuestas en este asunto son en primer lugar, gestionar la demanda para favorecer la integración de renovables; y segundo, el desarrollo a gran escala del almacenamiento.

Para la gestión de la demanda se introduce la figura del agregador y los planes de gestión de la demanda, empleando técnicas más eficientes e incentivos económicos. En relación con el almacenamiento, está previsto aumentar para 2030 una capacidad de bombeo para almacenamiento de 3,5GW , y de 2,5GW de baterías.

Un tema importante que recoge el documento es la seguridad energética, ya que el cambio en el mix energético supone un importante reto y dificultades tecnológicas. Unas de las líneas de trabajo en este tema son el aumento de la interconexión eléctrica de los sistemas, y el refuerzo y crecimiento de las líneas de transporte y distribución en el territorio español.

La planificación de la infraestructura de transmisión eléctrica se muestra en el Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.

El plan además expone 20 medidas que persiguen la descarbonización de la economía. Entre ellas destacamos:

- Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables.

Dicha medida entre otros puntos propone establecer un calendario plurianual de subastas para el periodo cubierto por el plan. El objetivo es facilitar la decisión para invertir y obtener financiación ya que dicho sistema genera predictibilidad y estabilidad en los ingresos. Se indica que el producto a subastar será la energía eléctrica a generar y la variable sobre la que se ofertará será el precio de dicha energía.

- Medida 1.2. Integración de renovables en las redes eléctricas.

Concretamente se propone el desarrollo y refuerzo de las infraestructuras eléctricas en el transporte, creando nuevos nudos de evacuación y reforzando lo que ya existen. Además, se establece la revisión de los criterios por los cuales se define la capacidad de conexión de un nudo con el objetivo de no sobredimensionar la red cuando se añada la nueva generación renovable. Propone que la capacidad de conexión de cada nudo sea en función de la potencia máxima de evacuación admisible y no en función de la potencia pico de la instalación a conectar.

Otros puntos que se mencionan en esta medida son el desarrollo de sistemas de almacenamiento y el papel que ha de jugar la demanda en un sistema eléctrico con menos inercia.

- Medida 1.9. Promoción de la contratación bilateral de energía eléctrica renovable.

Con esta medida se pretende fomentar la contratación bilateral a largo plazo y así dar estabilidad de precios a la electricidad. En concreto, esta medida pretende analizar la viabilidad de contribuciones mínimas de suministro renovable para las administraciones públicas y los grandes consumidores de energía.

- Medida 1.11. Revisión y simplificación de procedimientos administrativos.

El objetivo principal que persigue esta medida es agilizar y aclarar los procesos administrativos que conciernen a los proyectos renovables. Uno de los mecanismos de actuación es la apertura de mesas de diálogo con las Comunidades Autónomas.

- Medida 1.20. Fiscalidad

En esta medida se estudia un alineamiento del impacto medioambiental con la fiscalidad con el fin de incentivar de manera sistemática el empleo de fuentes renovables.

Dentro del PNIEC también se habla del SET PLAN (European Strategic Energy Technology Plan) que consiste en aumentar el desarrollo y despliegue de tecnologías bajas en carbono y conseguir que Europa sea líder mundial en la próxima generación de renovables.

## Proyecto de ley de cambio climático y transición energética (PLCCTE). (39)

En el Artículo 1 se enuncia el objeto de la ley: *“Esta ley tiene por objeto asegurar el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015, firmado por España el 22 de abril de 2016 y publicado en el Boletín Oficial del Estado el 2 de febrero de 2017; facilitar la descarbonización de la economía española, de modo que se garantice el uso racional y solidario de nuestros recursos; promover la adaptación a los impactos del cambio climático y la implantación de un modelo de desarrollo sostenible que genere empleo decente”*.

En el Título I se recogen distintos objetivos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética para los años 2030 y 2050. Entre ellos se pueden destacar los siguientes:

- La reducción en un 20% respecto al año 1990 de las emisiones del conjunto de la economía española en el año 2030.
- La penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 35%.
- Un sistema eléctrico con, al menos, un 70% de generación a partir de energías de origen renovable.

En la ley se expone que los objetivos marcados de integración de renovables deben necesariamente venir acompañados por medidas encaminadas a cubrir la intermitencia y la no gestionabilidad intrínsecas a las fuentes de energía primaria no almacenable. Por este motivo, en la disposición final primera se introducen las figuras de “almacenamiento” y “agregador de la demanda”, modificando la Ley 24/2013. Los sistemas de almacenamiento permiten proveer energía en los momentos en los que el recurso de energía primaria renovable no esté disponible. Por otro lado, el agregador de la demanda permite gestionar la demanda eléctrica de manera flexible.

Además, se incluyen otras modificaciones en la Ley 24/2013, en relación con el impulso al desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. El gobierno creará otro marco retributivo para las renovables en base al reconocimiento de un precio fijo por la energía a largo plazo. Este marco retributivo se obtendrá a partir de subastas en el que el producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas, y la variable sobre la que se realizarán las ofertas será el precio de retribución de dicha energía.

Por otro lado, se introduce un principio de prudencia en la retribución de actividades reguladas para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado que permita disponer de una estructura de deuda sostenible. Además, se establece que en las Leyes de los Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinen a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, modificando la Ley 15/2012.

Otro aspecto a señalar en el PLCCTE es la creación de un órgano específico cuya responsabilidad es evaluar y hacer recomendaciones sobre las políticas y medidas de energía y cambio climático. Este órgano se denomina el Comité de Expertos de Cambio Climático y Transición Energética.

### Propuesta modificación de la regulación.

El escenario objetivo de 8,4GW de parque de generación a partir de energía solar fotovoltaica, establecido por el PNIEC para el año 2020, se ha cumplido con creces. Siendo (a fecha del 29/02/2020) la potencia de generación a partir de energía solar fotovoltaica en servicio de 8,7GW según datos de REE.

Uno de los objetivos de la regulación es poder alcanzar los objetivos fijados por el PNIEC. Como se ha indicado previamente para el año 2030 se establece una meta de 37GW de potencia de generación a partir de energía solar fotovoltaica en servicio.

Los siguientes datos muestran el estado de acceso y conexión de la generación renovable solar fotovoltaica en España a 20/02/2020:

Generación solar fotovoltaica en servicio (GW)(*)	Generación solar fotovoltaica NO en servicio (GW)	Generación solar fotovoltaica NO en servicio (GW)	Generación solar fotovoltaica NO en servicio (GW)
<b>8,7</b>	<b>85,3</b>	<b>21,3</b>	<b>79,9</b>
	Con permiso de acceso	Solicitada en curso sin permiso de acceso	Denegado el permiso de acceso

Tabla 17. Datos estado acceso y conexión de la generación renovable solar fotovoltaica. Fuente REE.

(\*) Magnitudes referidas a instalaciones que con la información disponible y permisos emitidos por Red Eléctrica de España están en condiciones para iniciar el vertido de energía.

La cifra de generación solar fotovoltaica NO en servicio con permiso de acceso es de 85,3GW. La cifra de solicitudes, en curso sin permiso de acceso más aquellas solicitudes a las que se les han denegado el acceso, asciende a 101,2GW.

Existe una incertidumbre acerca de si se va a producir la construcción de plantas en los casos que se posee permiso de acceso. Se ha dado un escenario en el que un sector de inversores ha estado sacando beneficio revendiendo los derechos de punto de conexión. Esta situación hace que se retrase el periodo de construcción y supone un sobre coste en la viabilidad de los proyectos, que acaba teniendo repercusión en el consumidor final.

Con intención de incentivar la construcción de plantas de producción renovables y sancionar aquellas prácticas que perjudiquen al objetivo final, se proponen una serie de puntos:

- En primer lugar se propone realizar previamente a la solicitud del punto de conexión, un informe de viabilidad del proyecto de la instalación que se desea construir en un terreno cercano al punto de conexión.
- Con el objetivo de asegurar que se lleva a cabo el proyecto facilitaría acortar los periodos entre el acceso y conexión marcando una serie de hitos que certifique que se está llevando a cabo el proyecto.
- Para que las modificaciones que se realicen sean lo más justas posibles, en el momento de la aprobación de la modificación de ley, se propone establecer un periodo de 6 meses para que los propietarios de puntos de conexión que no hayan presentado proyecto puedan decidir si desean o no seguir con el derecho de conexión. En caso de rechazarlo se le devolverá el aval que se haya presentado previamente. Así además, se consigue que se liberen puntos que no iban a ser explotados a medio plazo.



### **Capítulo 3.- Descripción de los documentos y procedimientos necesarios para la realización del proyecto.**

#### **3.1. Proceso a seguir para conectar una instalación a la red.**

- a. Procedimiento de acceso (41).
- b. Procedimiento de Conexión (42).
- c. Firma de contrato técnico de acceso.
- d. Procedimiento de puesta en servicio (43).

#### **3.2. Autorización administrativa (44).**

#### **3.3. Aprobación del proyecto de ejecución.**

#### **3.4. Declaración de impacto ambiental.**

#### **3.5. Licencia de obras.**





## Capítulo 3.- Descripción de los documentos y procedimientos necesarios para la realización del proyecto.

### 3.1. Proceso a seguir para conectar una instalación a la red.

Red Eléctrica de España (REE) es el encargado de los procedimientos regulados, para el acceso y conexión a la red y posteriormente puesta en marcha, que solicitan instalaciones eléctricas a nivel nacional.

Se pueden distinguir tres etapas básicas en el proceso, todas ellas sometidas a la normativa vigente. Este es un resumen de los procedimientos que más adelante se expondrá con mayor extensión (40):

1. Obtención del permiso de acceso.
  - Agente:
    - Ha de realizar una tramitación telemática que incluye información técnica y de gestión.
    - Entregar un aval si se trata de una nueva instalación ante la administración responsable.
  - REE:
    - Evalúa la información y en caso de observar alguna insuficiencia la comunica al agente que dispone de un mes para corregir las faltas.
    - REE puede disponer hasta de dos meses para comprobar la información. Tras la verificación determina la concesión o no del permiso de acceso.
2. Obtención del permiso de conexión.
  - Agente:
    - Una vez obtenido el permiso de acceso, se ha de presentar el proyecto básico, el programa de ejecución de la instalación, y la solicitud correspondiente.
    - El plazo de entrega por parte del agente es de seis meses.
  - REE:
    - Se encarga de comprobar las condiciones técnicas de la conexión y realizar un informe de cumplimiento de condiciones técnicas de conexión (ICCTC). El plazo que dispone para ello es de un mes.

- Tras el ICCTC, REE es el responsable de emitir el informe de verificación de las condiciones técnicas (IVCTC). El plazo para llevarlo a cabo también es de un mes.
  - El llamado permiso de conexión está formado por el ICCTC y el IVCTC.
3. Firma de Contrato Técnico de Acceso (CTA).
    - Plazo de un mes desde la emisión del IVCTC.
  4. Desarrollo del proyecto y permiso de puesta en servicio.
    - REE tras llevar a cabo las pruebas necesarias, otorga el permiso de puesta en marcha del proyecto.



Figura 9. Etapas básicas para conectar una instalación a la red. Fuente: REE.

Red Eléctrica es el gestor de la red de transporte y el operador del sistema. Como transportista, tiene la responsabilidad de gestionar y conceder los permisos de acceso y conexión de las instalaciones a la red de transporte. La siguiente imagen, sacada de la web de REE, es un esquema de la normativa vigente de acuerdo a la que actúa REE para esta actividad:



Figura 10. Esquema normativa vigente que regula el acceso y conexión de las instalaciones a la red de transporte.

Fuente: REE.

#### a. Procedimiento de acceso (41):

Existen dos posibilidades en el procedimiento de acceso a la Red: solicitud de acceso a la Red de transporte o solicitud de acceso a la Red de distribución. Si la solicitud de acceso a la Red de distribución supone una afección para la Red de transporte, se solicitará también el acceso a la Red de transporte. Según las características, de la nueva instalación solicitada y el punto de acceso más próximo a la misma, el procedimiento varía.

La tramitación del proceso de solicitud es por vía telemática exclusivamente. El portal se encuentra en la página oficial de REE ( [www.ree.es](http://www.ree.es) ), en la aplicación Mi Acceso RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.

Nota: Para las instalaciones de generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos, es necesario que los procedimientos de acceso y conexión sean a través de la tramitación conjunta con un Interlocutor Único de Nudo (IUN) establecido por las administraciones competentes. Los IUN identificados se encuentran recogidos en la página web de REE. Las responsabilidades de un IUN son el garantizar que se respeten las condiciones técnicas en relación a la conexión de las instalaciones, y la coordinación con las instalaciones de conexión a la red de transporte.

Requisito previo a la solicitud: presentar un aval ante el órgano competente según lo establecido por el Artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000. Actualmente, el aval es de 40€/ kW. El órgano competente para recibir el aval depende de la potencia que se desea instalar:

- $P \leq 50\text{MW}$ : Comunidad autónoma correspondiente.
- $P > 50\text{MW}$ : Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO).
- Si una instalación está ubicada en más de una comunidad autónoma, el aval se ha de presentar también ante el ministerio.

- **Procedimiento de acceso a la Red de Transporte.**

La solicitud debe de ser enviada por parte del agente al operador del sistema y gestor de la red de transporte (REE). En concreto se han de rellenar tres ficheros de datos en formato Excel facilitados en la página web:

- Demanda y distribución (T247).
- Generación convencional y centrales de almacenamiento (T244).
- Generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos (T243).

Tras el trámite de la solicitud en el portal digital, se ha de reenviar la carta de solicitud de acceso, en la misma aplicación telemática, a la Dirección de Desarrollo del sistema y firmada electrónicamente por el peticionario (IUN para las solicitudes de conexión en la Red de Transporte).

En el plazo de un mes REE habrá analizado los documentos y comunicado las insuficiencias al agente, quien deberá corregir sus faltas también en un plazo de un mes. Tras este periodo, la solicitud estará completa y REE se dispondrá a analizar la viabilidad de la solicitud de acceso. Este estudio se basará en observar si existe capacidad suficiente en el punto de conexión solicitado, y por otra parte ver si la introducción de la nueva instalación es coherente con los requisitos básicos del funcionamiento del sistema y su seguridad. Desde que REE recibe la documentación completa, dispone de dos meses para realizar dicho estudio emitiendo un Informe de

Viabilidad de Acceso (IVA), que lo recibirá tanto el agente como el titular del punto de conexión. Si es viable el acceso al punto de conexión, el IVA se corresponde con el permiso de acceso.

- **Procedimiento de acceso a la red de distribución con afección significativa sobre la red de transporte y la operación del sistema.**

El agente dirige la solicitud de acceso al gestor de la red de distribución (GRdD) de la zona, quien, tras su decisión de aceptar y en el caso de que dicho acceso suponga una afección para la red de transporte y operación del sistema, requerirá acceso a REE.

El agente debe aportar rellenos los siguientes formularios Excel facilitados en la página web:

- Demanda y distribución (T247).
- Generación convencional y centrales de almacenamiento (T244).
- Generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos (T243).

Tras la tramitación por vía telemática, se enviará la carta de solicitud de acceso, firmada electrónicamente por el peticionario, a la Dirección de Desarrollo del Sistema.

Cuando la solicitud esté hecha y la documentación completa, REE en un plazo de dos meses emitirá el correspondiente Informe de Viabilidad de Acceso (IVA), que será enviado al GRdD.

Sólo será posible el otorgamiento del permiso de aceptabilidad de acceso si no afecta significativamente a la red de transporte o si existe una solución de conexión recogida en la planificación vigente.

#### **b. Procedimiento de Conexión (42).**

Tras cumplimentar el procedimiento de acceso y obtenido el permiso de acceso (IVA), el agente dispone de un plazo máximo de seis meses para solicitar la conexión al titular de la red de transporte o al distribuidor correspondiente.

En el procedimiento de conexión se examina la ingeniería de la parte “no transporte” de la instalación de enlace, y se entra en más detalle en la viabilidad física y

coordinación con infraestructuras de Red de transporte, además de revisar los requisitos de funcionamiento recogidos en el IVA.

Para el caso de las instalaciones de generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos; el IUN será nuevamente el encargado de realizar el trámite de solicitud de conexión de manera coordinada ante el titular de la red de transporte del punto de conexión.

Para realizar la solicitud de conexión, el agente debe presentar al titular de la red de transporte o al distribuidor pertinente, los siguientes documentos:

- Proyecto básico.
- Programa de ejecución.
- Formulario Protocolo de verificación de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red de transporte. incorporado en los formularios indicados a continuación; formulario de datos en formato Excel a cumplimentar solamente en el caso de que Red Eléctrica sea la empresa propietaria del punto de conexión a la red de transporte.

Además, el agente necesita completar información en el apartado de “Protocolo de Conexión” de los formularios Excel entregados en la solicitud de acceso:

- Demanda y distribución (T247).
- Generación convencional y centrales de almacenamiento (T244).
- Generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos (T243).

La solicitud de conexión puede ser realizada por medio telemático a través de la aplicación a Mi Acceso RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, en la página web de REE. Si se realiza por este medio, el agente ha de remitir la solicitud de conexión firmada por el petitionerio de REE mediante correo ordinario.

Otra alternativa, es remitir la solicitud de conexión a REE, incorporando en soporte electrónico la información (Proyecto Básico y Programa de Ejecución) y los formularios debidamente rellenos.

Los datos facilitados son:

- Por correo ordinario a la atención de: Director de Servicios para el Transporte Red Eléctrica de España, S.A.U. Anabel Segura, 11 Bloque B. Edificio Albatros 28108 Alcobendas (Madrid).
- Por correo electrónico dirigido a [conexionred@ree.es](mailto:conexionred@ree.es).

En la red de transporte sólo se podrán conceder permisos de conexión sobre la red existente en servicio o sobre red de transporte planificada.

En el plazo de un mes desde que se recibe toda la información completa, se comprobarán las condiciones técnicas de la conexión y se realizará el Informe de Cumplimiento de Condiciones Técnicas de Conexión (ICCTC). Este informe será remitido al operador del sistema como supervisor del procedimiento. El operador analizará la existencia de alguna nueva restricción a raíz de la nueva información recibida, y emitirá en otro plazo de un mes el Informe de Verificación de las Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC).

Por tanto al solicitante se enviará, el permiso de conexión (en caso de ser viable), formado por:

- ICCTC.
- IVCTC.

#### **c. Firma de contrato técnico de acceso.**

Tras la emisión del IVCTC, se dispone de un plazo máximo de un mes para firmar un Contrato Técnico de Acceso (CTA) a la red, entre el agente y el transportista.

#### **d. Procedimiento de puesta en servicio (43).**

La puesta en servicio es el procedimiento dirigido hacia la conexión física a la red (de transporte o distribución según el caso) de nuevas instalaciones, verificando que se cumplen los requisitos establecidos por la normativa vigente y en los procedimientos de operación. El procedimiento de puesta en servicio varía según el tipo de instalación. La siguiente imagen resume las particularidades asociadas al tipo de instalación:

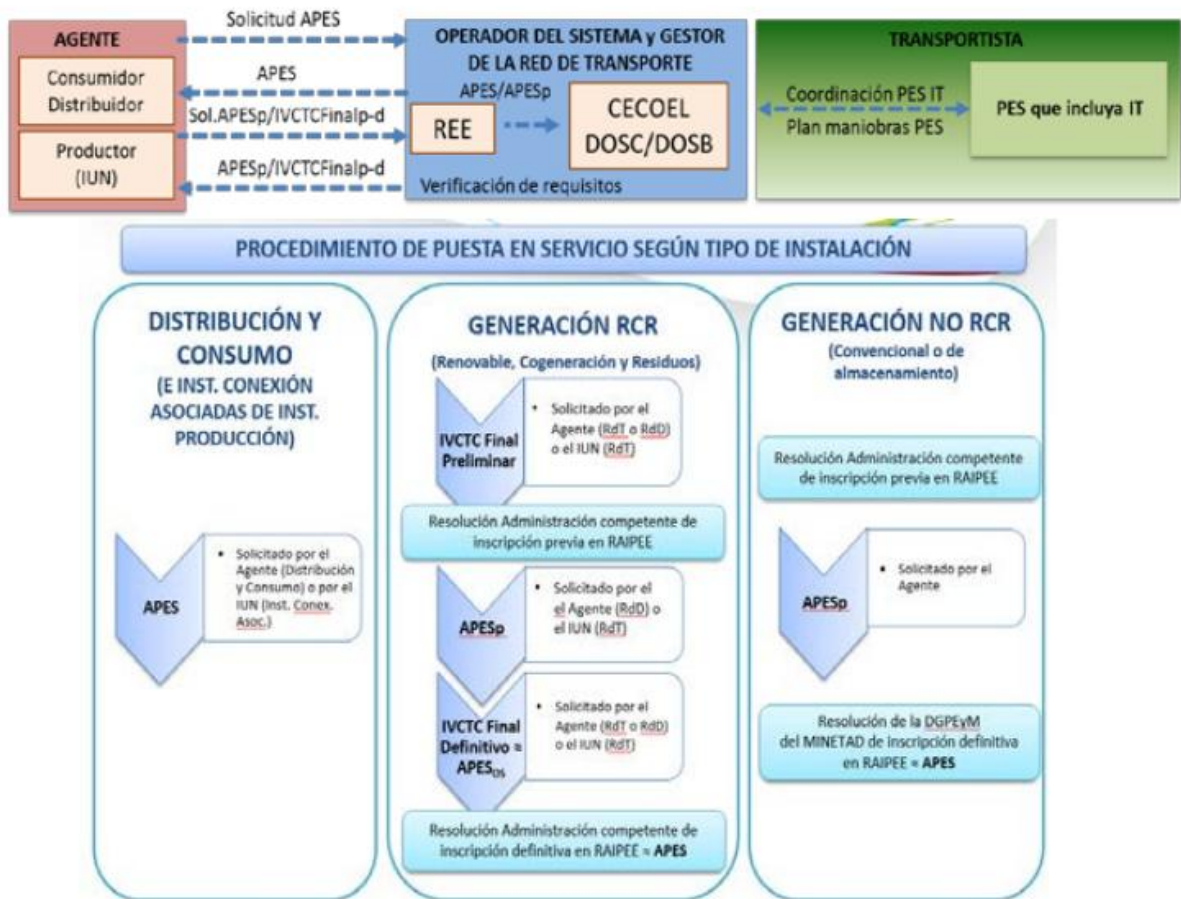


Figura 11. Resumen puesta en servicio según tipo de instalación. Fuente: (43).

Previamente a la solicitud de puesta en tensión y en servicio (APES o APESp para instalaciones de producción), se han de verificar si se cumplen los siguientes requisitos:

- Tener los permisos de acceso y conexión, y la firma del Contrato Técnico de Acceso (CTA) con el transportista (éste último sólo en el caso de conexión a la red de transporte).
- Cumplimiento del Reglamento Unificado de Puntos de Medida (RUPM) en relación a las características de la instalación de medida, verificaciones en origen y autorizaciones de uno de los equipos de medida, alta en el concentrador principal y recepción de medidas de su frontera en el sistema de medidas de acuerdo a los procedimientos establecidos, compromiso de verificación de los equipos y la instalación en un plazo no superior a tres meses tras el alta en el concentrador principal.



- Disponibilidad en la base de datos del Operador del Sistema de toda la información estructural de la instalación requerida en esta fase previa a la operación comercial:
  - Demanda y distribución (T247).
  - Generación convencional y de almacenamiento (T244).
  - Generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos (T243).
- Disponibilidad en el sistema de control de energía del Operador del Sistema de las medidas en tiempo real de la instalación requeridas en los procedimientos de operación.
- Verificación de los requisitos de control en tiempo real.
- Para instalaciones de producción, Acta de Puesta en Servicio para pruebas de la instalación de generación emitida por el Órgano Administrativo competente.

Las instalaciones de producción convencionales y de almacenamiento, tras el Informe de Verificación de Condiciones Técnicas de Conexión Final- Preliminar (IVCTC Final-Preliminar), y las instalaciones de generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos, como paso previo a la aprobación de puesta en tensión y en servicio en pruebas (APESp), el operador del sistema ha de verificar el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Acreditación de la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) por parte del órgano competente o en su defecto el N° de identificación de la instalación incluido en dicho registro.
- Dar de alta la correspondiente unidad de venta de energía.

Previo al trámite de IVCTC Final-Definitivo o APES definitivo de instalaciones de generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos:

- Aprobación de Puesta en Tensión y en Servicio para pruebas (APESp).
- Realización y validación de las pruebas de control de producción y seguimiento de instrucciones del operador del sistema que permitan garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

- Disponibilidad en la base de datos del Operador del Sistema de toda la información estructural de la instalación.

Cumpliendo con los requisitos previos, se puede proceder a la solicitud de puesta en marcha. La siguiente tabla recoge los procedimientos que se han de realizar según el tipo de instalación y quién es el interlocutor en dicho trámite.

TIPO DE INSTALACIÓN	RdT/RdD	INTERLOCUTOS GESTIÓN PES		
Procedimiento		APES		
Apoyo a distribución	RdT	Titular		
Consumidores	RdT	Titular		
Procedimiento		APESp		
Generación convencional (No RCR) y de almacenamiento e instalaciones de conexión asociadas	RdT/RdD	Titular		
Procedimientos		IVCTC final -Preliminar-	APESp	IVCTC final -Definitivo-
Generación mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos (RCR) e instalaciones de conexión asociadas	RdT	Titular	Interlocutor Único de Nudo (IUN)	Titular
	RdD	Titular	Titular	Titular

Tabla 18. Solicitud de puesta en marcha según el tipo de instalación.

La solicitud de APES o APESp debe ser tramitada con una antelación mínima de dos semanas previas a la fecha de puesta en servicio. Para ello se ha de rellenar el fichero Excel que se encuentra en la página oficial de REE:

- Formulario Solicitud de informes para puesta en servicio (APES o APESp - Solicitud IVCTC Final - Preliminar/Definitivo).

Dicha solicitud puede ser realizada mediante dos vías distintas. La primera, a través de la plataforma telemática Mi Acceso RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, y la segunda manera es a través de un correo electrónico dirigido a [puestaenservicio@ree.es](mailto:puestaenservicio@ree.es) estando la solicitud firmada electrónicamente.

El caso de estudio en el presente proyecto es una planta fotovoltaica, por lo que se clasifica dentro de las instalaciones de generación mediante fuentes renovables,

cogeneración y residuos (RCR). El procedimiento a seguir para este tipo de instalaciones se resume en la siguiente imagen:

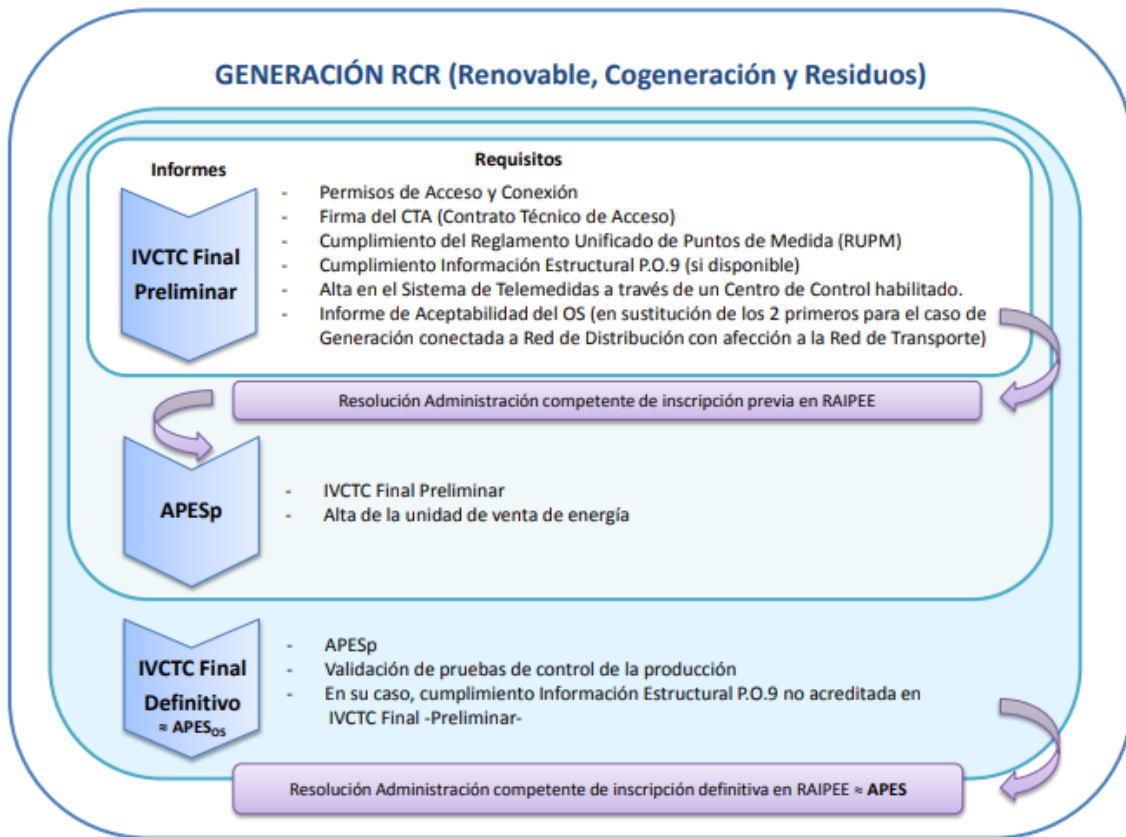


Figura 12. Esquema procedimiento solicitud puesta en marcha para instalaciones de generación RCR. Fuente: (43).

### IVCTC Final-Preliminar:

Es el informe del Operador del Sistema Preliminar que se solicita a la Dirección de Desarrollo del Sistema, previo a la solicitud de la AEPESp. En el informe se verifica el cumplimiento de lo requerido en los PPOO.

### APESp:

Con el IVCTC Final-Preliminar, previamente inscrito en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPE) y cumpliendo los requisitos, el IUN podrá pedir a la Dirección de Desarrollo del Sistema la APESp. Tras verificar el adecuado cumplimiento de lo requerido, la Dirección de Desarrollo del Sistema emitirá la APESp al Agente o IUN, informando también al centro de control de Red Eléctrica.

## **IVCTC Final-Definitivo.**

Tras obtener la APESp, se dirige la solicitud del IVCTC Final-Definitivo a Red Eléctrica. Esta solicitud la realiza el agente titular o IUN en el caso de las instalaciones a conectar a la red de transporte, y para el caso de las instalaciones con conexión a la red de distribución con afección a la red de transporte el encargado de solicitarlo es el agente titular.

Cuando se emita el IVCTC Final-Definitivo se informará tanto al agente como a la Administración competente. Con este documento se permite acreditar la adecuada operatividad, se adscribe la instalación a un centro de control de generación y se incluyen los aspectos que quedasen pendientes de la información estructural que no pudieron ser acreditados en la fase previa a la PES.

Complementariamente, para las instalaciones con conexión en red de distribución, el operador del sistema emitirá el Informe de Gestor de la Red de Distribución acreditando los requisitos de su competencia.

### **3.2. Autorización administrativa (44).**

El órgano responsable en la tramitación y resolución de la autorización administrativa previa, para instalaciones de producción de energía eléctrica de potencia instalada igual o inferior a 50MW, es la Delegación del Gobierno de la cada comunidad autónoma. En el caso a estudiar el responsable es la Delegación del Gobierno de la Junta de Andalucía en Sevilla. La competencia en cuanto a materia es de la Delegación del Gobierno de Industria, Energía y minas.

El trámite puede hacerse por internet a través de la página web oficial de la comunidad autónoma: [www.juntadeandalucia.es](http://www.juntadeandalucia.es) ,o bien presencialmente presentando a solicitud en el registro. El plazo de resolución es de tres meses desde la presentación de la solicitud.

La autorización administrativa debe aprobarse en base a las siguiente normativa:

- Real Decreto 1955/200, por la que se regulan las actividades del transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Decreto 356/2010, por el que se regula la autorización ambiental unificada, se establece el régimen de organización y funcionamiento del registro de autorizaciones de actuaciones sometidas a los instrumentos de prevención y control ambiental, de las actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y de las instalaciones que emiten compuestos orgánicos volátiles.
- Ley 24/2013, del sector eléctrico.
- Resolución de la Dirección General de la Industria, Energía y Minas, por la que se delegan determinadas competencias en materia de autorizaciones de instalaciones eléctricas en las Delegaciones Territoriales de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo.
- Real Decreto 223/2008, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 337/2014, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
- Ley 2/2007, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.
- Decreto-ley 2/2018, de simplificación de normas en materia de energía y fomento de las energías renovables en Andalucía.

**Real Decreto 1955/2000** (45)

En el artículo 123 del Real Decreto 1955/2000, se expone el contenido de la solicitud de autorización administrativa. A la solicitud se adjuntará documentación que la capacidad del solicitante en los términos de capacidad legal, técnica y económica según lo señalado en el artículo 121 del RD.

El anteproyecto de la instalación ha de contener:

- Memoria en la se especifique:
  - a) Ubicación de la instalación.
  - b) Objeto de la instalación.
  - c) Características principales de la misma.
- Planos de la instalación a escala mínima 1:50.000

- Presupuesto estimado de la instalación.
- Separata para las Administraciones públicas, organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general con bienes o servicios a su cargo afectadas por la instalación.
- Los demás datos que la Administración encargada de tramitar el expediente estime oportuno reclamar.

Según con lo expuesto en la Ley 24/2013 la autorización administrativa de instalaciones de generación no podrá ser otorgada si el titular no ha obtenido previamente los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes.

### **3.3. Aprobación del proyecto de ejecución.**

Se refiere a la solicitud de aprobación del proyecto de detalle de las instalaciones o de ejecución de las mismas. A partir de este documento el titular puede comenzar la construcción de las instalaciones. Generalmente se realiza a nivel autonómico, en este caso la aprobación del proyecto de ejecución la dará la Junta de Andalucía.

### **3.4. Declaración de impacto ambiental.**

#### **Ley 7/2007 (46)**

La evaluación ambiental se regula en Andalucía con la Ley 7/2007. El anexo I de dicha ley establece las categorías de actuaciones sometidas a distintos instrumentos de prevención y control ambiental. En concreto designa el instrumento AAU\* (Autorización Ambiental Unificada, procedimiento abreviado) para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, destinada a su venta a la red, no instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos y que, ocupen una superficie mayor de 10 ha.

La documentación necesaria para el estudio de impacto ambiental de las actuaciones sometidas al procedimiento abreviado de autorización ambiental unificada viene expuesto en la ley de la siguiente manera:

- Identificación de la actuación.
  - a) Objeto y características generales de la actuación.
  - b) Plano del perímetro ocupado a escala adecuada.

- Descripción de las características básicas de la actuación y su previsible incidencia ambiental, haciendo referencia, en su caso, a las diferentes alternativas estudiadas. Al menos se deberá aportar datos relativos a:
  - a) Localización.
    - Plano de situación a escala adecuada, indicando las distancias a edificios e instalaciones y recursos que pueden verse afectados por la actuación.
    - Optativamente, fotografías aéreas o colección fotográfica del emplazamiento y el entorno.
  - b) Afecciones derivadas de la actuación: Excavaciones, desmontes, rellenos, obra civil, materiales de préstamos, vertederos, consumo de materias primas, afectación a recursos naturales y cualquier otra afección relacionada con la ejecución y funcionamiento de la actividad.
  - c) Análisis de los residuos, vertidos, emisiones o cualquier otro elemento derivado de la actuación, tanto en la fase de ejecución como en la de operación.
- Identificación y evaluación de la incidencia ambiental de la actuación, con descripción de las medidas correctoras y protectoras adecuadas para minimizar o suprimir dicha incidencia, considerando, en su caso, las distintas alternativas estudiadas y justificando la alternativa elegida. Se tendrá en cuenta la alternativa elegida que implique una menor emisión de gases de efecto invernadero y la incorporación de medidas reductoras de emisiones de gases de efecto invernadero o, en su caso, compensatorias. Esta descripción deberá considerar, como mínimo, la incidencia sobre:
  - a) El ser humano, la fauna y la flora.
  - b) El suelo, el agua, el aire, el clima y el paisaje.
  - c) Los bienes materiales y el patrimonio cultural.
  - d) La interacción entre los factores mencionados anteriormente.
- Cumplimiento de la normativa vigente en lo relativo a:
  - a) Medio ambiente.
  - b) Aspectos ambientales contemplados en otras normativas sectoriales y de planeamiento territorial o urbanístico.
- Programa de seguimiento y control.

- Otros requisitos. Como complemento y resumen de lo anteriormente indicado deberá aportarse:
  - a) Resumen no técnico de la información aportada.
  - b) Identificación y titulación de los responsables de la elaboración del proyecto.

**Ley 21/2013** (47)

En los casos en que la evaluación ambiental sea competencia de la Administración General del Estado, el condicionado de la resolución del procedimiento de evaluación ambiental de proyectos establecido en la Ley 21/2013. La normativa básica de evaluación ambiental se recoge en esta Ley 21/2013, siendo el marco común para todas las comunidades autónomas. *“En la evaluación ambiental se analizan los efectos significativos que tienen o pueden tener los planes, programas y proyectos, antes de su adopción, aprobación o autorización sobre el medio ambiente, incluyendo en dicho análisis los efectos de aquellos sobre los siguientes factores: la población, la salud humana, la flora, la fauna, la biodiversidad, la geodiversidad, la tierra, el suelo, el subsuelo, el aire, el agua, el clima, el cambio climático, el paisaje, los bienes materiales, incluido el patrimonio cultural, y la interacción entre todos los factores mencionados”*.

Los proyectos de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energía solar, destinada a su veta a la red y que no se ubiquen en cubiertas de edificios y que ocupen más de 100ha de superficie, están sometidos a la evaluación ambiental ordinaria regulada en el capítulo II de la ley 21/2013. La evaluación del impacto ambiental ordinaria cuenta con los siguientes trámites:

- a) Elaboración del estudio de impacto ambiental por el promotor.
- b) Sometimiento del proyecto y del estudio de impacto ambiental a información pública y consultas a las Administraciones Públicas afectadas y personas interesadas, por el órgano sustantivo.
- c) Análisis técnico del expediente por el órgano ambiental.
- d) Formulación de la declaración de impacto ambiental por el órgano ambiental.
- e) Integración del contenido de la declaración de impacto ambiental en la autorización del proyecto por el órgano sustantivo.



Como actuación previa se ha de consultar a las administraciones públicas afectadas, a las personas interesadas y se ha de elaborar un documento de alcance del estudio de impacto ambiental. Para la solicitud de determinación del alcance del estudio de impacto ambiental, el promotor ha de entregar la siguiente información al órgano sustantivo:

- Definición y características del proyecto (Ubicación, viabilidad técnica, análisis preliminar de los efectos previsibles sobre los factores ambientales...).
- Principales alternativas que se consideran y un análisis de los potenciales impactos de cada una de ellas.
- Un diagnóstico territorial y del medio ambiente afectado por el proyecto.

### **3.5. Licencia de obras.**

El procedimiento de obtención de licencia para obra mayor lo tramita urbanismo y medio ambiente. El documento para solicitar la licencia puede encontrarse en la página web del ayuntamiento, en el caso de estudio el de Carmona. La normativa en la que se basa, en este caso, es la siguiente:

- Ley 30/92 de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.
- Ley 7/2002 de Ordenación Urbanística de Andalucía (LOUA).
- Reglamento de Disciplina Urbanística.
- Normas Subsidiarias de Planeamiento.
- Ordenanza Municipal de Gestión de Residuos Sólidos Urbanos y Limpieza Pública.
- Ordenanzas Fiscales.

Los documentos necesarios para obtener la licencia son los siguientes:

- Solicitud visada.
- Proyecto básico y de ejecución visado.
- Dirección de obra.
- Estudio de seguridad y salud.
- Copia carta pago tasa previa.
- Hoja de estadística de la edificación.

- Ficha aportación de datos evaluación residuos.
- Proyecto infraestructuras comunes (si fuera necesario).
- Declaración responsable.

## **Capítulo 4.- Descripción caso de estudio.**

**4.1. Localización y planos del terreno.**

**4.2. Climatología de la zona.**



## Capítulo 4.- Descripción caso de estudio.

### 4.1. Localización y planos del terreno.

El terreno en donde se desea instalar la plantación fotovoltaica está compuesto por cinco parcelas localizadas en Santo Domingo, término municipal de Carmona (Sevilla). Una de las cinco parcelas (9002) es un arrollo que separa dos parcelas (34 y 37). Las otras parcelas son la 101 y la 45. El uso actual del terreno es agrario de secano. En total suman alrededor de 87,3 hectáreas.

Parcela 34	62.098 m <sup>2</sup>
Parcela 37	81.562 m <sup>2</sup>
Parcela 101	632.083 m <sup>2</sup>
Parcela 9002	2.754 m <sup>2</sup>
Parcela 45	94.470 m <sup>2</sup>
TOTAL	872.967m <sup>2</sup>

Tabla 19. Área de las parcelas.

Las coordenadas de las parcelas son las siguientes:

	Latitud	Longitud
Parcela 34	37°24'20.61''N	5°37'40.55''W
Parcela 37	37°24'12.98''N	5°37'41.66''W
Parcela 101	37°24'34.96''N	5°37'6.95'' W
Parcela 9002	37°24'17.99''N	5°37'42,99''W
Parcela 45	37°24'59.26''N	5°36'42.08''W

Tabla 20. Coordenadas de las parcelas.

A continuación se muestran diversos planos de los terrenos:

Parcela 34:



Figura 13. Imagen parcela 34.

Parcela 37:



Figura 14. Imagen parcela 37.

Parcela 101:



Figura 15. Imagen parcela 101

Parcela 9002:



Figura 16. Imagen parcela 9002.



Figura 17. Imagen parcela 9002.

Parcela 45:



Figura 18. Imagen parcela 45.



Las cinco parcelas en conjunto se disponen de la siguiente manera:



Figura 19. Disposición parcelas.

#### 4.2. Climatología de la zona.

El Código Técnico de la Edificación (CTE) proporciona una clasificación de zonas climáticas según la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal. En total se distinguen 5 zonas, cuyos intervalos de radiación solar global media diaria anual, se encuentran recogidos en la Tabla 21. La finca a tratar se encuentra en la localidad de Sevilla, y está clasificada como zona V, es decir, corresponde a las zonas de España con mayor radiación solar.

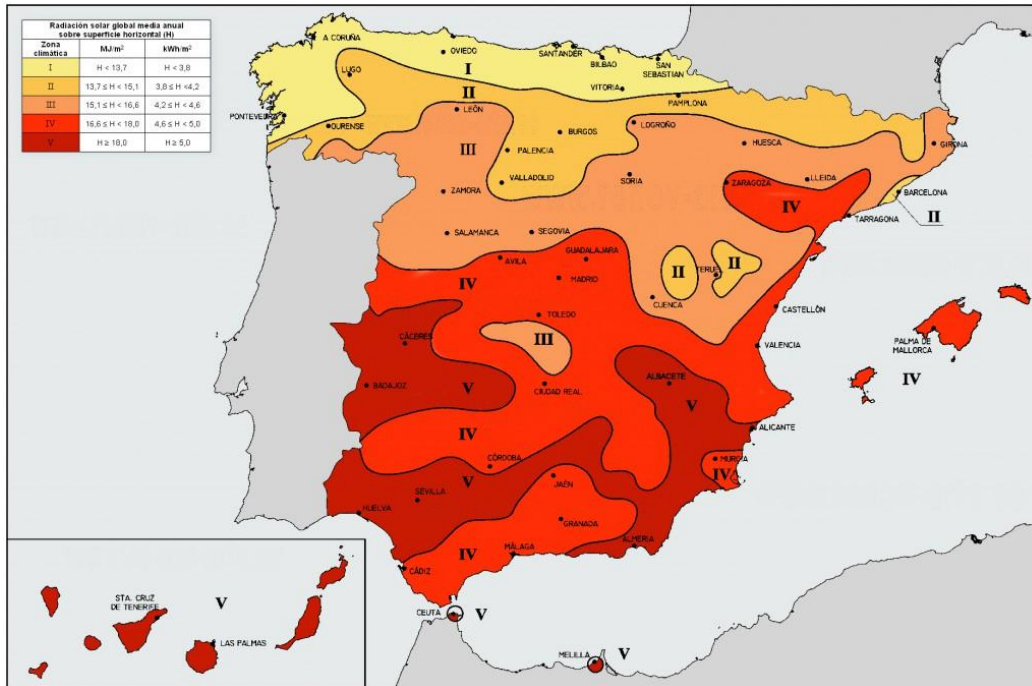


Figura 20. Mapa de radiación solar en España. Fuente: Código Técnico de la Edificación (CTE).

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	H < 13,7	H < 3,8
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H < 4,2
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0
V	H ≥ 18,0	H ≥ 5,0

Tabla 21. Radiación solar global media diaria anual. Fuente: CTE.

La estación meteorológica más cercana al lugar de estudio es la estación de Carmona-Tomejil, que posee las siguientes coordenadas:

Latitud	37,267
Longitud	-5,533

Tabla 22. Coordenadas estación meteorológica de Carmona-Tomejil.

A través de la página oficial de la Agencia Andaluza de la Energía, se ha accedido a los datos históricos de radiación recogidos por la estación.

Radiación Solar												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media mensual de radiación global sobre una superficie horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /día)	2,6	3,5	4,6	5,6	6,8	7,5	7,6	6,9	5,3	3,7	2,8	2,1
Media mensual de radiación global sobre una superficie horizontal De 12h A 13h (W/m <sup>2</sup> /día)	800	1.100	1.300	1.500	1.700	1.800	1.800	1.700	1.400	1.100	900	700
Media mensual de radiación directa normal (kWh/m <sup>2</sup> /día)	3,2	4,2	4,4	4,9	6,8	8,1	8,9	7,7	5,7	3,6	3,3	2,3

Tabla 23. Radiación solar estación meteorológica de Carmona-Tomejil.

Otros datos relevantes ofrecidos son los de temperatura, viento y humedad relativa:

Temperatura												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Temperatura ambiente media mensual (°C)	10	11	14	15	19	24	27	27	23	19	13	11
Máxima temperatura ambiente media mensual (°C)	16	17	21	22	28	33	36	35	30	25	19	16
Mínima temperatura ambiente media mensual (°C)	5	4	8	9	11	16	17	19	16	14	8	6

Tabla 24. Temperatura estación meteorológica de Carmona-Tomejil.

Viento												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Velocidad del viento valor medio mensual (m/s)	2	2	3	2	2	2	2	3	3	3	2	3

Tabla 25. Datos de viento de la estación meteorológica de Carmona-Tomejil.

Humedad Relativa												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Humedad Relativa valor medio (%)	79	76	73	72	58	53	44	46	58	73	74	80

Tabla 26. Datos de humedad de la estación meteorológica de Carmona.Tomejil.

No obstante, para la simulación con PVSyst se han empleado los datos ofrecidos por Meteonorm 7.2 (1996-2010). Los principales parámetros más importantes están recogidos en la siguiente tabla:

	Irradiación global horizontal	Irradiación difusa horizontal	T_Amb	Velocidad del viento	Humedad Relativa	Irradiación global horizontal	Irradiación difusa horizontal	Albedo incidente plan recep.
	kWh/m <sup>2</sup> .mes	kWh/m <sup>2</sup> .mes	°C	m/s	%	kWh/m <sup>2</sup> .mes	kWh/m <sup>2</sup> .mes	kWh/m <sup>2</sup> .mes
Enero	86,80	25,28	10,45	2,40	78,10	134,30	31,00	2,11
Febrero	92,00	38,60	12,55	2,60	73,20	126,00	43,06	2,10
Marzo	151,00	52,13	15,32	2,80	67,70	217,00	61,99	3,28
Abril	168,80	69,64	16,98	3,10	64,50	227,20	77,91	3,51
Mayo	223,10	69,51	21,20	2,90	58,10	307,20	81,62	4,43
Junio	233,60	65,88	25,70	2,90	53,00	319,60	79,14	4,55
Julio	248,20	54,35	28,17	2,90	47,20	347,00	67,65	4,85
Agosto	212,60	60,54	28,11	2,80	50,50	300,80	75,81	4,31
Septiembre	162,50	52,50	24,30	2,60	59,30	228,20	60,60	3,48
Octubre	126,00	41,03	20,53	2,60	67,60	182,20	48,34	2,87
Noviembre	89,20	32,10	14,49	2,40	72,30	134,40	38,51	2,16
Diciembre	72,10	25,10	11,63	2,60	79,20	110,70	30,42	1,78
Año	1.866,00	586,66	19,16	2,70	64,20	2.634,70	696,05	39,43

Tabla 27. Datos Meteonorm.

## **Capítulo 5.- Análisis viabilidad del proyecto.**

### **5.1. Posibles escenarios de conexión a la red.**

### **5.2. Prospección de los terrenos.**

**Pendiente del terreno.**

**Restricciones ambientales.**

**Hidrología.**

**Prospección arqueológica.**

### **5.3. Selección de elementos principales para la instalación.**

**Módulos fotovoltaicos.**

**Inversores DC/AC.**

**Soportes estructurales. Orientación de los paneles.**

### **5.4. Cálculos y simulación de la instalación.**

**Cálculo de strings, cadenas, nº inversores y módulos.**

**Resultados de la simulación.**

### **5.5. Otros elementos a considerar.**

**Cableado y protecciones.**

**Cerramiento.**

**Alumbrado, vigilancia y monitorización.**

**Distancias (Pitch).**

### **5.6. Planos.**

- 1. Plano disposición paneles solares.**
- 2. Plano cerramiento.**
- 3. Plano zanjas y cableado Baja Tensión.**
- 4. Plano zanjas Media Tensión.**
- 5. Plano planta.**
- 6. Plano emplazamiento.**
- 7. Esquema Unifilar.**

**5.7. Presupuesto estimado de la instalación.**

**5.8. Análisis de OPEX.**

## Capítulo 5.- Análisis viabilidad del proyecto.

### 5.1. Posibles escenarios de conexión a la red.

Como se expuso previamente existen dos alternativas en el procedimiento de solicitud de acceso a la red: solicitud de acceso a la Red de transporte o solicitud de acceso a la Red de distribución. Sabiendo esto, y estudiando la zona, se pueden plantear varios escenarios posibles de conexión a la red:

- Acceso a la red de distribución:
  - Opción 1: Subestación el Viso 66kV.
    - Distancia aproximada desde la panta solar: 7,7 km.
  - Opción 2: Conexión directa a línea de distribución cercana de 66kV.
    - Distancia aproximada desde la panta solar: 3,8 km.
- Acceso a la red de transporte:
  - Opción 3: Conexión al nudo Carmona 220kV.
    - Distancia aproximada desde la panta solar: 20,3 km.

La siguiente imagen es un esquema de los distintos escenarios de conexión mencionados:

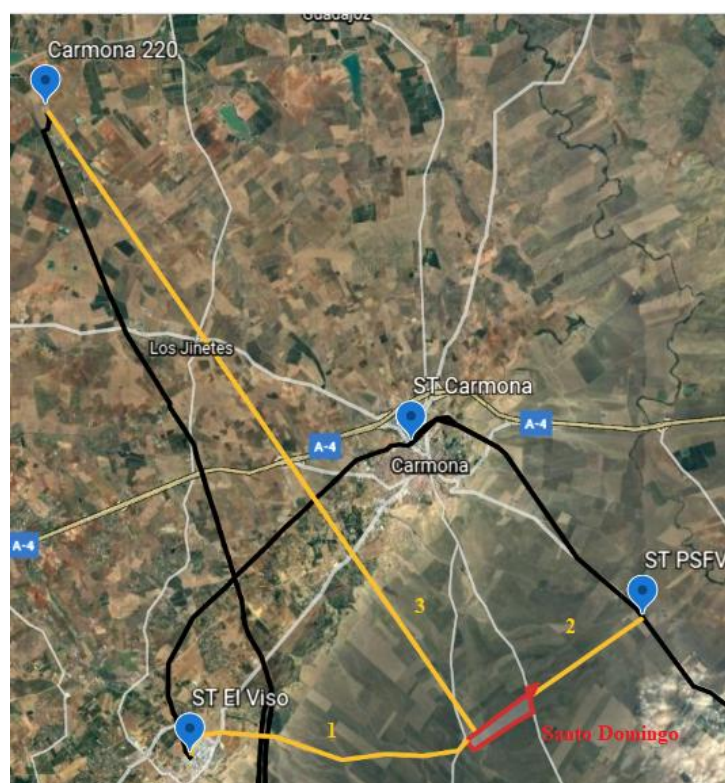


Figura 21. Esquema de posibles escenarios de conexión.

Considerando la cercanía a los terrenos y la facilidad a la hora de realizar el enganche, se considera que la mejor alternativa es la opción 1: conexión a la red de distribución a través de la subestación El Viso. Sólo será posible el otorgamiento del permiso de aceptabilidad de acceso si no afecta significativamente a la red de transporte o si existe una solución de conexión recogida en la planificación vigente.

Tras la aprobación del PNIEC se espera el refuerzo de la REE con el fin de alcanzar los objetivos de potencia eléctrica instalada. Es posible que exista alguna otra alternativa que no haya sido considerada.

## **5.2. Prospección de los terrenos.**

### **Pendiente del terreno.**

A simple vista no se observa ningún relieve en los terrenos de estudio. Empleando la herramienta sigmapama se puede corroborar que la pendiente del terreno está en el margen de 0 a 3 %, lo cual es beneficioso para el proyecto.

### **Restricciones ambientales.**

La restricción ambiental más significativa es la Red Natura 2000 (48). Es una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad. En España, la Red se compone de 1.467 Lugares de Importancia Comunitaria (LIC), y de 657 Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA).

En base al Banco de Datos de la Naturaleza (BDN) del gobierno de España se puede analizar si los terrenos se encuentran situados en alguna zona de protección. El BDN además de recoger datos de la Red Natura 2000, aporta información de otras figuras restrictivas relacionadas con el ecosistema, recursos genéticos, efectos negativos sobre el patrimonio natural y la biodiversidad, fauna y flora.

La finca de estudio se encuentra en la Región Biogeográfica Mediterránea, en una zona de no mucha riqueza de especies (Entre 50 y 80 de fauna y flora). La región de procedencia es la Depresión del Guadalquivir.

El terreno no se encuentra en ninguna zona de la Red Natura 2000, y está alejada de todas las restricciones de protección directa. Sólo cabe mencionar que se encuentra en una región catalogada como Área importante para la conservación de las aves y la



biodiversidad (IBA). Esto implicaría la necesidad de contratar un estudio de avifauna de ciclo anual a un gabinete especialista en medioambiente.

### Hidrología.

Es necesario analizar la hidrología de la zona ya que se ha de tener en cuenta la existencia de zonas de dominio público hidráulico, y las zonas de flujo preferente. Además, la hidrología condiciona la seguridad de la instalación que se desea construir.

Tras consultar el inventario de presas y embalses (SNCZI) (49), se ha comprobado que no existe ninguna afección a las zonas indicadas. También, se puede afirmar que no hay peligro de inundaciones en periodos de estudio de 10, 50, 100 y 500 años.

La parcela 9002 del caso de estudio está catalogada como hidrografía natural teniendo el nombre de arroyo de santo Domingo. Se han detectado otros dos arroyos que atraviesan los terrenos de estudio: el arroyo de las trece vueltas y el arroyo hondo. Los cruces con los arroyos se realizarán preferiblemente de manera perpendicular, cumpliendo con el Reglamento de Dominio Público Hidráulico.



Figura 22. Hidrología de los terrenos.

### **Prospección arqueológica.**

Se han encontrado dos referencias arqueológicas dentro del terreno de estudio en el catálogo de yacimientos arqueológicos, recogido en el plan especial de protección del patrimonio histórico de Carmona.

En concreto, los yacimientos ubicados en los terrenos corresponden con establecimientos rurales romanos del siglo I / Vd.C.. Los dos documentos del catálogo se adjuntan en el Anexo 1.

La existencia de este tipo de asentamiento influirá en la forma de sujeción de las estructuras en las partes del terreno donde exista yacimiento arqueológico.

### **5.3. Selección de elementos principales para la instalación.**

#### **Módulos fotovoltaicos**

Existen diversas tecnologías de células fotovoltaicas que presentan unas características concretas y se encuentran en distintas fases de desarrollo. Las células solares fotovoltaicas se asocian y se encapsulan en módulos fotovoltaicos que es el elemento constructivo de los sistemas solares fotovoltaicos.

En la década de los cincuenta del siglo XX se descubrió que el silicio presentaba el efecto fotovoltaico de manera eficiente.

Tecnologías maduras disponibles en el mercado:

- Silicio Amorfo. El rendimiento de éstos módulos ronda entre el 4-11%. En cuanto al precio se estima entre 1,8 y 2,1€/Wp.
- Silicio Monocristalino. El rendimiento de esta tecnología es del 15-21%, siendo el precio de los módulos superior a 2,6€/Wp.
- Silicio policristalino. Presenta un rendimiento de alrededor del 16%. El precio ronda entre el 2,2 y 2,6 €/Wp.

Por otra parte, cabe mencionar la existencia de módulos fotovoltaicos bifaciales. Estos módulos contienen células fotovoltaicas por ambos lados de la placa, por lo que se aprovecha también el albedo reflejado en la parte posterior del módulo. Esto supone un aumento en el rendimiento del módulo. La tecnología bifacial va ganando terreno en el mercado mundial, esperándose que entre 2026 y 2029 su cuota de mercado sea superior

a la de la tecnología monofacial (50). No obstante, la adopción de esta tecnología aún presenta retos que superar.

Existen otros materiales con los que se están investigando, como las células fotovoltaicas orgánicas. La maduración de otras tecnologías que emplean otros materiales distinto al silicio aún no es suficiente para que un proyecto de una instalación sea rentable.

De cara a este proyecto se han seleccionado módulos monocristalinos por su alto rendimiento. En concreto el modelo CS1U-410MS 1500V de la marca Canadian Solar, cuyas características principales vienen recogidas en la siguiente tabla:

Modelo: CS1U-410MS 1500V	
Alfa (coef T Isc)	0,05%
Beta (coef T Voc)	-0,37%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	9,23 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	44,5 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	9,7 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	53,6 V
Pn (Wp)	410 W
Eficiencia (%)	19,89%
Largo	2078 mm
Ancho	992mm
Peso	23,4Kg

Tabla 28. Características principales panel solar CS1U-410MS 1500V. Fuente: Hoja técnica.



Figura 23. Panel solar CS1U-410MS 1500V.

### Inversores DC/AC.

Los inversores son necesarios para transformar la electricidad de corriente continua producida por la placa en electricidad de corriente alterna empleada en la red de transporte y distribución.

Se han seleccionado inversores centralizados por razones de economía de escala y reducción de pérdida en las líneas.

El modelo de inversor centralizado elegido es el SUNNY CENTRAL 3000-EV, 1500V. Los parámetros fundamentales están recogidos en la siguiente tabla:

Sunny Central 3000EV			
Entrada (DC)	Rango de tensión (V)	956	1425
	I <sub>max</sub> entrada (A)	3200	
	I <sub>sc</sub> (A)	6400	
Salida (AC)	I nominal (A)	2646	
	Rango de tensión (V)	524	721
	P <sub>nominal</sub> (35°) (kW)	3000	
	N° entradas	24	
Dimensiones	Altura (mm)	2318	
	Ancho (mm)	1588	
	Largo (mm)	2780	

Tabla 29. Características principales inversor SUNNY CENTRAL 3000-EV, 1500V. Fuente: Hoja técnica SMA.



Figura 24. Inversor SUNNY CENTRAL 3000-EV, 1500V.

### Soportes estructurales. Orientación de los paneles.

Los módulos fotovoltaicos necesitan de estructuras para ser sostenidos, que estarán propiamente cimentadas en los terrenos. Existen diversos tipos de estructuras, diferenciando dos categorías principales: estructuras fijas y estructuras con seguidores.

Las estructuras fijas se diseñan con un ángulo de inclinación fijo, y se estudia que esta inclinación sea la óptima para aprovechar la radiación solar de todo el año. Una ventaja del empleo de estructuras fijas es que no requieren apenas mantenimiento.

Por otro lado, las estructuras con seguidores solares están diseñadas para que los módulos realicen un seguimiento de la radiación solar. El rastreo solar se realiza gracias a la colocación de motores que hacen girar parte de la estructura. Hay muchos tipos de configuraciones según los tipos giros. Los seguidores solares más empleados son los seguidores a un eje, que consiguen que el rendimiento de la producción aumente alrededor del 30% de la producción con respecto a la estructura fija. Uno de los inconvenientes de las estructuras con seguidores es que requieren un mayor mantenimiento que el que requieren las estructuras fijas.

De cara al proyecto se van a emplear seguidores solares de un eje en la dirección Norte-Sur, para poder seguir la trayectoria que sigue el sol de Este a Oeste.

Para realizar las estructuras con seguidores se seleccionará al proveedor Gonvarri. Cada estructura albergará 50 módulos dispuestos en dos filas (2x25) en posición vertical, ocupando una superficie aproximada de 100m<sup>2</sup>.

Los seguidores solares seleccionados tienen un margen de rotación de  $\pm 60^\circ$ .

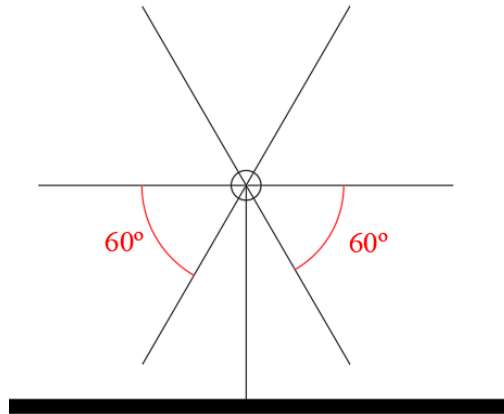


Figura 25. Ángulos de rotación seguidores solares. Elaboración propia.

#### 5.4. Cálculos y simulación de la instalación.

##### Cálculo de strings, cadenas, nº inversores y módulos.

En primer lugar, se estudia el número de módulos en serie válidos para satisfacer los requisitos de tensión máxima y mínima que soportan los inversores y paneles. Con los parámetros de los equipos seleccionados, y teniendo en cuenta la temperatura de la zona, el rango de número de módulos en serie permitidos es de 23 a 25. Por lo que se ha seleccionado que los strings estarán formados por 25 módulos fotovoltaicos en serie.

Para alcanzar la potencia pico de la planta que se desea de 50MW, se ha calculado que se necesitan 4.878 cadenas en paralelo, y 14 inversores. En total, la planta contará con 121.950 módulos FV.

##### Resultados de la simulación.

Mediante el programa PVSyst se ha procedido a realizar una simulación de la instalación que se pretende construir.

Con la simulación se obtiene que la energía producida por el sistema será de 104.477MWh/año, y que la producción específica es de 2.090kWh/kWp/año. La siguiente tabla recoge los resultados principales de la simulación:

Balances y resultados principales								
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	
Enero	86,80	25,28	10,45	134,30	127,90	6.092.686	5.596.268	0,83
Febrero	92,00	38,60	12,55	126,00	120,20	5.627.324	5.173.720	0,82
Marzo	151,00	52,13	15,32	217,00	207,90	9.496.824	8.919.108	0,82
Abril	168,80	69,64	16,98	227,20	217,60	9.779.873	9.203.394	0,81
Mayo	223,10	69,51	21,20	307,20	295,10	12.813.378	12.152.907	0,79
Junio	233,60	65,88	25,70	319,60	307,20	13.031.068	12.378.984	0,78
Julio	248,20	54,35	28,17	347,00	334,20	13.859.664	13.176.873	0,76
Agosto	212,60	60,54	28,11	300,80	289,20	12.205.419	11.567.444	0,77
Septiembre	162,50	52,50	24,30	228,20	219,10	9.523.608	8.957.959	0,79
Octubre	126,00	41,03	20,53	182,20	174,40	7.831.253	7.295.267	0,80
Noviembre	89,20	32,10	14,49	134,40	128,00	5.997.228	5.517.144	0,82
Diciembre	72,10	25,10	11,63	110,70	105,00	5.008.853	4.537.180	0,82
Año	1.866,00	586,66	19,16	2.634,70	2.525,90	111.267.181	104.476.247	0,79

Tabla 30. Balances y resultados principales de la simulación con PVSystem.

Siendo:

- GlobHor: Irradiación global horizontal.
- DiffHor: Irradiación difusa horizontal.
- T\_Amb: Temperatura ambiente.
- GlobInc: Global incidente plano receptor.
- GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados.
- EArray: Energía efectiva en la salida del conjunto.
- E\_Grid: Energía inyectada en la red.
- PR: Índice de rendimiento.

La curva de producciones normalizadas de la instalación es la siguiente:

## Producciones normalizadas (por kWp instalado; Pnominal=50MW)

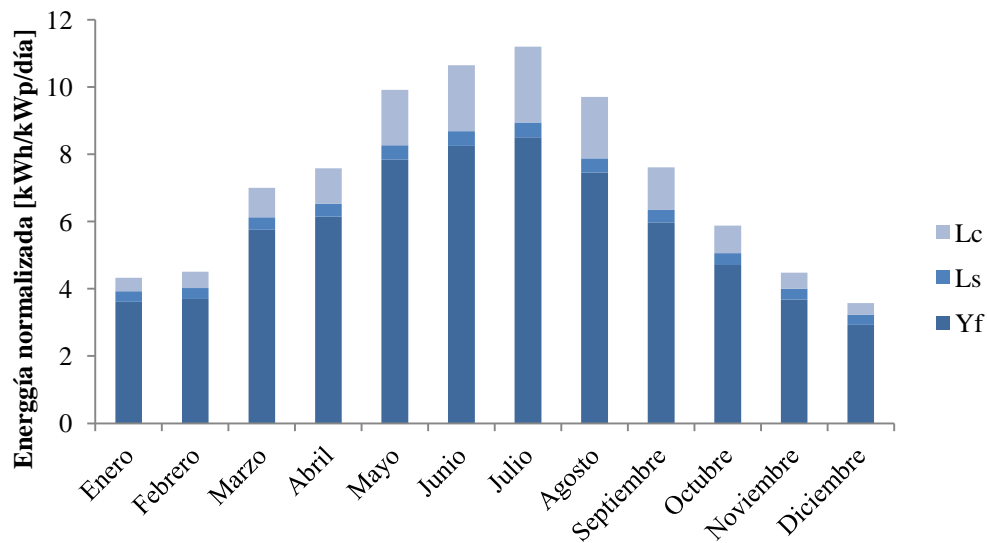


Figura 26. Producciones normalizadas de la instalación.

Siendo:

- Lc: Pérdida colectada (conjunto FV). De media: 1,12 kWh/kWp/día.
- Ls: Pérdida sistema (inversor, ...). De media: 0,37 kWh/kWp/día.
- Yf: Energía útil producida (salida inversor). De media: 5.72 kWh/kWp/día.

### 5.5. Otros elementos a considerar.

#### Cableado y protecciones.

La selección de las secciones de los cables se será de acuerdo a la normativa del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y la Norma UNE 2114435. Dicho cálculo corresponde con una ingeniería más de detalle y no es objeto del presente trabajo. Así mismo, se instalarán protecciones contra cortocircuitos y sobretensiones.

#### Cerramiento.

Alrededor del perímetro que envuelve a las tres parcelas se instalará un vallado para proteger frente a posibles intrusiones y dar seguridad a la instalación.

En principio, se pretende instalar cerramiento con malla de simple torsión, malla galvanizada, de 2 metros de altura con voladizo a 45 grados. En total el perímetro del vallado será de alrededor de 5.768 m metros.



### Alumbrado, vigilancia y monitorización.

Será necesario realizar otras instalaciones auxiliares para el correcto mantenimiento de la misma. En cada una de las instalaciones realizadas se intentará minimizar el impacto de sombras sobre los módulos fotovoltaico.

El alumbrado será dispuesto en la zona perimetral y en otras zonas a estudiar. Por otro lado, se desea instalar un sistema adicional de seguridad basado en cámaras termográficas.

Además, será necesario realizar un control sobre la operación de la planta a través de un sistema de monitorización en tiempo real.

### Distancias (Pitch).

El cálculo de la distancia entre los distintos elementos de la instalación es necesario para evitar que se produzcan sombras que disminuyan la producción de los módulos.

Se suele emplear una fórmula para hallar la distancia entre el módulo y el obstáculo, en base al criterio de garantizar cuatro horas de sol durante el solsticio de invierno. Mediante este método se obtiene la distancia horizontal “d” que depende de la latitud en del lugar, y de la altura del obstáculo cercano.

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})}$$

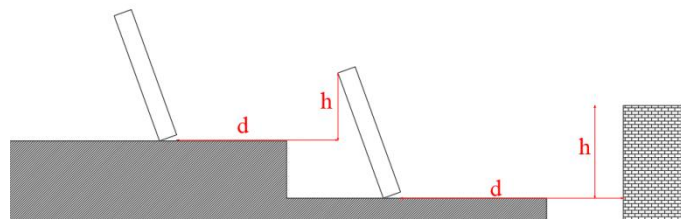


Figura 27. Distancias entre elementos.

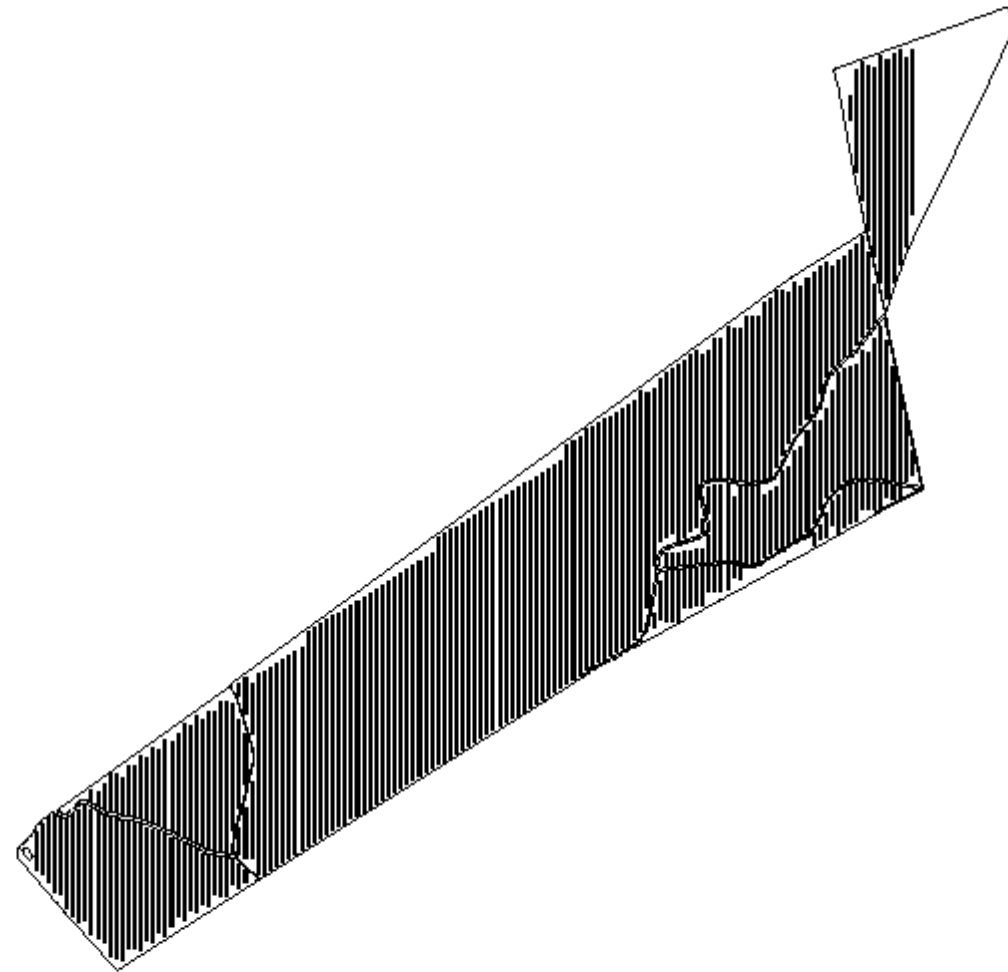
A continuación se muestran los cálculos básicos de las distancias entre los elementos principales de la instalación:

Elemento	Latitud (°)	Hipotenusa (m)	Inclinación (m)	Proyección horizontal (m)	Proyección vertical (h). (m)	d (m)	D (m)= D+Proyec_H
Estructura	37,41	4,15	35	3,4	2,3	5,45	8,85
Inversor	37,41	2	0	3	2	4,58	4.58
Vallado	37,41	2	90	0	2	4,58	4.58

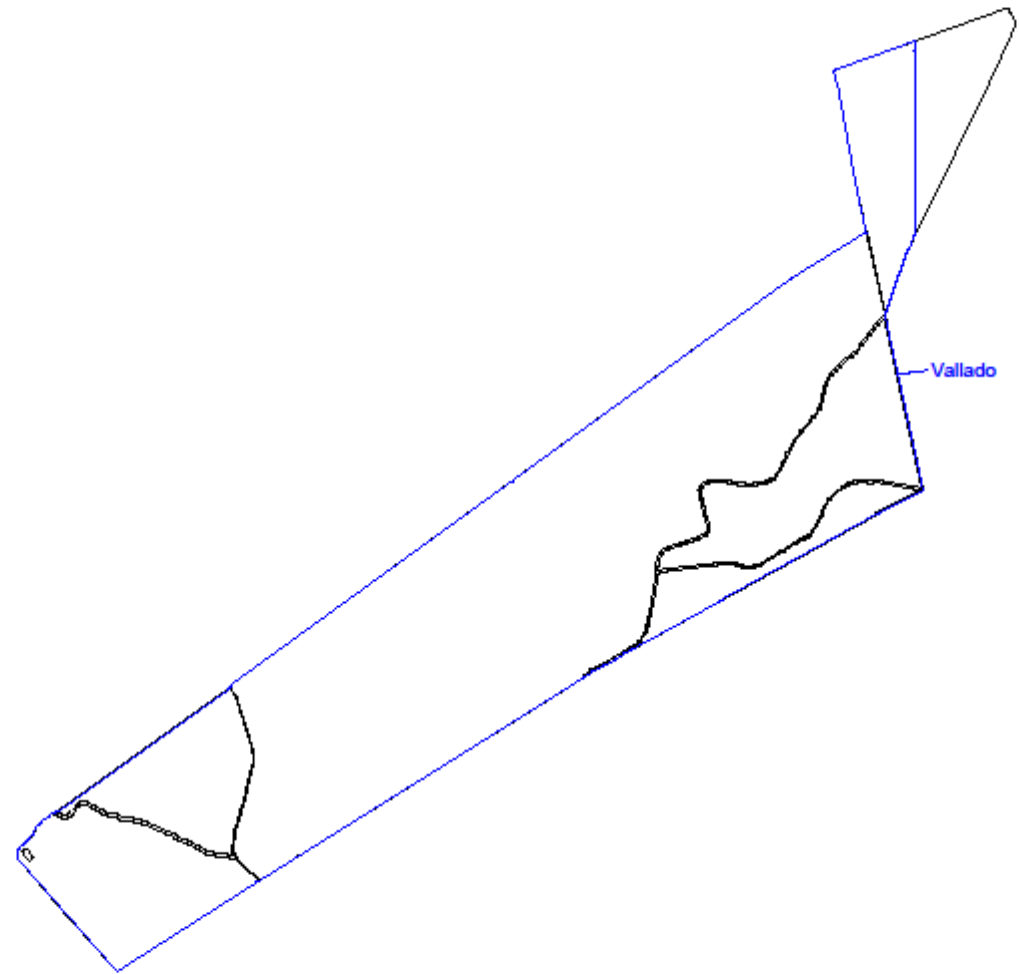
Tabla 31. Cálculo distancias.

## 5.6. Planos.

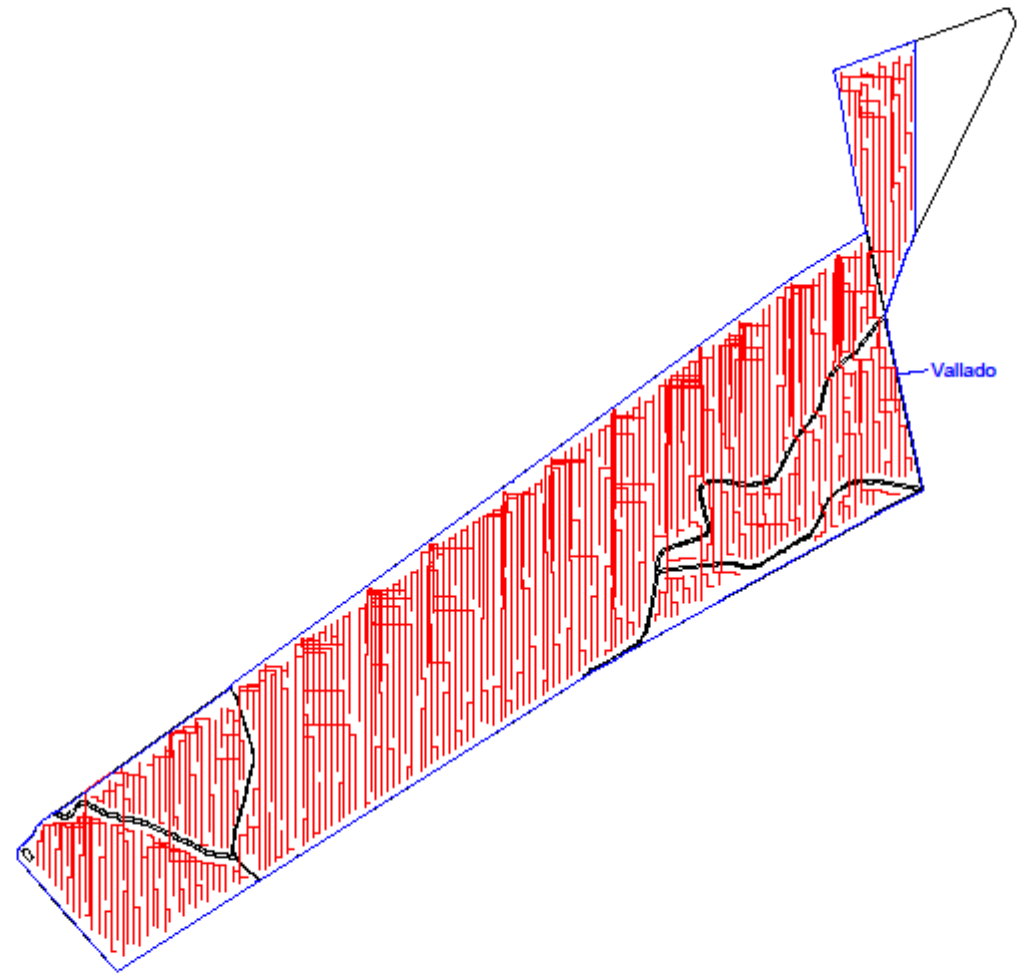
1. Plano disposición paneles solares.
2. Plano cerramiento.
3. Plano zanjas y cableado Baja Tensión.
4. Plano zanjas Media Tensión.
5. Plano planta.
6. Plano emplazamiento.
7. Esquema Unifilar.



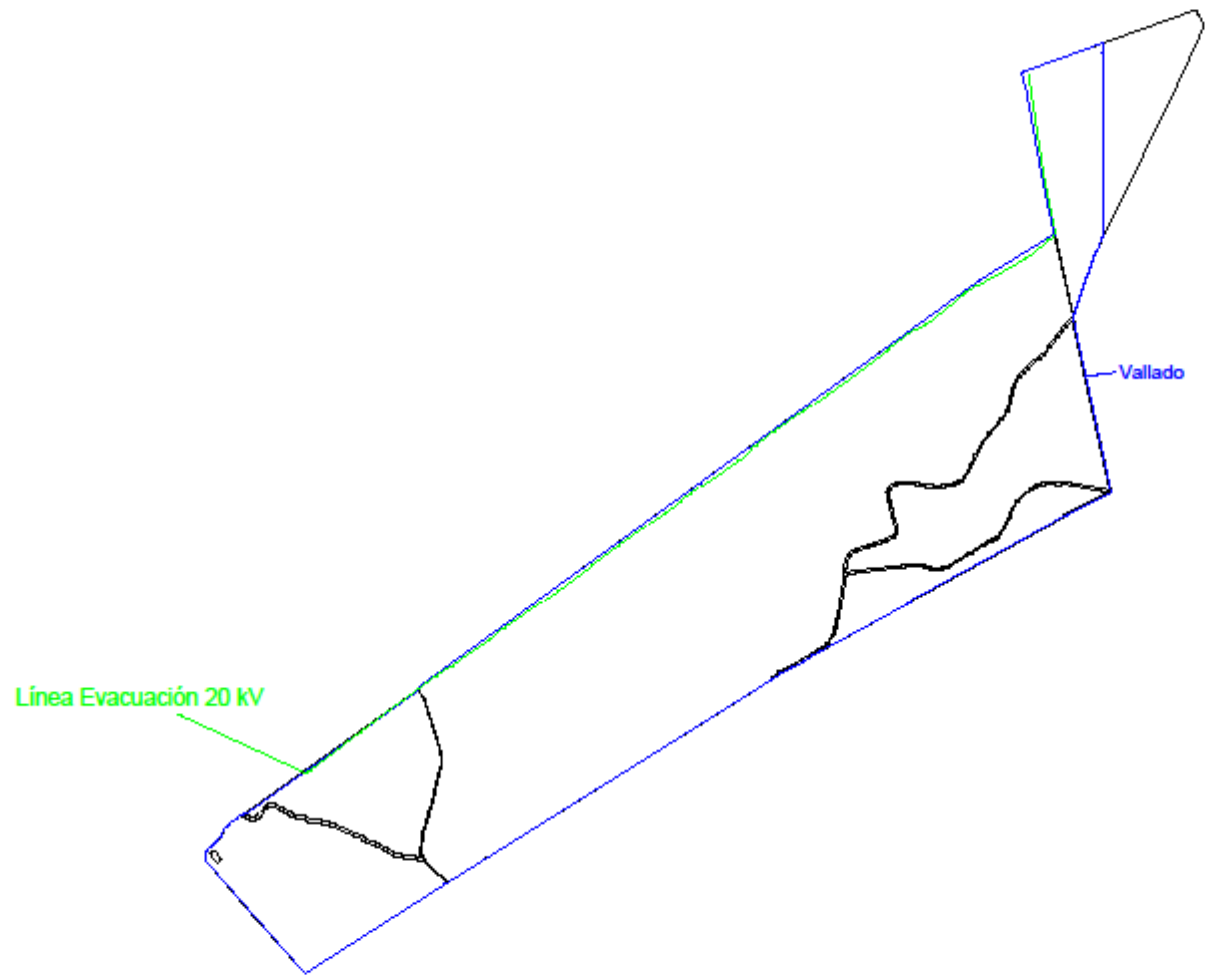
MATERIAL			Disposición de paneles solares	
TOLERANCIA			Proyecto Planta FV	
	NOMBRE	FECHA	50MWp Carmona	
DIBUJADO	A. L. J.	20/05/20	I.C.A.I.	
COMPROBADO			Nº DE LAMINA:	1
ESCALA:	FIRMA			
1:10.000				



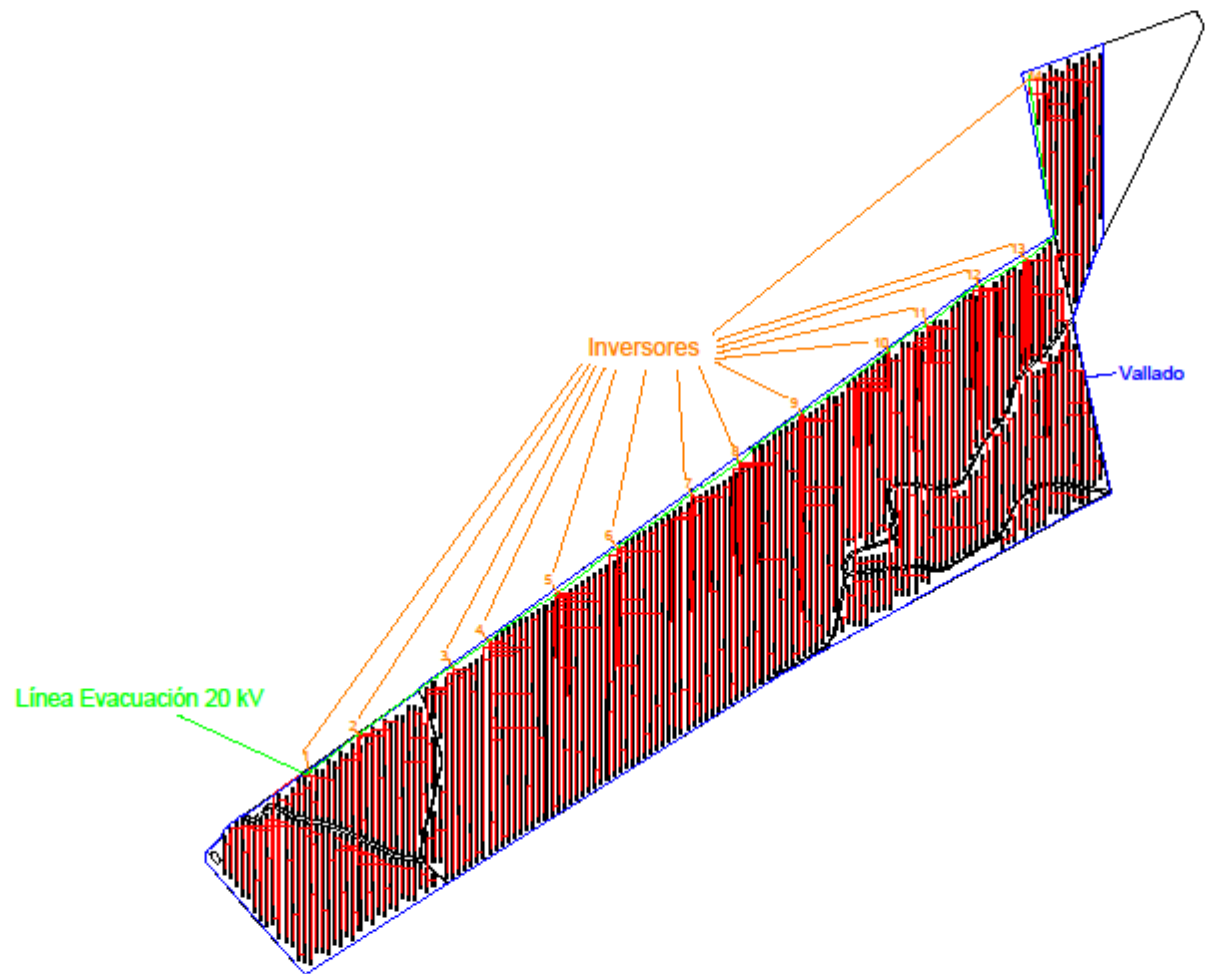
MATERIAL			Cerramiento	
TOLERANCIA			Proyecto Planta FV	
	NOMBRE	FECHA	50MWp Carmona	
DIBUJADO	A. L. J.	20/05/20	I.C.A.I.	
COMPROBADO			Nº DE LAMINA:	2
ESCALA:	FIRMA			
1:10.000				



MATERIAL			Zanjas y cables Baja Tensión	
TOLERANCIA			Proyecto Planta FV	
	NOMBRE	FECHA	50MWp Carmona	
DIBUJADO	A. L. J.	20/05/20	I.C.A.I.	
COMPROBADO			Nº DE LAMINA:	3
ESCALA:	FIRMA			
1:10.000				



MATERIAL			Zanjas Media Tensión
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	Proyecto Planta FV 50MWp Carmona
DIBUJADO	A. L. J.	20/05/20	
COMPROBADO			I.C.A.I.
ESCALA: 1:10.000	FIRMA		



MATERIAL			Plano de emplazamiento	
TOLERANCIA			Proyecto Planta FV	
	NOMBRE	FECHA	50MWp Carmona	
DIBUJADO	A. L. J.	20/05/20	<b>I.C.A.I.</b>	Nº DE LAMINA: 5
COMPROBADO				
ESCALA: 1:10.000	FIRMA			

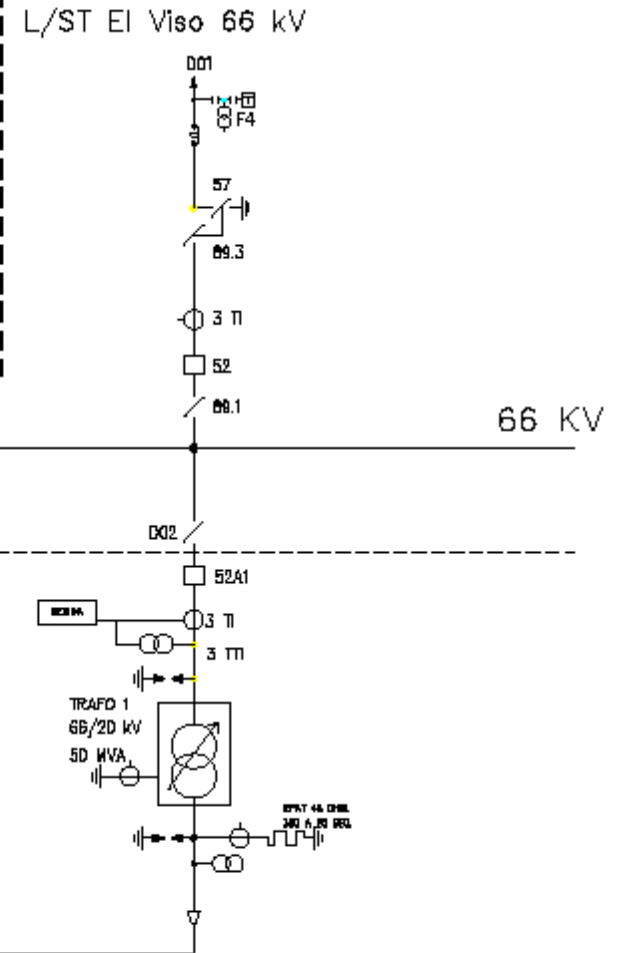
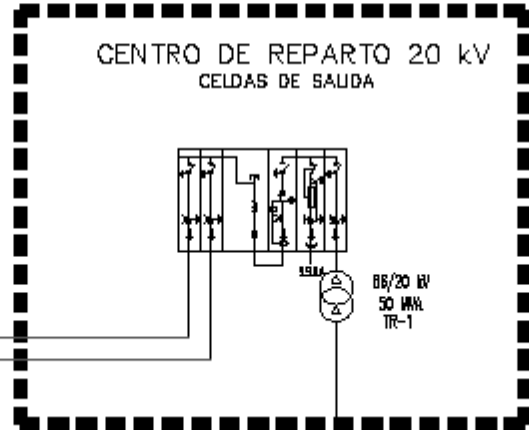
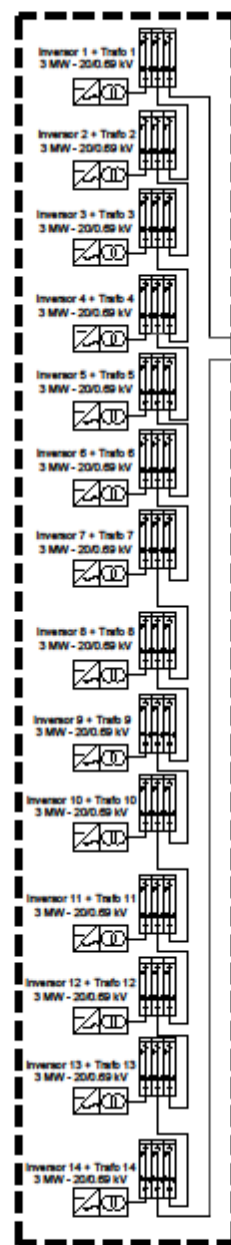


Línea Evacuación 20 kV

ST. El Viso

MATERIAL			Plano de emplazamiento
TOLERANCIA			
		NOMBRE	FECHA
		A. L. J.	20/05/20
		Proyecto Planta FV 50MWp Carmona	
ESCALA:	FIRMA		
1:25.000		I.C.A.I.	Nº DE LAMINA: 6





- \*RELE CELDAS PSPV:
- 52: Interruptor
  - 27: Relé de mínima tensión
  - 59: Relé de máxima tensión
  - 64: Relé de protección de tierra
  - 81m/M: Relé de mínima y máxima frecuencia
  - 50/51: Relé de sobreintensidad

MATERIAL			
TOLERANCIA			
		NOMBRE	FECHA
		A. L. J.	20/05/20
		COMPROBADO	
ESCALA:	FIRMA		
-			

Esquema Unifilar	
Proyecto Planta FV	
50MWp Carmona	
I.C.A.I.	Nº DE LAMINA: 7



## 5.7. Presupuesto estimado de la instalación.

El presupuesto ha sido confeccionado en base a presupuestos habituales de una empresa del sector. El presente presupuesto estaría sujeto a cambios tras la realización del proyecto de ingeniería de detalle.

Se ha tenido en cuenta los siguientes puntos en el cálculo del presupuesto:

- Equipos principales.

Los módulos fotovoltaicos, los inversores, y las estructuras metálicas son los equipos principales necesarios en la instalación. Los módulos son los componentes que mayor peso tienen en presupuesto, ya que suponen alrededor del 40% del valor de la inversión. Según valores de mercado, se ha asumido un coste de las placas de 205.000€ por MWp.

- Suministro de materiales.

En suministro de materiales se incluye el precio del cableado de baja tensión de la instalación, la zanja de media tensión, costes derivados de los dispositivos de instrumentación y control, y el transporte de los materiales eléctricos.

- Montaje.

Se hace distinción entre montaje eléctrico y mecánico. Los precios indicados son valores habituales para una planta de las presentes características.

- Obra civil.

Corresponde principalmente con los costes de habilitación del terreno y construcción de infraestructuras.

- Sistemas de seguridad.

Con sistemas de seguridad se hace referencia a los sistemas implantados de Vallado, alumbrado, vigilancia y monitorización.

- Evacuación.

En este apartado se recogen los costes de la subestación 66/20kV y la línea de evacuación, necesarios para verter la energía a la red.

- Devex.

En este apartado se incluye los costes derivados del servicio de asesoramiento, seguimiento y aviso de licitaciones durante el periodo de desarrollo de la planta. El precio de este servicio ronda los 60.000€/MWp.

- **Gestión y construcción.**  
Son costes derivados de la gestión del proyecto y construcción de instalaciones temporales.
- **Servicios.**  
Se recogen otros servicios no contemplados en otros apartados.
- **Misceláneos.**  
Son otros gastos no incluidos en el resto del presupuesto.
- **Tasas sobre el presupuesto.**
  - **ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras).**  
Es el impuesto por la realización de cualquier construcción, instalación u obra, que necesite de licencia de obras o urbanística. Es un impuesto del 4%.
  - **Tasa urbanística.**  
Es una tasa del 1% derivada de la prestación de los distintos servicios urbanísticos.

A continuación, se muestra una tabla resumen del presupuesto:

Equipos Principales	Precio (€)
Módulos	10.250.000,00
Estructuras mecánicas	5.160.924,00
Inversores	2.100.000,00
	17.510.924,00
Suministro de materiales	Precio (€)
Material eléctrico	1.238.458,50
Instrumentación y control	190.427,11
Transporte	15.535,70
	1.444.421,31
Montajes	Precio (€)
Montaje mecánico	1.149.466,70
Montaje eléctrico	1.542.422,88
	2.691.889,58

Tabla 32. Tabla resumen presupuesto.

Obra civil	Precio (€)
Obra civil	686.810,32
	686.810,32
Sistema de seguridad	Precio (€)
Sistema de seguridad	266.313,19
	266.313,19
Evacuación	Precio (€)
Subestación 66/20kV	988.649,56
Línea de evacuación 66kV;8km	1.266.310,80
	2.254.960,36
DEVEX	Precio(€)
Devex	3.000.000,00
	3.000.000,00
Gestión y construcción	Precio (€)
Gestión de proyecto	584.566,74
Instalaciones temporales	259.177,82
	843.744,56
Servicios	Precio (€)
Servicios	150.165,65
	150.165,65
Misceláneos	Precio (€)
Misceláneos	162.062,93
	162.062,93
TOTAL	29.011.291,68
Tasas sobre el presupuesto	Precio (€)
ICIO (4%)	1.160.451,67
Tasa Urbanística (1%)	290.112,92
	1.450.564,58
<b>TOTAL FINAL:</b>	<b>30.461.856,26 €</b>

Tabla 33.Tabla resumen presupuesto.

## 5.8. Análisis de OPEX.

Los costes de operaciones y mantenimiento pueden dividirse en costes preventivos de O&M y costes correctivos de O&M. Se han empleado costes orientativos durante un año, en base a los de una instalación tipo de 50MW.

Los costes preventivos de O&M son aquellos provenientes de las actividades enfocadas en garantizar el buen estado de la instalación en base a un plan de trabajo destinado a evitar que se produzcan averías. Estos costes se han dividido a su vez en:

- Trabajadores.

En este apartado se recogen los costes de los salarios de los trabajadores, las horas extras pagadas, la seguridad social, y la formación. Los datos se han asumido para cuatro trabajadores fijos.

- Ofimática.

Por ofimática se hace referencia a los costes derivados de las herramientas de oficina. Estos gastos serían los provenientes del uso de teléfono móvil, ordenadores, otros materiales de oficina, y el coste de la amortización de las herramientas durante cinco años.

- Subcontratas.

En esta sección se sitúan los costes preventivos que se desean subcontratar. Se incluyen los costes de mantenimiento de equipos de seguridad, mantenimiento del terreno, mantenimiento de alta tensión, la limpieza de módulos, mantenimiento IT por planta, renting de vehículos y su combustible, y otros gastos de otras subcontratas.

Por otro lado, los costes correctivos de O&M son aquellos costes que se estiman que tendrán lugar para resolver aquellos fallos o averías que se produzcan en el sistema.

<b>COSTES OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO</b>	
	<b>COSTE(€)</b>
<b>Trabajadores</b>	
Salarios	84.000,00
Horas extras semanales	6.720,00
Seguridad Social	29.937,60
Formación	800,00
<b>Ofimática</b>	
Teléfono móvil	600,00
Materiales (consumibles)	2.500,00
Ordenador/material de oficina/modems	350,00
Amortización herramientas (5 años)	1.400,00

<b>Subcontratas</b>	
Mantenimiento equipos de seguridad	5.000,00
Mantenimiento terreno (desbroce y herbicida)	22.500,00
Mantenimiento alta tensión	5.000,00
Limpieza módulos	25.000,00
Mantenimiento IT por planta	1.000,00
Otras subcontratas	1.500,00
Renting vehículos	9.000,00
Combustible vehículo	2.400,00
COSTES ESTRUCTURA (10% del importe del contrato)	19.770,76
<b>TOTAL PREVENTIVO</b>	<b>217.478,36 €</b>

Tabla 34. Tabla resumen de costes de O&M preventivo.

<b>COSTES OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO</b>	217.478,36
<b>COSTES OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CORRECTIVO</b>	65.000,00
<b>TOTAL COSTES O&amp;M PREV+CORRECT</b>	<b>282.478,36</b>

Tabla 35. Total costes O- Preventivo + correctivo.

A parte de los costes de operaciones y mantenimiento, existen otros costes recogidos en el OPEX. Se han considerado los siguientes puntos:

- Alquiler del terreno.

El precio del alquiler de los terrenos se estipula en 1.200€ por hectárea al año. Los terrenos tienen un área total de 87,3 hectáreas.

- Seguro.
- Gestión de activos (Asset Management).
- Servicios auxiliares.
  - Electricidad.
  - Telecomunicaciones

- Grid Access Cost.

Este coste es variable en función a la energía producida, y es de alrededor de 0,5€/MWh. Se considera que la producción de la planta es la ofrecida por la simulación realizada en PVSyst.

- Market representation.
- Impuesto local/ Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI).
- Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE).

- Otros impuestos municipales/ regionales.
- Vigilancia.
- HSE.
- Asesores.
- Auditoría.
- Centro de control.
- Bancos.
- Vigilancia ambiental.
- Otros.

La siguiente tabla recoge los costes que se estima que tenga la planta en total al año.

	Cost (€)
O&M	282.478,36
Alquiler del terreno (1.200 €/ha/año)	104.760,00
Insurance	60.000,00
Asset Management	90.000,00
Ancillary Services - Electricity	90.000,00
Ancillary Services - Telecom	600,00
Grid Access Cost	52.238,50
Local taxes / IBI	80.000,00
IAE	5.000,00
Other Municipal / Regional Tax	0,00
Surveillance	12.500,00
HSE	4.000,00
Market Representaiton	52.238,50
Advisors	5.000,00
Audit	9.000,00
Control Center	1.200,00
Banks	3.000,00
Others	5.000,00
Environmental Surveillance	3.000,00
<b>TOTAL</b>	<b>755.538,36€</b>

Tabla 36. Tabla resumen costes de la planta al año.



## **Capítulo 6.- Análisis financiero del proyecto.**

### **6.1. Evolución de los precios del mercado eléctrico a largo plazo.**

### **6.2. Análisis de fuentes de ingreso.**

**Mercado mayorista.**

**PPAs.**

### **6.3. Resultados financieros.**

**Escenario venta mercado mayorista.**

**Escenario PPA precio fijo a 10 años.**

**Escenario Asian Put Option a 10 años.**

**Comparativa.**



## Capítulo 6.- Análisis financiero del proyecto.

### 6.1. Evolución de los precios del mercado eléctrico a largo plazo.

Previo a adentrar en la descripción de la curva de precios que se va a emplear para calcular la viabilidad financiera del proyecto, resulta relevante mostrar el impacto a corto plazo que ha supuesto la crisis del COVID19. Los datos para el primer cuatrimestre del año 2019 y 2020 de energía de cierre y precio del mercado diario se encuentran recogidos en las siguientes tablas. Se puede apreciar que durante el mes de Abril la reducción de energía de cierre es alrededor de un 20% menor con respecto el del año anterior, y el precio del mercado diario ha disminuido un 65% para el mismo mes de Abril con respecto el de 2019.

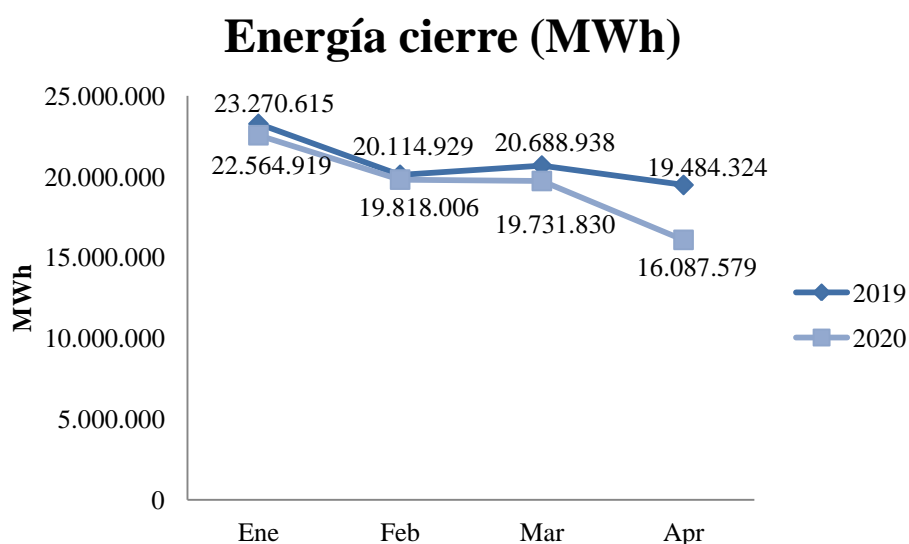


Figura 28.Comparación energía de cierre del primer cuatrimestre 2019/2020. Elaboración propia. Fuente: REE.

## Mercado Diario (€/MWh)

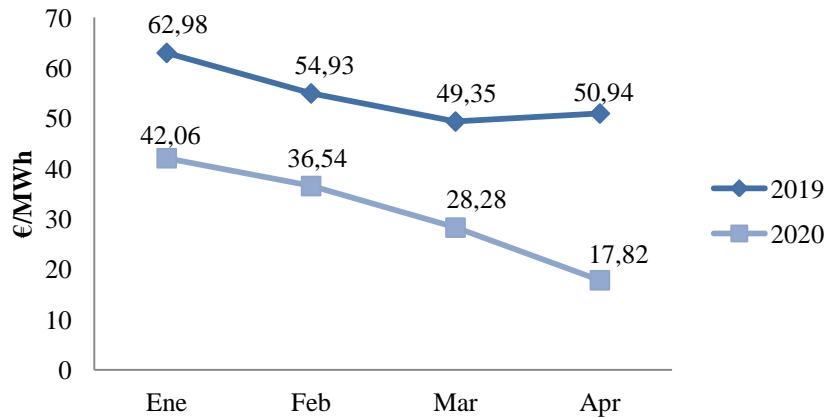


Figura 29. Comparación mercado diario del primer cuatrimestre 2019/2020. Elaboración propia. Fuente: REE.

La inversión de una planta de energía depende en gran medida del precio futuro del mercado eléctrico. Por este motivo, es muy importante tener una previsión de los precios proveniente de una fuente fiable. Dicha fuente es un parámetro que determina en muchas ocasiones que un proyecto sea “bancable” o no.

En el presente proyecto se emplean unas curvas de precios provenientes de un asesor de mercado. El precio capturado por la tecnología fotovoltaica es menor que el precio medio del mercado eléctrico. El hecho de que la tecnología dependa directamente del sol hace que una planta solar sólo pueda generar durante unas horas limitadas y al precio de casación. La diferencia entre el precio medio de mercado y el precio capturado de la fotovoltaica aumenta a medida que crece la incorporación de las tecnologías solares. La brecha existente entre el precio del mercado y el capturado por la fotovoltaica, ofrecida por los valores del asesor, alcanza casi el 50% de diferencia a partir de 2050.

Para la construcción de los precios se han tenido en cuenta entre otros aspectos, las siguientes consideraciones:

- El impuesto de electricidad se retira. En 2020 supone un 7% y va reduciendo en los próximos años hasta ser nulo. Esta reducción es acorde a las directrices que va marcando la UE acerca de la electricidad como producto sujeto a impuesto especial.
- La siguiente consideración, que se tiene en cuenta en el modelo, es la variación del precio del gas. Existe una gran correlación entre el precio de la electricidad y

el precio del gas debido al volumen actual y esperado de generación proveniente de Ciclos combinados. En los próximos diez años se espera un crecimiento de precio de alrededor el 60% con respecto el año 2020. A partir del 2030 se estima una estabilización de los mismos.

### Curva evolución precio del gas.

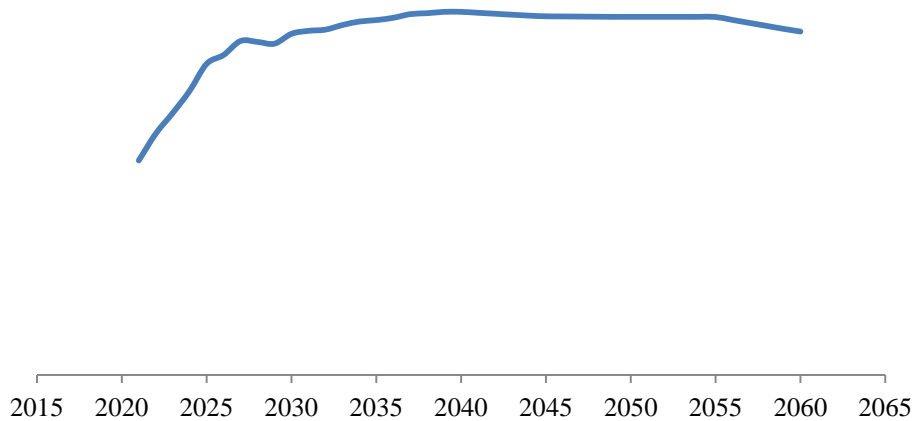


Figura 30. Tendencia curva del precio del gas.

- El crecimiento de la demanda es otro factor importante en la curva de precios. En este incremento se tiene en cuenta la electrificación de otros usos energéticos, crecimiento económico, la evolución de la eficiencia energética, y el incremento de la demanda debido al vehículo eléctrico entre otros aspectos. En general, se estima un aumento de la demanda del 3% anual para los próximos cinco años, un crecimiento del 1% anual para los siguientes 15 años, un crecimiento del 2% anual para los diez siguientes años, y un 1% de crecimiento anual de la demanda para el periodo 2050-2060.

## Crecimiento de la demanda

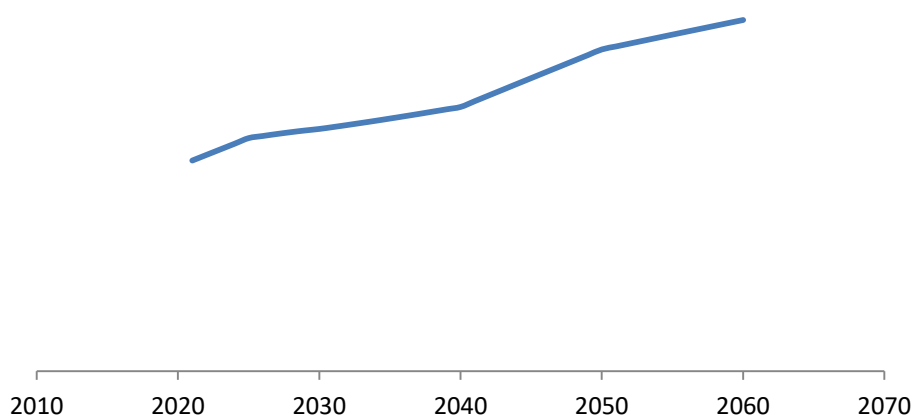


Figura 31. Tendencia crecimiento de la demanda.

El asesor de mercado plantea tres escenarios posibles principalmente en base al mix energético esperado.

- Escenario 1: Escenario central.  
Se establece el cierre progresivo de las centrales nucleares hasta ser nulo en 2039.
- Escenario 2: Escenario a la baja.  
Cierre adelantado de nucleares, alcanzando generación nula en el año 2032.
- Escenario 3: Escenario en el que se cumple el Plan Nacional de Energía.  
El cese completo de las nucleares se sitúa en el año 2035.

## Evolución esperada de Generación PV (GW)

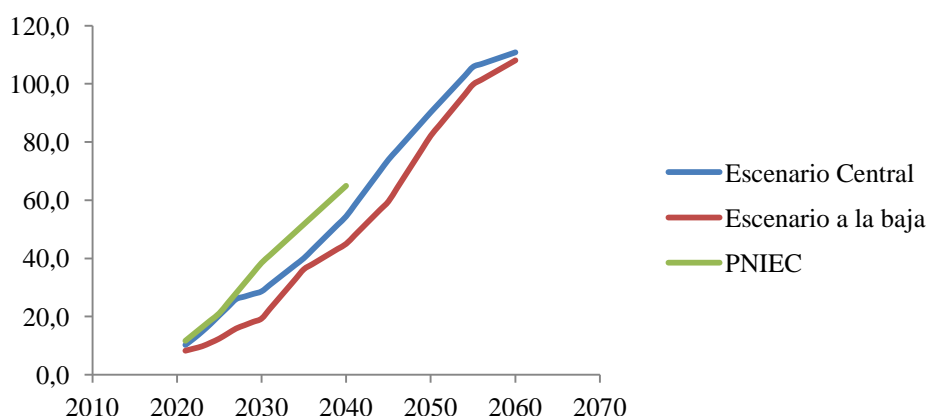


Figura 32. Evolución esperada de generación fotovoltaica según distintos escenarios.

Por otro lado, resulta interesante saber cuáles son los precios de mercado a futuro recogidos en OMIP. Estos valores ayudan a establecer los distintos contratos financieros. En la Tabla 37 podemos encontrar una muestra de datos extraídos del OMIP que corresponden con los resultados del día 29 de Junio de 2020.

SPEL Solar Futures	
Año	D-1 (€/MWh)
2021	43,15
2022	44,25
2023	43,10
2024	42,70
2025	41,95
2026	41,15
2027	40,43

Tabla 37. Muestra resultado a futuros del 29/06/2020. Fuente: OMIP.

### 6.2. Análisis de fuentes de ingreso.

Existen diferentes alternativas de venta de la energía producida por la planta. En este apartado se procederá a analizar tres distintas opciones de venta, con el objetivo de estudiar el impacto en la rentabilidad de la inversión. En primer lugar, se expone le escenario de venta directa en el mercado mayorista, y en segundo lugar se empleará la estructura financiera PPA, realizando dos escenarios con distinto mecanismo de retribución.

## **Mercado mayorista.**

La energía generada por la planta puede ser vendida al mercado mayorista de electricidad diario e intradiario. En la Península Ibérica, OMIE es el operador de mercado eléctrico que gestiona este mercado.

OMIE interviene activamente en el acoplamiento de los mercados mayoristas de electricidad de la Unión Europea, a la vez que el resto de NEMOs (Nominated Electricity Market Operator) de los estados miembros. OMIE forma parte del PCR (Price Coupling of Regions), junto con otros siete operadores del sistema de Europa. Mediante el proyecto PCR se pretende armonizar los distintos mercados eléctricos europeos, empleando un mismo algoritmo, Euphemia, para acoplar y poder fijar los distintos precios en Europa. Uno de los objetivos de este sistema es incrementar la transparencia y eficiencia del mercado eléctrico.

El mercado de electricidad está constituido por un mercado diario, un mercado intradiario de subastas y un mercado intradiario continuo (51).

En mercado diario se establecen los precios y energías en toda Europa para las 24 horas del día siguiente. La sesión del mercado diario se realiza todos los días del año a las 12:00 CET. Los agentes compradores y vendedores de la península Ibérica presentan sus ofertas a través de OMIE. El precio y volumen de energía se acuerda por el cruce entre oferta y demanda. Se tiene en cuenta también la capacidad de flujo de interconexión entre las distintas zonas. En los momentos en que la interconexión entre dos zonas esté saturada, los precios serán diferentes. Una vez obtenidos los resultados del mercado diario, éstos se remiten al Operador del Sistema (Red Eléctrica en el caso de España), que verificará su viabilidad técnica.

Los mercados intradiarios están formados por seis sesiones de subastas en el ámbito de Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) y un mercado continuo transfronterizo europeo. El objetivo de estos mercados es ajustar en tiempo real los resultados del mercado diario.

El mercado diario eléctrico español es de tipo marginalista. En este tipo de mercados los generadores ofertan el precio mínimo al que están dispuestos a vender una cantidad de energía. El cruce entre las curvas de oferta y demanda es el precio que reciben todos los generadores casados.



Vender directamente la energía generada producida por la planta fotovoltaica a través del mercado mayorista significa que el inversor es quien asume al completo el riesgo de la variabilidad del mercado. Este hecho influye a la hora de solicitar un préstamo al banco, ya que por regla general exigirá un interés superior al exigido en proyectos en los que se emplea un soporte financiero como son los PPA.

### **PPAs.**

Como alternativa a la venta en el mercado mayorista, existen los denominados PPAs (Power Purchase Agreement) que son contratos de compraventa de energía a largo plazo entre un generador renovable y un consumidor. Los PPAs aseguran durante un periodo de entre cinco a quince años la compra de electricidad a un precio fijado con anterioridad.

Como estructuras más habituales de PPAs se pueden diferenciar entre los físicos y los sintéticos. En los PPAs físicos existe una entrega física de electricidad. Por otro lado, en los PPA financieros o sintéticos, los desarrolladores y compradores no tienen que estar conectados a la misma red.

En función del punto de inyección de la energía los PPAs físicos se pueden dividir a su vez en:

- **PPA Onsite**. Son aquellos contratos en las que las instalaciones fotovoltaicas se realizan en las instalaciones del cliente y están conectadas a su red interior. La energía producida por los paneles es energía que el cliente deja de demandar a la red.
- **PPA OFFsite**. Son aquellos contratos asociados a plantas fotovoltaicas o parques eólicos conectados a la red de transporte o distribución. No existe conexión directa entre el generador y consumidor.

A continuación se muestran una serie de ventajas para el consumidor y desarrollador de un PPA, sacadas de la página web de Iberdrola.

Ventajas para el consumidor.	Ventajas para el desarrollador.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suministro de energía limpia y trazable desde un activo concreto.</li> <li>• Se viabiliza la inversión en nuevos activos renovables que reducirán la generación de energía procedente de fuentes contaminantes.</li> <li>• Posibilidad de branding del parque.</li> <li>• Energía a precio competitivo (importantes descuentos sobre el precio actual y futuro de la energía).</li> <li>• Electricidad a precio estable y predecible.</li> <li>• Cada producto está adaptado al perfil del cliente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite invertir en nuevos activos gracias a la certidumbre de ingresos a largo plazo que proporciona.</li> <li>• Permite tomar una decisión de inversión bajo criterios de rentabilidad vs. riesgo.</li> <li>• Permite conseguir la financiación necesaria para llevar a cabo el proyecto.</li> <li>• Establece relaciones a largo plazo con los clientes finales.</li> <li>• Es una vía alternativa de inversión en activos renovables adicional a las subastas y venta de parques merchant.</li> </ul>

Tabla 38. Ventajas de un PPA<sup>5</sup>.

Por otro lado, los PPA financieros son más flexibles en su estructura al no haber entrega física de la electricidad. Son contratos de cobertura del precio de la energía a largo plazo, en el que se ajustan diferencias entre productor y consumidor en precio o cantidad de electricidad.

Existen diversos mecanismos para fijar el precio por la energía acordada entre productor y consumidor. En el presente proyecto, como ya se ha mencionado, se van a estudiar dos escenarios de inversión para los mecanismos más comunes.

Tipos de mecanismos de precios de las PPAs:

### **PPA de precio fijo.**

Este mecanismo consiste en fijar un precio entre comprador y vendedor durante un periodo también establecido. Este precio ha de estar acordado por ambas partes y es constante en el periodo marcado. Si el precio de mercado es superior al precio fijado, el generador estaría vendiendo su energía a un precio menor de mercado. Por el contrario,

<sup>5</sup> Fuente: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/top-stories/contrato-ppa-energia>

si el precio de mercado fuese inferior, el generador estaría vendiendo la energía más cara.

Para el presente trabajo, se desea establecer un precio coherente y justo para un precio fijo de PPA. Para ello, se ha tenido en cuenta valores de precio a futuro publicados por OMIP. El siguiente gráfico y la tabla que acompaña muestran la evolución de precio de mercado a futuro para los años 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 y 2027. Se han recogido 24 datos históricos entre el 20/03/2020 y el 22/05/2020.

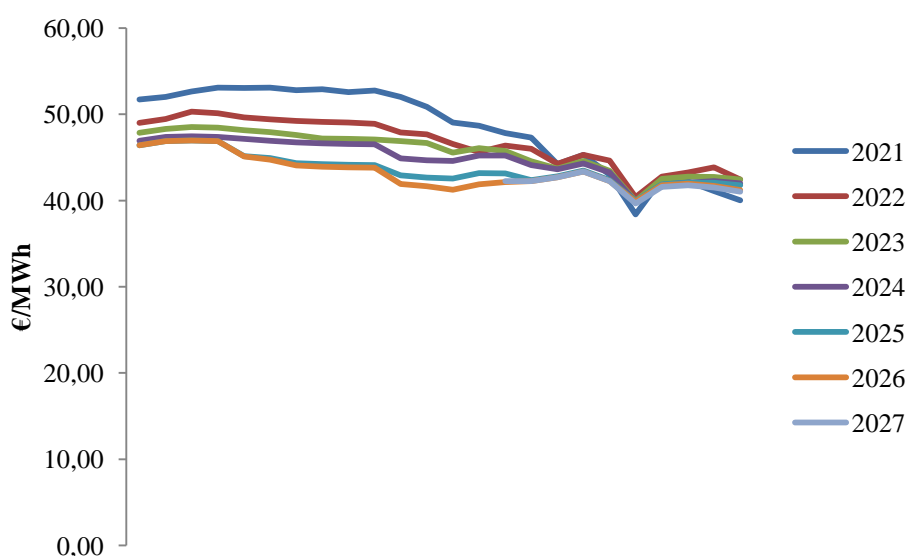


Figura 33. Evolución de precio de mercado a futuro entre el 20/03/2020 y el 22/05/2020. Elaboración propia.

Fuente: OMIP.

	07/06/2019	21/06/2019	08/07/2019	22/07/2019	08/08/2019	22/08/2019
2021	51,70	52,00	52,65	53,10	53,05	53,10
2022	49,00	49,45	50,30	50,10	49,62	49,40
2023	47,84	48,29	48,53	48,45	48,13	47,91
2024	46,92	47,37	47,45	47,37	47,13	46,91
2025	46,42	46,87	46,95	46,87	45,15	44,93
2026	46,42	46,87	46,95	46,87	45,10	44,72
2027						
	08/09/2019	23/09/2019	08/10/2019	22/10/2019	08/11/2019	22/11/2019
2021	52,80	52,90	52,55	52,75	52,00	50,85
2022	49,23	49,10	49,03	48,90	47,90	47,65
2023	47,58	47,20	47,13	47,08	46,90	46,65
2024	46,73	46,62	46,55	46,50	44,90	44,65

2025	44,33	44,22	44,15	44,10	42,90	42,65
2026	44,08	43,92	43,85	43,80	41,90	41,65
2027						
	09/12/2019	23/12/2019	08/01/2020	22/01/2020	07/02/2020	21/02/2020
2021	49,05	48,65	47,80	47,30	44,20	45,30
2022	46,55	45,63	46,35	46,00	44,25	45,30
2023	45,55	46,08	45,75	44,55	43,70	44,57
2024	44,60	45,23	45,20	44,10	43,63	44,28
2025	42,55	43,18	43,15	42,35	42,81	43,46
2026	41,25	41,88	42,13	42,25	42,71	43,36
2027			42,25	42,25	42,71	43,36
	09/03/2020	23/03/2020	08/04/2020	22/04/2020	08/05/2020	22/05/2020
2021	43,00	38,40	42,50	42,20	41,10	40,03
2022	44,63	40,40	42,75	43,25	43,83	42,45
2023	43,43	39,93	42,50	42,75	42,73	42,45
2024	43,24	39,83	41,75	42,05	42,25	41,97
2025	42,35	39,96	41,88	42,05	42,05	41,77
2026	42,25	39,86	41,78	41,95	41,70	41,22
2027	42,25	39,66	41,58	41,75	41,50	41,02

Tabla 39. Valores de mercado a futuro entre el 20/03/2020 y el 22/05/2020. Valores en [€/MWh] Elaboración propia. Fuente: OMIP.

A partir de esos valores se puede realizar la media aritmética que es de 44,90€/MWh, o optar por algún tipo de ponderación que diera más peso a los valores de los años más próximos por su mayor fiabilidad de precios.

Por otro lado, gracias a los datos otorgados por el asesor de mercado se ha podido calcular el valor que ronda el coeficiente de apuntalamiento de la energía solar fotovoltaica con respecto a lo esperado en el mercado, que se ha aproximado a 0,9. Esto quiere decir que, el valor capturado por esta tecnología es alrededor el 90% del precio del mercado. Por tanto, empleando el valor de 44,90 €/MWh, al multiplicarlo por 0,9 se obtendría un valor de 40,41€/MWh, el cual se establece como precio fijo de PPA en el presente proyecto. En el escenario de estudio, el periodo por el que se firmaría el PPA es 10 años.

### **Asian put option. (Descuento a PPA del mercado).**

El otro mecanismo de establecimiento de precios que se va a plantear es la estructura financiera denominada ‘Asian put option’

Una opción de venta otorga al comprador el derecho de vender en el futuro un activo al vendedor de la opción a un precio previamente otorgado. El comprador de una opción put se beneficia de la opción si el activo subyacente baja, es decir, si cuando llega la fecha de vencimiento de la opción put, el activo tiene un precio menor que el precio acordado (52).

Para gozar de este derecho el productor ha de pagar una tasa denominada “premium price”. Este derecho permite al productor vender su energía cuando le interese al precio acordado previamente denominado precio “strike price”. El productor se garantiza un precio suelo que corresponde con el “strike Price” menos el “premium price” que ha pagado por adquirir ese derecho.

En el escenario anterior el precio fijo de PPA se ha fijado en 40,41€/MWh. Empleando este valor como “strike price” y añadiendo un valor de “premium price” de 2,5€/MWh, se obtiene un suelo de 37,91€/MWh para el productor. El periodo por el que se establece este mecanismo financiero es de 10 años.

### **6.3. Resultados financieros.**

**Escenario venta mercado mayorista.**

**Escenario PPA precio fijo a 10 años.**

**Escenario Asian Put Option a 10 años.**



# Escenario Venta de Mercado Mayorista.

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3.861.747,62	3.693.154,03	3.560.611,89	3.478.965,94	3.441.854,14	3.590.301,33	3.302.949,98	3.242.510,77	3.182.071,56	3.121.632,34	3.061.193,13	3.001.814,25	2.935.013,02	2.868.211,78	2.801.410,55	2.734.609,31	2.665.687,40
52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50
755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28
2.901.661,48	2.733.067,88	2.600.525,75	2.518.879,80	2.481.768,00	2.630.215,19	2.342.863,84	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
2.901.661,48	2.733.067,88	2.600.525,75	2.518.879,80	2.481.768,00	2.630.215,19	2.342.863,84	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
14.272.394,64	17.157.771,80	19.910.606,83	22.581.795,91	25.215.873,19	27.998.397,66	30.493.570,78	32.928.304,69	35.302.599,38	37.616.454,87	39.869.871,14	42.063.908,53	44.191.144,69	46.251.579,61	48.245.213,30	50.172.045,75	52.029.956,29
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
12.211.801,82	15.097.178,99	17.850.014,02	20.521.203,09	23.155.280,37	25.937.804,84	28.432.977,96	30.867.711,87	33.242.006,57	35.555.862,05	37.809.278,32	40.003.315,72	42.130.551,87	44.190.986,80	46.184.620,48	48.111.452,93	49.969.363,48

## Escenario PPA precio fijo a 10 años.

Installed Power (MWp)	50,00																			
Annual equivalent hours																				
Energy generated (MWh)	104.477,00																			
O&M (€/MWh)	0,50																			
Losses	0,50%																			
Electricity price (€/MWh)	Variable																			
Investment	30.461.856,26 €	(€/MWh) Precio fijo PPA	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41
Commercial life	30 años	Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13				
Inflation	0%																			
		<i>Inflation</i>	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Revenues		1 Revenues	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.200.805,99	4.091.840,76	3.930.669,53	3.669.826,61				
Variable Costs	52.238,50 €	Variable Costs	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50				
Fixed Costs	755.538,36 €	Fixed Costs	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36				
		<b>EBITDA</b>	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.284.063,90	3.122.892,67	2.862.049,75				
Depreciation	20 años	Depreciation	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28				
Savage Value		<b>EBIT</b>	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.131.754,62	2.970.583,39	2.709.740,47				
IVPEE		Taxes	129.628,79	64.814,40																
VAT	21%	<b>NOPAT</b>	3.111.091,06	3.175.905,45	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.240.719,85	3.131.754,62	2.970.583,39	2.709.740,47				
Selling price		2 CAPEX	(30.461.856,26)																	
		Taxes	(6.396.989,81)	3.198.494,91	3.198.494,91															
		-NCS (Net Capital Expen.)	(36.858.846,07)	3.198.494,91	3.198.494,91															
Present Value (PV)	47.544.351,60 €	1 OCF (Operating Cash Flow)	3.263.400,34	3.328.214,74	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.284.063,90	3.122.892,67	2.862.049,75				
Discount rate r	6%	2 -NCS	(36.858.846,07)	3.198.494,91	3.198.494,91															
Net Present Value (NPV)	10.685.505,53 €	Free Cash Flow	(36.858.846,07)	6.461.895,25	6.526.709,64	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.284.063,90	3.122.892,67	2.862.049,75				
IRR	9,3%	Weird Cash Flows																		
Accumulated Cash Flow	53.354.530,61 €	<b>CFFA (Cash Flow From Assets)</b>	(36.858.846,07)	6.461.895,25	6.526.709,64	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.393.029,13	3.284.063,90	3.122.892,67	2.862.049,75				
Periodo de retorno	9,0 años	Accumulated CFFA	(36.858.846,07)	(30.396.950,83)	(23.870.241,19)	(20.477.212,05)	(17.084.182,92)	(13.691.153,79)	(10.298.124,66)	(6.905.095,53)	(3.512.066,39)	(119.037,26)	3.273.991,87	6.558.055,78	9.680.948,44	12.542.998,19				
		Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,04							
Debt %	80%	Loan Payments	6.019.589,09	6.174.697,33	3.133.637,28	3.180.641,83	3.228.351,46	3.276.776,73	3.325.928,39	1.147.454,75										
Prestamo	29.487.076,86 €	Acc Payments	6.019.589,09	12.194.286,42	15.327.923,69	18.508.565,53	21.736.916,99	25.013.693,72	28.339.622,11	29.487.076,86	29.487.076,86	29.487.076,86	29.487.076,86	29.487.076,86	29.487.076,86	29.487.076,86				
Privado	7.371.769,21 €	Maximum Assc Paym																		
		Ppat at the end	29.487.076,86	23.467.487,77	17.292.790,44	14.159.153,17	10.978.511,33	7.750.159,87	4.473.383,13	1.147.454,75										
Horizonte	10 años	Interests	(442.306,15)	(352.012,32)	(259.391,86)	(212.387,30)	(164.677,67)	(116.252,40)	(67.100,75)	(17.211,82)										
Interés	1,5%	Interests	(442.306,15)	(352.012,32)	(259.391,86)	(212.387,30)	(164.677,67)	(116.252,40)	(67.100,75)	(17.211,82)										
		Principal	29.487.076,86	(6.019.589,09)	(6.174.697,33)	(3.133.637,28)	(3.180.641,83)	(3.228.351,46)	(3.276.776,73)	(3.325.928,39)	(1.147.454,75)									
		<b>Cash Flow from Bank</b>	29.487.076,86	(6.461.895,25)	(6.526.709,64)	(3.393.029,13)	(3.393.029,13)	(3.393.029,13)	(3.393.029,13)	(3.393.029,13)	(1.164.666,57)									
Present Value (PV)	22.188.321,33 €	Cash Flow for Shareholders	(7.371.769,21)								2.228.362,56	3.393.029,13	3.393.029,13	3.284.063,90	3.122.892,67	2.862.049,75				
Discount rate r	6%	Accumulated CFFA	(7.371.769,21)	(7.371.769,21)	(7.371.769,21)	(7.371.769,21)	(7.371.769,21)	(7.371.769,21)	(7.371.769,21)	(7.371.769,21)	(5.143.406,65)	(1.750.377,52)	1.642.651,61	4.926.715,52	8.049.608,19	10.911.657,93				
Net Present Value (NPV)	14.816.552,11 €	Payback		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,52							
IRR	14,4%																			
Accumulated Cash Flow	51.723.190,35 €																			
Periodo de retorno	9,5 años																			



### Escenario PPA precio fijo a 10 años.

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3.861.747,62	3.693.154,03	3.560.611,89	3.478.965,94	3.441.854,14	3.590.301,33	3.302.949,98	3.242.510,77	3.182.071,56	3.121.632,34	3.061.193,13	3.001.814,25	2.935.013,02	2.868.211,78	2.801.410,55	2.734.609,31	2.665.687,40
52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50
755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28
2.901.661,48	2.733.067,88	2.600.525,75	2.518.879,80	2.481.768,00	2.630.215,19	2.342.863,84	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
2.901.661,48	2.733.067,88	2.600.525,75	2.518.879,80	2.481.768,00	2.630.215,19	2.342.863,84	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
15.596.968,95	18.482.346,12	21.235.181,15	23.906.370,23	26.540.447,51	29.322.971,98	31.818.145,10	34.252.879,01	36.627.173,70	38.941.029,19	41.194.445,46	43.388.482,85	45.515.719,01	47.576.153,93	49.569.787,62	51.496.620,07	53.354.530,61
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
13.965.628,69	16.851.005,86	19.603.840,89	22.275.029,97	24.909.107,25	27.691.631,72	30.186.804,84	32.621.538,75	34.995.833,44	37.309.688,93	39.563.105,20	41.757.142,59	43.884.378,75	45.944.813,67	47.938.447,36	49.865.279,81	51.723.190,35



Escenario Asian Put Option a 10 años.

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3.861.747,62	3.693.154,03	3.560.611,89	3.478.965,94	3.441.854,14	3.590.301,33	3.302.949,98	3.242.510,77	3.182.071,56	3.121.632,34	3.061.193,13	3.001.814,25	2.935.013,02	2.868.211,78	2.801.410,55	2.734.609,31	2.665.687,40
52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50	52.238,50
755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36	755.538,36
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28	152.309,28
2.901.661,48	2.733.067,88	2.600.525,75	2.518.879,80	2.481.768,00	2.630.215,19	2.342.863,84	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
2.901.661,48	2.733.067,88	2.600.525,75	2.518.879,80	2.481.768,00	2.630.215,19	2.342.863,84	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
13.139.315,53	16.024.692,69	18.777.527,72	21.448.716,80	24.082.794,08	26.865.318,55	29.360.491,67	31.795.225,58	34.169.520,28	36.483.375,76	38.736.792,03	40.930.829,42	43.058.065,58	45.118.500,50	47.112.134,19	49.038.966,64	50.896.877,18
3.053.970,76	2.885.377,17	2.752.835,03	2.671.189,08	2.634.077,28	2.782.524,47	2.495.173,12	2.434.733,91	2.374.294,70	2.313.855,48	2.253.416,27	2.194.037,39	2.127.236,16	2.060.434,92	1.993.633,69	1.926.832,45	1.857.910,54
11.403.288,19	14.288.665,35	17.041.500,38	19.712.689,46	22.346.766,74	25.129.291,21	27.624.464,33	30.059.198,24	32.433.492,94	34.747.348,42	37.000.764,69	39.194.802,08	41.322.038,24	43.382.473,16	45.376.106,85	47.302.939,30	49.160.849,84

### Parámetros comparativos financieros.

En la Tabla 40 vienen recogidos los valores de los principales índices financieros para los escenarios planteados.

Siendo:

- **PV: Present Value o Valor Presente. (53).**

Es el valor que tiene a día de hoy el flujo de dinero que se recibirá en el futuro el proyecto. El valor presente de cada flujo se calcula a través de la siguiente expresión:

$$PV = \frac{FV}{(1 + r)^n}$$

Donde “FV” es el valor del flujo futuro esperado y “r” es la tasa de descuento (54). La tasa de descuento es el coste de capital que se aplica para determinar el valor presente de un pago a futuro. Se ha considerado una r de 6% para realizar los cálculos.

El PV de todo el proyecto corresponde con el sumatorio de los valores presente de todos los flujos esperados.

- **NPV: Net Present Value o Valor actual Neto. (55).**

Consiste en actualizar los cobros y los pagos de un proyecto para determinar cuánto se va a ganar o perder con la inversión. La fórmula viene dada por:

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + r)^t}$$

Si el NPV es positivo el proyecto aporta beneficios, mientras que si es negativo supone pérdidas.

- **IRR: Internal Rate of Return o Tasa Interna de Retorno. (56)**

Corresponde con el porcentaje de beneficio o pérdida que dará una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Se calcula para un NPV igual a cero.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

		Mercado Mayorista	PPA precio fijo 10 años	Asian put Option 10 años
100% Equity	PV	46.557.884,65 €	47.544.351,60 €	45.741.113,95 €
	r	6%	6%	6%
	NPV	9.699.038,57 €	10.685.505,53 €	8.882.267,88 €
	IRR	9,0%	9,3%	8,7%
	Payback	9,4 años	9 años	9,7 años
80% Debt	PV	21.102.060,89 €	22.188.321,33 €	20.607.843,52 €
	r	6%	6%	6%
	NPV	13.730.291,67 €	14.816.552,11 €	13.236.074,31 €
	IRR	13,7%	14,4%	13,4%
	Payback	10 años	9,5 años	10,3 años

Tabla 40. Comparativa financiera.

Los resultados ofrecidos dependen de los valores que se han fijado de presupuesto, costes de operación y mantenimiento, número de horas de funcionamiento de la planta, precios del mercado y otros parámetros relevantes. Por tanto, son escenarios hipotéticos y están sometidos a variabilidad. La vida útil del proyecto se establece en 30 años.

Se han calculado los parámetros financieros en cada escenario para dos estructuras de financiación distintas: la primera en la que el fondo de inversión es dueño del 100% de los activos; y la segunda en la que el 80% de la financiación es a través de un préstamo bancario.

Los intereses bancarios se han considerado distintos según si se ha firmado PPA o no. El interés para los escenarios de PPA se ha establecido en 1,5% y es menor que el del escenario en el que se vende directamente la energía en el mercado (1,8%), ya que al garantizar unos ingresos fijos el riesgo que se asume es menor.

Las siguientes gráficas son comparativas visuales de los parámetros mencionados para los distintos escenarios.

- **Net Present Value:**

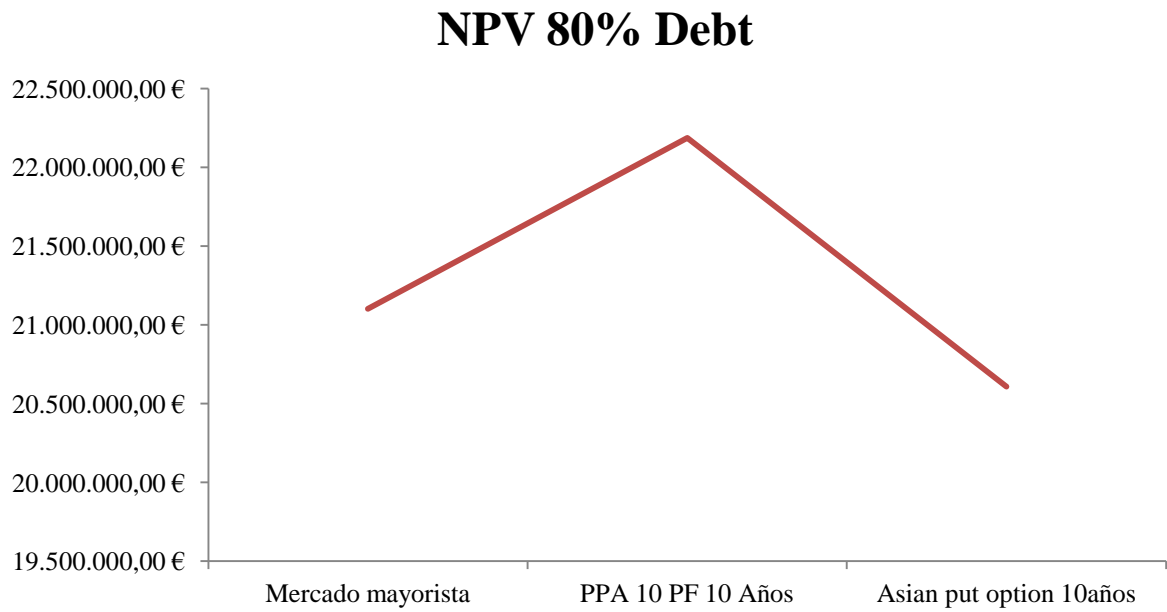


Figura 34. Comparativa NPV 80% deuda.

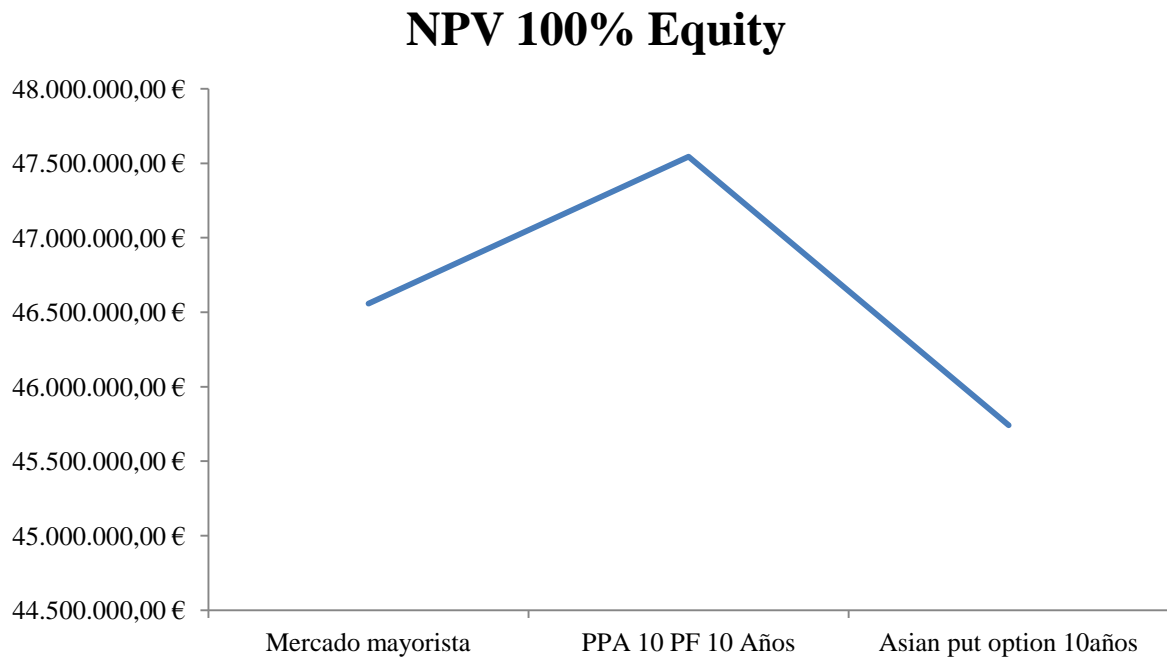
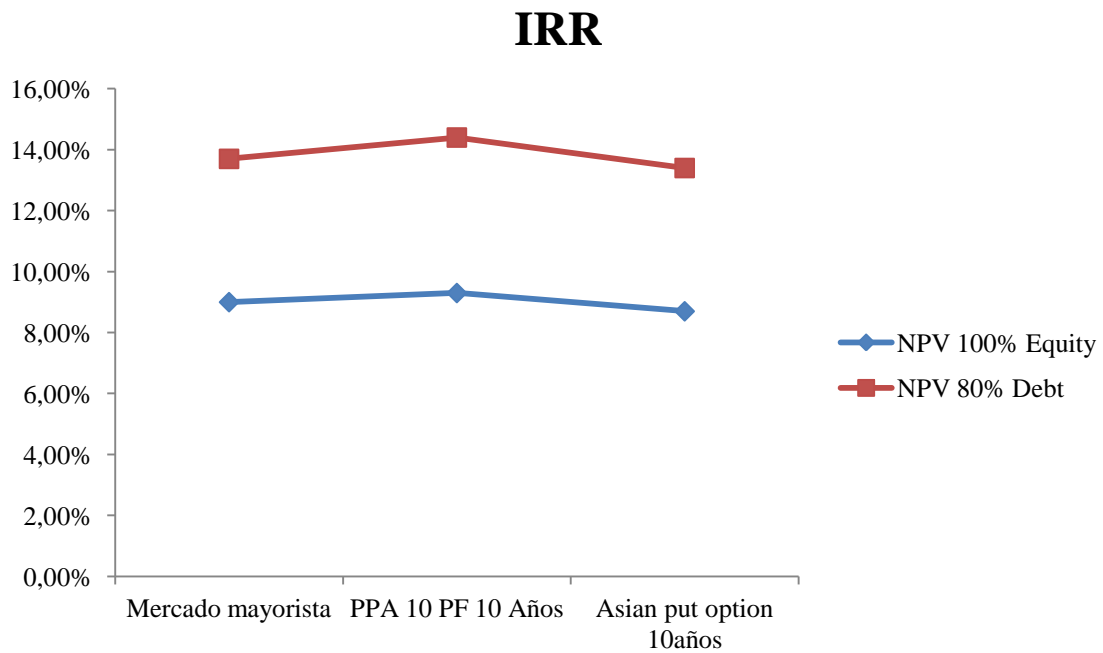
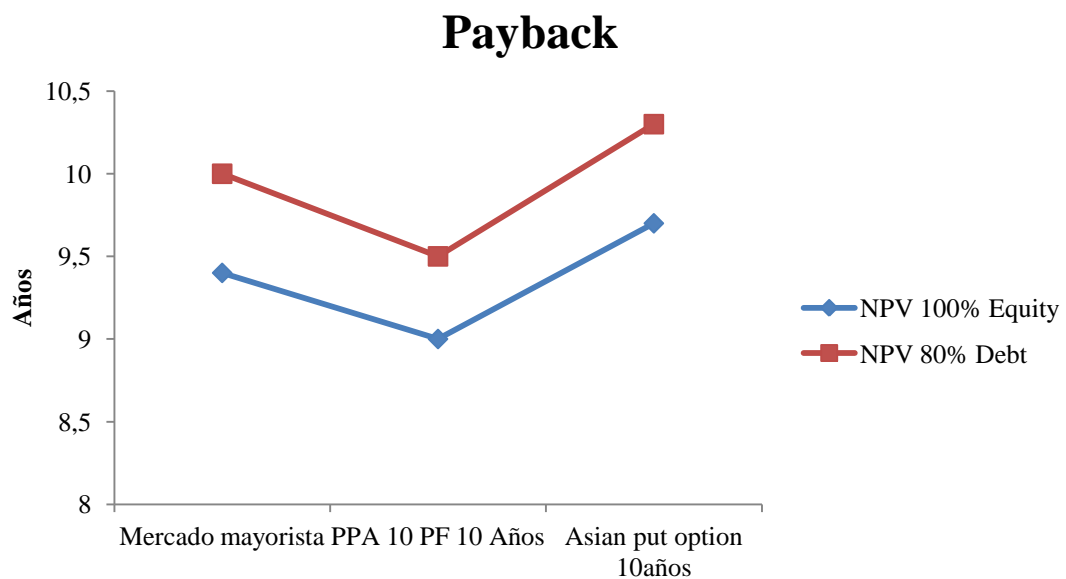


Figura 35. Comparativa NPV 100% Equity.

- **IRR:**



- **Payback**



Además, se ha añadido la siguiente gráfica con el Accumulated Cash Flow (ACF) de cada periodo para los tres escenarios. El ACF (57) es la diferencia entre los pagos y cobros en un determinado periodo del proyecto

## ACF Shareholders

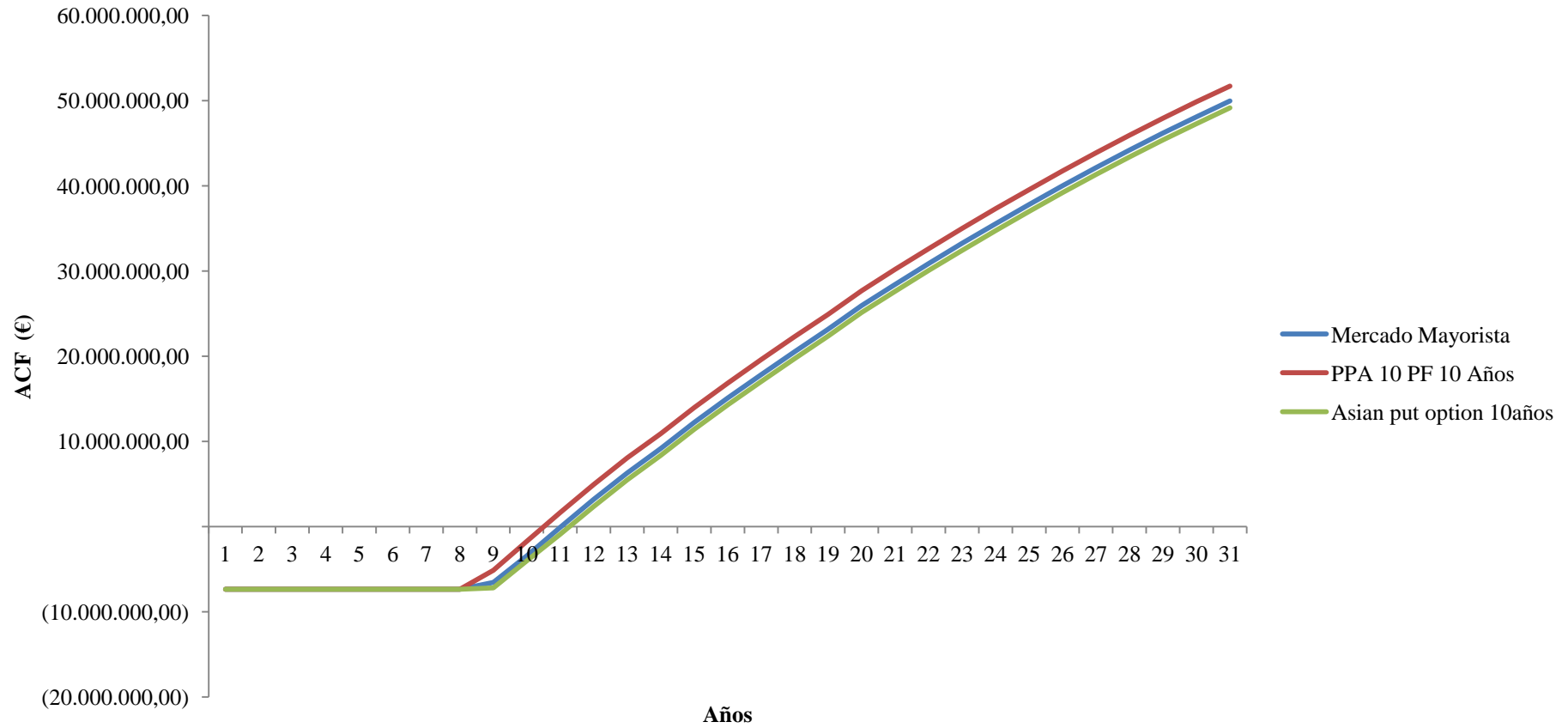


Figura 36. ACF Shareholders



## **Capítulo 7.- Conclusiones.**



## Capítulo 7.- Conclusiones.

En relación a la viabilidad técnica del presente proyecto se pueden concluir los siguientes puntos:

- Los terrenos no presentan ninguna restricción ambiental relevante que impidan que se lleve a cabo el proyecto.
- Existen yacimientos arqueológicos catalogados dentro del terreno de estudio. Esto supone emplear en dichas zonas otro método de sujeción de las placas a los terrenos para preservar el patrimonio.
- Se emplearan placas fotovoltaicas monocristalinas y seguidores a un eje.

Una vez aprobado permiso de acceso se procederá a realizar un proyecto de ingeniería de detalle en el que se incluirán las modificaciones correspondientes. Se puede concluir que el proyecto es técnicamente viable siempre que la solicitud de acceso a la red de distribución ya realizada sea positiva. El permiso de acceso se ha convertido en el principal cuello de botella a la hora de poner en marcha un proyecto de este estilo. Por este motivo el reciente RD 23/2020 pretende solucionar la situación de la gestión de las solicitudes de acceso.

En cuanto a la viabilidad financiera, en base a los principales índices financieros expuestos, se puede decir que el proyecto es rentable en todos los escenarios planteados. Es decir, proyectos de plantas fotovoltaicas como las que se expone en este trabajo actualmente son rentables, y a día de hoy no se necesita de un sistema de primas para poder recuperar la inversión de proyectos fotovoltaicos. Esto se debe principalmente a la evolución tecnológica de los paneles que ha permitido además, reducir sus precios. Este coste de los módulos supone un porcentaje alto en la inversión y ahora se ve reducido. No obstante, se prevé una bajada en los precios de retribución de la energía, lo que afecta directamente en la rentabilidad de los proyecto.

Dentro de todos los casos de estudio se ha obtenido que el escenario más rentable es haber firmado un PPA a 10 años a un precio de 40,41€/MWh. Este precio es el valor que rondaban los PPA previo a la crisis del COVID-19. Sin embargo, los escenarios han sido planteados con valores de mercado a futuro ofrecidos durante dicha crisis por un asesor de mercado. Tiene sentido que haya salido este caso de estudio el más rentable, ya que el mercado está va a la baja y la retribución ofrecida por el valor del PPA a

precio fijo es mayor que lo ofertado en el mercado, por lo que el generador sale ganando si ha firmado este PPA a precio fijo.

## Capítulo 8.- Bibliografía.



## Capítulo 8.- Bibliografía.

1. Artículo ¿En qué consiste el efecto fotovoltaico? Autor: José Alfonso Lorenzo. [En línea] <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-efecto-fotovoltaico/>.
2. *Protocolo de Kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático*. Kyoto : s.n., 1998. FCCC/INFORMAL/83.
3. Objetivos de desarrollo sostenible. [En línea] Naciones Unidas. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
4. DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009. *relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y*.
5. MITECO. [En línea] Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision/>.
6. Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía. Vol. Jefatura del Estado, BOE-A-1981-1898.
7. Plan Energético Nacional 1991-2000. 201/000001.
8. Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional. BOE-A-1994-28966.
9. Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. BOE-A-1994-28980.
10. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. BOE-A-1997-25340.
11. Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. BOE-A-1998-30041.
12. Plan de Fomento de las Energías Renovables en España. Diciembre 1999.
13. Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. BOE-A-2000-11836.
14. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. BOE-A-2000-17599.

15. Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus pre. BOE-A-2002-17369.
16. 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. BOE-A-2004-5562.
17. Plan de energías renovables en España 2005-2010. Ministerio de industria, turismo y comercio. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
18. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE-A-2007-10556.
19. Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para . BOE-A-2007-13024.
20. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/. BOE-A-2008-15595.
21. Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. BOE-A-2009-7581.
22. Plan de Energías Renovables 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
23. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cog. BOE-A-2012-1310.
24. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. BOE-A-2012-15649.
25. Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. BOE-A-2013-1117.
26. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. BOE-A-2013-7705.
27. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE-A-2013-13645.



28. 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. BOE-A-2014-6123.
29. Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y pa. BOE-A-2015-11200.
30. Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléct. BOE-A-2015-11432.
31. Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléct. BOE-A-2017-3639.
32. Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada . BOE-A-2017-3880.
33. Resolución de 19 de mayo de 2017, de la Dirección General de Política. BOE-A-2017-5848.
34. Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se po. BOE-A-2017-6940.
35. Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia inst. BOE-A-2017-7389.
36. Resolución de 27 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 1. BOE-A-2017-8997.
37. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE-A-2018-13593.
38. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. 20 de enero 2020.
39. Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

40. Red Eléctrica de España. [En línea] <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio/como-conectar-tu-instalacion-a-la-red>.
41. Guía descriptiva de procedimientos de acceso a la Red. REE. Diciembre 2019.
42. Guía descriptiva del procedimiento de Conexión a la Red. REE. Agosto 2017.
43. Guía descriptiva del procedimiento de puesta en servicio. REE. Enero 2018.
44. Autorización administrativa previa para instalaciones de producción, distribución y transporte y líneas directas de energía eléctrica. Consejería: Hacienda, Industria y Energía. 9588.
45. 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. BOE-A-2000-24019.
46. Ley 7/2007, de 9 de julio de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental. Comunidad Autónoma de Andalucía. BOE-A-2007-15158.
47. Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Jefatura del Estado. BOE-A-2013-12913.
48. Red Natura 2000. [En línea] <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-prottegidos/red-natura-2000/>.
49. SNCZI-IPE. [En línea] <https://sig.mapama.gob.es/snczi/>.
50. **Tartaglia, Andrea M.A.** Tecnología fotovoltaica con paneles bifaciales: ¿Vuelve para quedarse? Universidad Politécnica de Cartagena. 30 de Septiembre 2019.
51. OMIE. [En línea] <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>.
52. Economipedia. [En línea] <https://economipedia.com/definiciones/opcion-put.html>.
53. [En línea] <https://economipedia.com/definiciones/valor-presente.html>.
54. [En línea] <https://economipedia.com/definiciones/tasa-descuento.html>.
55. [En línea] <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>.
56. [En línea] <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>.
57. [En línea] <https://www.rekursosenprojectmanagement.com/flujo-de-caja/>.
58. [En línea] <https://www.rekursosenprojectmanagement.com/flujo-de-caja/>.

## **Capítulo 9.- Anexos.**

**Anexo 1. Referencia de yacimientos arqueológicos en el emplazamiento.**

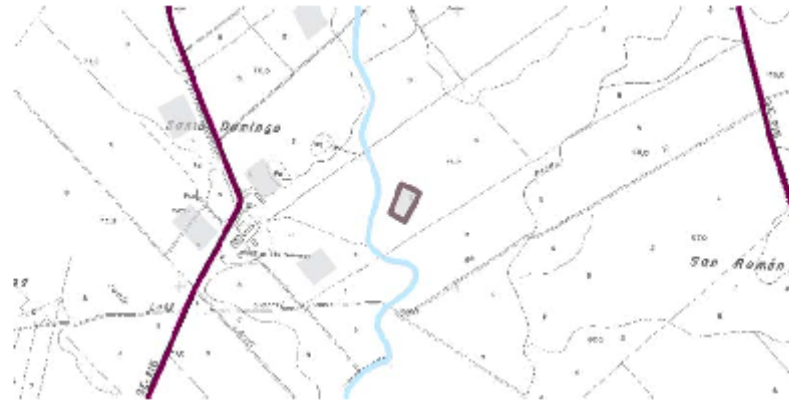
**Anexo 2. Resultados simulación PVSist.**

**Anexo 3. Hoja técnica Placa Solar.**

**Anexo 4. Hoja técnica Inversor.**

# Anexo 1. Referencia de yacimientos arqueológicos en el

PLAN ESPECIAL DE PROTECCIÓN DEL PATRIMONIO HISTÓRICO DE CARMONA		
<b>CATÁLOGO DE YACIMIENTOS ARQUEOLÓGICOS</b>		
EXCMO. AYUNTAMIENTO DE CARMONA. SOCIEDAD PARA EL DESARROLLO DE CARMONA S.A. OFICINA DE PLANEAMIENTO.		
DENOMINACIÓN <b>Santo Domingo Este</b>	CÓDIGO <b>410240116</b>	FICHA <b>70</b>
<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>PLANO DE LOCALIZACIÓN</b>	
<i>DESCRIPCIÓN GENERAL</i>		
TIPOLOGÍA CONSTRUCCIONES FUNERARIAS; EDIFICIOS AGROPECUARIOS; Aljeres;	SITUACIÓN Llano	
PERIODO HISTÓRICO: EPOCA ROMANA; Epoca romana. Alto Imperio romano; Epoca romana. Bajo Imperio romano;		
<b>DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO</b>		
<p>Numerosos restos en superficie sobre una zona muy vasta, en la que hubo sin duda una construcción y necrópolis romana y también un horno de ladrillos, se hace constar la presencia de un aliler retocado. El lugar es rico en cerámica: pintada ibero-púnica, sigillata gálica, hispánica, clara y estampada roja.</p> <p>Tal como cita Ponsich se trata de un establecimiento rural romano. Su actividad ocupa los s. I-IV / V d. C.</p>		
<i>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i>		
<p>AMORES CARREDANO, Fernando. Carta arqueológica de Los Alcores, Sevilla. Sevilla. 1982</p> <p>PONSICH, Michel. Implantation rurale antique sur le Bas-Guedalquivir. Paris. 1974</p>		
<b>ESTADO DE CONSERVACIÓN</b>		
GRADO DE CONSERVACIÓN: Medio		
CAUSA:		
<b>LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA</b>		
<b>COORDENADAS:</b>		
PUNTO	X	Y
1	267901	4143369
2	267987	4143335
3	267813	4143236
4	267756	4143265
<b>REFERENCIA CATASTRAL</b>		
POLÍGONO:	PARCELA:	
92	101	



DENOMINACIÓN Santo Domingo

CÓDIGO 410240380

FICHA

DESCRIPCIÓN

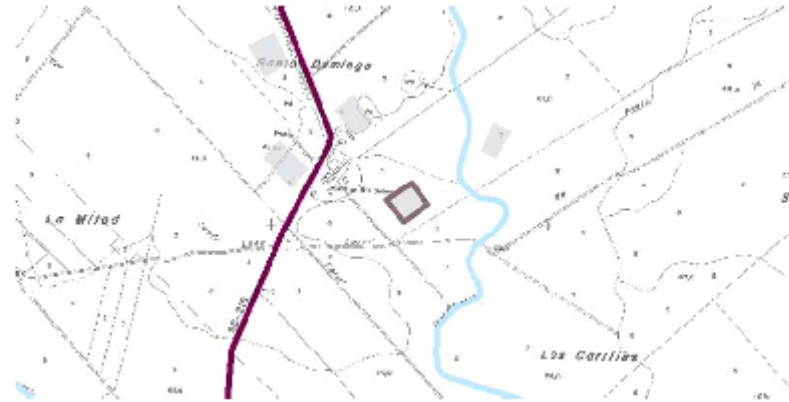
DESCRIPCIÓN GENERAL

TIPOLOGÍA ASENTAMIENTOS;	SITUACIÓN
PERIODO HISTÓRICO: EPOCA ROMANA;	

DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Aparece una elevación de tierra donde se encontraron en superficie algunos fragmentos de ladrillos y tegúlas.

PLANO DE LOCALIZACIÓN



ESTADO DE CONSERVACIÓN

GRADO DE CONSERVACIÓN: Bajo
CAUSA:

LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

COORDENADAS:

PUNTO	X	Y
1	287511	4143140
2	287588	4143070
3	287483	4143007
4	287418	4143088

REFERENCIA CATASTRAL

POLIGONO:	PARCELA:
92	57

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PONSICH, Michel. Implantation rurale antique sur le Bas-Guedaquivir. Paris. 1974

## Anexo 2. Resultados simulación PVSist.

PVSYST V6.86		28/04/20	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b>	<b>Proyecto 1</b>		
<b>Sitio geográfico</b>	<b>Carmona</b>	<b>País</b>	<b>Espana</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 37.41° N	Longitud	-5.63° W
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT+1	Altitud	67 m
Albedo	0.20		
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>Carmona</b>	Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Sintético	
<b>Variante de simulación : SIMULACION 1</b>			
	Fecha de simulación	28/04/20 16h43	
<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>	
<b>Plano de seguimiento, eje inclinado</b>	Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-80°	Fi máximo 60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation	
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
<b>Horizonte</b>	Sin horizonte		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sin sombreado		
<b>Necesidades del usuario :</b>	Carga ilimitada (red)		
<b>Características del conjunto FV</b>			
<b>Módulo FV</b>	Si-mono	Modelo	<b>CS1U - 410MS 1500V</b>
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Canadian Solar Inc.
Número de módulos FV		En serie	25 módulos
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	121950
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	<b>50000 kWp</b>
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1008 V
Superficie total		Superficie módulos	<b>251385 m²</b>
		En paralelo	4878 cadenas
		Pnom unitaria	410 Wp
		En cond. de funciona.	45448 kWp (50°C)
		I mpp	45095 A
		Superficie célula	242998 m²
<b>Inversor</b>		Modelo	<b>Sunny Central 3000-EV</b>
Base de datos PVsyst original		Fabricante	SMA
Características		Voltaje de funcionam.	956-1425 V
Paquete de inversores		Núm. de inversores	14 unidades
		Pnom unitaria	3000 kWac
		Potencia total	42000 kWac
		Relación Pnom	1.19
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>			
Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	0.37 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje	0.7 V	Fracción de pérdidas 0.1 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas -0.3 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado			
	10°	20°	30°
	1.000	1.000	1.000
		40°	50°
		0.990	0.990
			60°
			0.970
			70°
			0.920
			80°
			0.760
			90°
			0.000
<b>Factores de pérdida del sistema</b>			
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	492632 W	Fracción de pérdidas 1.0 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	0.087 mOhm	Fracción de pérdidas 1.0 % en STC
<b>Pérdidas auxiliares</b>	Constante (ventiladores)	28.0 kW	... del umbral de potencia 28.0 kW

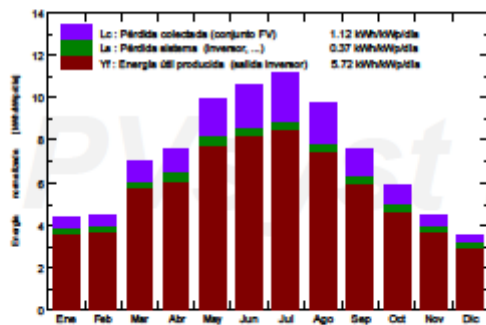
### Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Proyecto 1**  
 Variante de simulación : **SIMULACION 1**

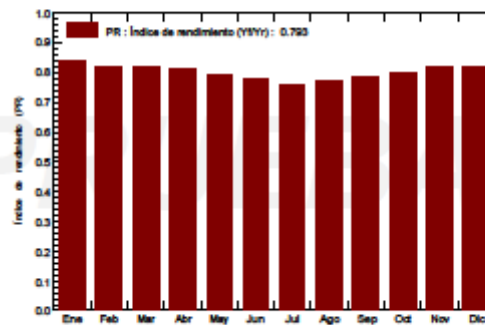
<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS1U - 410MS 1500V	Pnom	410 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	121950	Pnom total	<b>50000 kWp</b>
Inversor	Modelo	Sunny Central 3000-EV	Pnom	3000 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	14.0	Pnom total	<b>42000 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

<b>Resultados principales de la simulación</b>			
Producción del sistema	Energía producida	<b>104477 MWh/año</b>	Produc. específica 2090 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	<b>79.31 %</b>	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 50000 kWp



Índice de rendimiento (PR)



#### SIMULACION 1 Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	86.8	25.28	10.46	134.3	127.9	6093	6696	0.834
Febrero	92.0	38.60	12.66	126.0	120.2	6627	6174	0.821
Marzo	161.0	62.13	15.32	217.0	207.9	9497	8919	0.822
Abril	168.8	69.64	16.98	227.2	217.6	9780	9203	0.810
Mayo	223.1	69.61	21.20	307.2	296.1	12813	12153	0.791
Junio	233.6	66.88	26.70	319.6	307.2	13031	12379	0.776
Julio	248.2	64.36	28.17	347.0	334.2	13860	13177	0.769
Agosto	212.6	60.64	28.11	300.8	289.2	12205	11567	0.769
Septiembre	162.6	62.60	24.30	228.2	219.1	9624	8968	0.786
Octubre	126.0	41.03	20.63	182.2	174.4	7831	7296	0.801
Noviembre	89.2	32.10	14.49	134.4	128.0	6997	6617	0.821
Diciembre	72.1	25.10	11.63	110.7	106.0	6009	4637	0.820
Año	1866.0	686.66	19.16	2634.7	2626.9	111267	104477	0.793

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal      GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal      EArray Energía efectiva en la salida del conjunto  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energía inyectada en la red  
 GlobInc Global incidente plano receptor      PR Índice de rendimiento

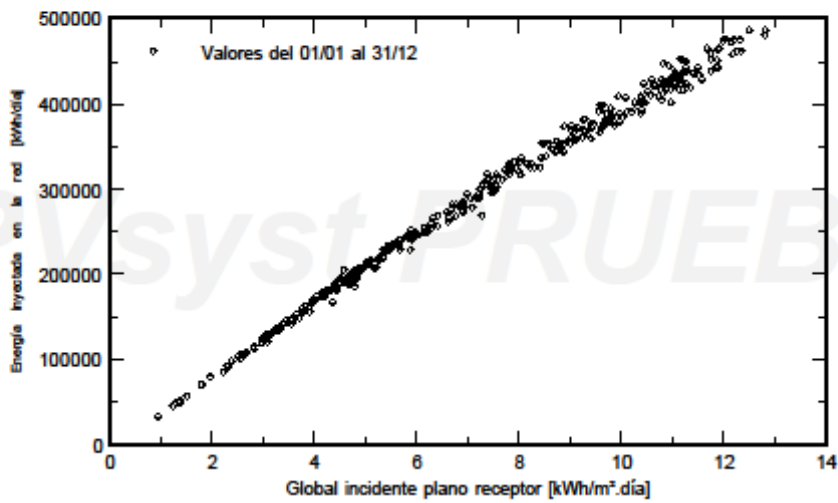
### Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Proyecto 1

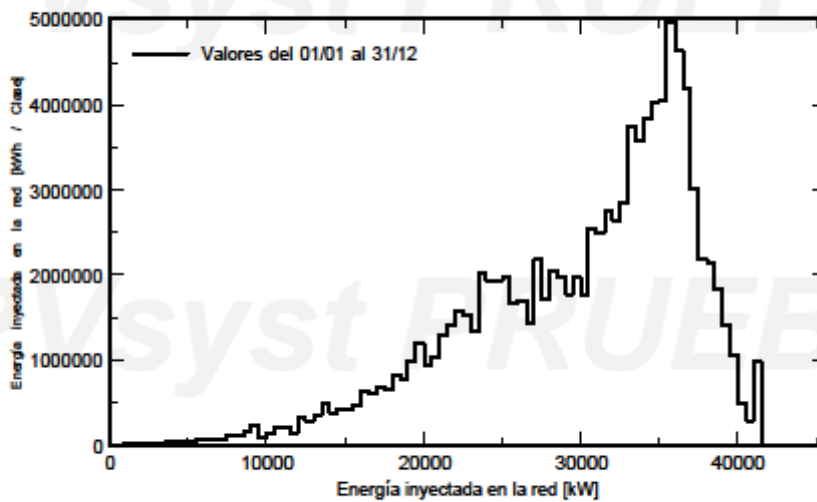
Variante de simulación : SIMULACION 1

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>		
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS1U - 410MS 1500V	Pnom	410 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	121950	Pnom total	<b>50000 kWp</b>
Inversor	Modelo	Sunny Central 3000-EV	Pnom	3000 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	14.0	Pnom total	<b>42000 kW ac</b>
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema





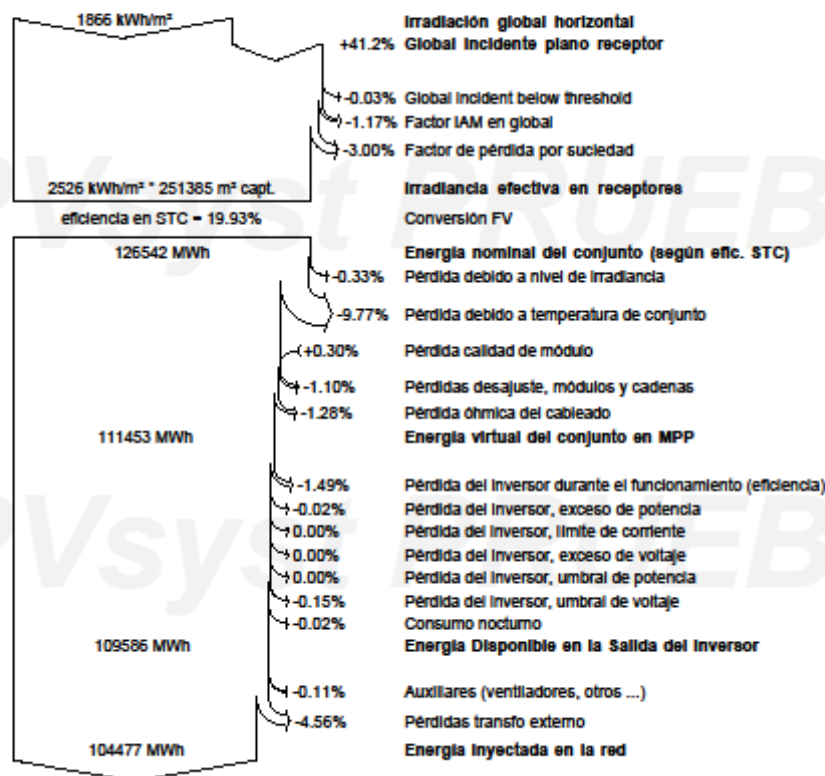
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto 1

Variante de simulación : SIMULACION 1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	CS1U - 410MS 1500V	Pnom	410 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	121950	Pnom total	50000 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Central 3000-EV	Pnom	3000 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	14.0	Pnom total	42000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



## Anexo 3. Hoja técnica Placa Solar.



### HiDM

High density MONO PERC module

400W~420W

CS1U-400 | 405 | 410 | 415 | 420MS

#### MORE POWER



Maximize the light absorption area, module efficiency up to 20.4 %



Low temperature coefficient (Pmax): -0.37 % / °C



Better shading tolerance

#### MORE RELIABLE



Lower internal current, lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region, enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa\*



enhanced product warranty on materials and workmanship\*



linear power output warranty\*

\*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2015 / Quality management system

ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / KS / INMETRO

IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

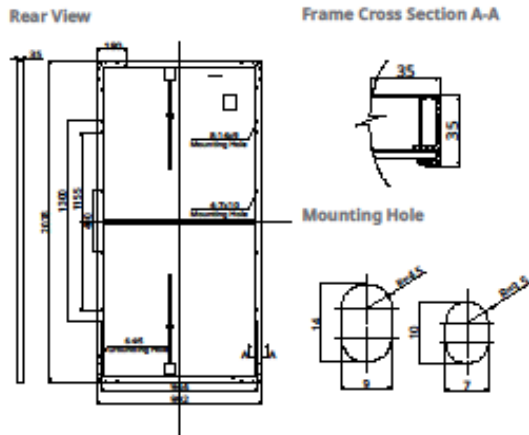
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

\* For detail information, please refer to Installation Manual.

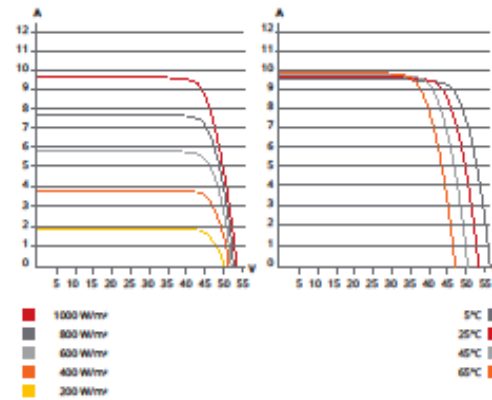
#### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS1U-405MS / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS1U	400MS	405MS	410MS	415MS	420MS
Nominal Max. Power (Pmax)	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.08 A	9.16 A	9.23 A	9.30 A	9.37 A
Open Circuit Voltage (Voc)	53.4 V	53.5 V	53.6 V	53.7 V	53.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.60 A	9.65 A	9.70 A	9.75 A	9.80 A
Module Efficiency	19.4%	19.6%	19.9%	20.1%	20.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)				
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	15 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Dimensions	2078 x 992 x 35 mm (81.8 x 39.1 x 1.38 in)
Weight	23.4 kg (51.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 4 bypass diodes
Cable	4.0 mm <sup>2</sup> (IEC)
Cable length (including connector)	1000 mm (39.4 in) (+) and 640 mm (25.2 in) (-) *; leap-frog connection: 1780 mm (70.1 in)**
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

\* Adjacent two modules (portrait: left and right modules, landscape: up and down modules) need to be rotated 180 degrees.

\*\* Need to confirm with the tracker suppliers there are no mounting or operation risks when cables go across the torque tube and bearing house.

## ELECTRICAL DATA | NMOT\*

CS1U	400MS	405MS	410MS	415MS	420MS
Nominal Max. Power (Pmax)	296 W	300 W	304 W	307 W	311 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.8 V	41.0 V	41.2 V	41.4 V	41.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.26 A	7.32 A	7.37 A	7.43 A	7.48 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.9 V	50.0 V	50.1 V	50.2 V	50.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.75 A	7.79 A	7.83 A	7.87 A	7.91 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±3 °C

## PARTNER SECTION



The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

## CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

May 2020. All rights reserved, PV Module Product Datasheet VS\_59\_EN

## Anexo 4. Hoja técnica Inversor.

SUNNY CENTRAL  
2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV



### Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 225% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35°C

### Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

### Flexible

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Q on demand
- Available as a single device or turnkey solution, including medium-voltage block

### Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

## SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 3000 kVA and system voltages of 1100 V DC or 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

# SUNNY CENTRAL 1000 V

Technical Data	Sunny Central 2200	Sunny Central 2475*
<b>Input (DC)</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	570 to 950 V / 800 V / 800 V	638 V to 950 V / 800 V / 800 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	545 V / 645 V	614 V / 714 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1100 V	1100 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3960 A / 3600 A	3960 A / 3600 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Output (AC)</b>		
Nominal AC power at cos $\varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2200 kVA / 2000 kVA	2475 kVA / 2250 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	1760 kW / 1600 kW	1980 kW / 1800 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} =$ Max. output current $I_{AC, max}$	3300 A	3300 A
Max. total harmonic distortion	< 3% of nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)6)</sup>	385 V / 308 V to 462 V	434 V / 347 V to 521 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>7)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8) 10)</sup>	● 1 / 0.8 oversized to 0.8 undersized ○ 1 / 0.0 oversized to 0.0 undersized	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.6% / 98.4% / 98.0%	98.6% / 98.4% / 98.0%
<b>Protective Devices</b>		
Inputs-side disconnection point	DC load break switch	
Outputs-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb	
Self-consumption [max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup> ]	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 300 W	
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>9)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	67.0 dB(A)	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>1)</sup> 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000 m	● / ○ / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A, Cisp 11, DIN EN55011:2017	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional * preliminary		
Type designation	SC-2200-10	SC-2475-10
1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion	7) Sound pressure level at a distance of 10 m	
2) Efficiency measured without internal power supply	8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.	
3) Efficiency measured with internal power supply	9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA.	
4) Self-consumption at rated operation	10) Depending on the DC voltage	
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C		
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C		

# SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input [DC]</b>			
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output [AC]</b>			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max} =$ Max. output current $I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% of nominal power	< 3% of nominal power	< 3% of nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)1)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>9)</sup>
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>11)</sup>		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>			
Input-side disconnection point		DC load-break switch	
Output-side disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)		Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring		○ / ○	
Insulation monitoring		○	
Degree of protection: electronics / air dust / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range <sup>7)</sup>	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission <sup>7)</sup>	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL <sup>1)</sup> 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h		
<b>Features</b>			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE 1547, Article du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/BN 61000-6-4, IEC/BN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% P<sub>n</sub> at 25°C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P<sub>n</sub> at 35°C

- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option “housekeeping“ not combinable).
- 10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 11) Depending on the DC voltage

