



*MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL (MII)*

*TRABAJO FIN DE MASTER
ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR
DE 1GW EN ESPAÑA*

Autor: Pablo Riera Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Mayo de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Estudio de viabilidad de un parque solar de 1 GW en España

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/2025 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.: Pablo Riera Alonso

Fecha:

RIERA
ALONSO
PABLO -

06012947B

Firmado
digitalmente por
RIERA ALONSO
PABLO -
06012947B
Fecha: 2025.05.29
10:24:57 +02'00'

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

2025.05.30

09:04:42

+10'00'



Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha://

Agradecimientos

A mis padres Jorge y Susana, porque desde el principio de la carrera han sido el motor que me ha hecho trabajar día a día para poder llegar hasta donde estoy. Siempre me han apoyado en todas mis decisiones durante estos 6 años, animándome a seguir adelante y recordándome que puedo lograr cualquier meta que me proponga. Gracias a los valores que me habéis inculcado desde pequeño y a la confianza en mí, he logrado y voy a lograr todo lo que me proponga en la vida.

A mi querida hermana Laura, gracias por estar siempre presente en mi vida, incluso en los peores momentos. Sin tus clases particulares, apoyo, consejos y cariño nada de esto hubiera sido posible. Ver lo fuerte que eres me da fuerzas para superar cualquier obstáculo que me encuentre en el camino.

A mi querida novia Cristina, quiero agradecerte sobre todo la paciencia que has tenido conmigo y haber sabido darme mi tiempo para sacar la carrera adelante. Por todas las tardes de estudio que hemos pasado y que, aunque tu terminabas antes que yo, ibas adelantando la riquísima cena que me preparabas. Gracias por creer en mí y por estar a mi lado en cada paso de este sacrificado viaje.

A mis abuelos, quienes han sido una fuente constante de amor y sabiduría a lo largo de mi vida y especialmente a mi abuelo Lolo quien me inculcó la vocación de ingeniero en los momentos claves de mi vida académica. Agradezco profundamente las historias compartidas, los consejos y la paciencia que han tenido conmigo.

A todos mis seres queridos, amigos y seres cercanos, quiero agradecerles por su presencia constante en mi vida. Vuestras muestras de cariño me han dado la motivación necesaria para seguir adelante y me siento afortunado de contar con un círculo de personas tan maravillosas.

Me resulta muy difícil expresar todo el cariño que os tengo y lo agradecido que estoy de teneros en mi vida.

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 1GW EN ESPAÑA

Autor: Riera Alonso, Pablo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo estudia la viabilidad técnica, económica y ambiental de un parque solar fotovoltaico de 1 GW ubicado en Castril (Granada). Se analiza el diseño eléctrico, la inversión necesaria, la producción estimada y su integración en la red mediante subestación y línea de evacuación de 400 kV. Además, se comparan dos modelos de venta de energía para evaluar su rentabilidad.

PALABRAS CLAVE

Parque fotovoltaico, subestación elevadora, línea de alta tensión, inversores centrales, módulos bifaciales, seguimiento solar, potencia nominal, DC/AC ratio, evacuación energética, PayBack, VAN, TIR, emisiones evitadas, producción específica, puesta en marcha instantánea, ausencia de inercia, hibridación, ciclo de vida, eficiencia energética, compatibilidad ambiental, densidad de corriente.

INTRODUCCIÓN

La transición energética está impulsando el desarrollo de energías renovables a gran escala. España, por su alta irradiación solar y superficie disponible, es un país estratégico para este tipo de proyectos. Este estudio evalúa cómo una planta de 1 GW puede integrarse técnica y económicamente en el sistema energético nacional.

DEFINICIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el diseño de una instalación solar de 1 GW que incluye tanto el sistema de generación —módulos fotovoltaicos, inversores y centros de transformación— como la subestación elevadora de 30/400 kV y una línea aérea de alta tensión de 18,4 km necesaria para evacuar la energía hasta la red de transporte de REE.

DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

La planta está compuesta por más de 1,7 millones de módulos bifaciales, organizados en cinco subparques con 20.000 seguidores solares (trackers), 218 inversores centrales y 218 centros de transformación. Tiene una potencia pico instalada de 1.168,6 MWp y una potencia nominal en alterna de 1.002,8 MW (1,002 GWn). La producción anual estimada es de 2.551 GWh, con 2.544 horas equivalentes de funcionamiento.

RESULTADOS

El escenario de venta en mercado pool alcanza un VAN de 253 millones de euros y una TIR del 14,5 %, claramente superior al WACC considerado (9 %), lo que confirma la rentabilidad del proyecto en este modelo, aunque con mayor exposición al riesgo de mercado. El modelo

basado en PPAs presenta un VAN de 145 millones y una TIR del 8,7 %, también por encima del WACC correspondiente (6 %), lo que indica que, aunque la rentabilidad es menor, sigue siendo positiva. A nivel ambiental, se estima que la planta evitaría unas 27,6 millones de toneladas de CO₂ en 25 años de operación.

CONCLUSIONES

El proyecto es viable desde el punto de vista técnico y positivo a nivel ambiental, pero económicamente requiere asumir riesgos relevantes por los márgenes limitados de rentabilidad. A nivel de red, su instalación no aporta inercia al sistema, pero sí una ventaja clave: su capacidad de respuesta casi instantánea ante caídas de tensión, algo especialmente útil en situaciones como el apagón nacional ocurrido en España el 28 de abril de 2025.

FEASIBILITY STUDY OF A 1 GW SOLAR PARK IN SPAIN

Author: Riera Alonso, Pablo.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project assesses the technical, economic, and environmental feasibility of a 1 GW photovoltaic solar plant located in Castril (Granada). The study covers the electrical design, required investment, estimated production, and grid integration through a step-up substation and a 400 kV transmission line. Additionally, two energy sales models are compared to evaluate the project's profitability.

KEYWORD

Photovoltaic plant, step-up substation, high-voltage line, central inverters, bifacial modules, solar tracking, nominal power, DC/AC ratio, energy evacuation, PayBack, NPV, IRR, avoided emissions, specific production, instant start-up, lack of inertia, hybridization, life cycle, energy efficiency, environmental compatibility, current density.

INTRODUCTION

The energy transition is driving the development of large-scale renewable energy projects. Spain, due to its high solar irradiance and available land, is a strategic location for this type of infrastructure. This study evaluates how a 1 GW solar plant can be technically and economically integrated into the national energy system.

PROJECT DEFINITION

The project involves the design of a 1 GW solar installation, including both the generation system —composed of photovoltaic modules, inverters, and transformer stations— and the supporting infrastructure: a 30/400 kV step-up substation and an 18.4 km high-voltage overhead transmission line to evacuate the energy to Spain's national grid (REE).

DESCRIPTION OF THE PHOTOVOLTAIC PLANT

The plant comprises over 1.7 million bifacial photovoltaic modules, distributed across five sub-plants with 20,000 solar trackers, 218 central inverters, and 218 transformer stations. It has a peak installed capacity of 1,168.6 MWp and a nominal AC power output of 1,002.8 MW (1.002 GWn). The estimated annual production is 2,551 GWh, corresponding to 2,544 equivalent full-load hours.

RESULTS

The energy sales scenario based on the spot market (pool) yields a Net Present Value (NPV) of 253€ million and an Internal Rate of Return (IRR) of 14.5 %, clearly above the assumed WACC of 9 %, confirming its profitability despite higher exposure to market volatility. The PPA-based model shows an NPV of 1€45 million and an IRR of 8.7 %, also exceeding its respective WACC (6 %), which, although lower in return, offers greater income stability.

Environmentally, the plant is expected to avoid around 27.6 million tonnes of CO₂ emissions over 25 years of operation.

CONCLUSIONS

The project is technically feasible and environmentally beneficial, but from an economic standpoint, it requires accepting significant risks due to limited profit margins. In terms of grid stability, the plant does not contribute inertia, but it offers a key advantage: near-instant response capability in the event of voltage drops, which is especially valuable in scenarios such as the nationwide blackout in Spain on April 28, 2025.

Índice General

DOCUMENTO N°1: MEMORIA Y ANEXOS

ANEXO I: INFORMES PVSYST

ANEXO II: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

ANEXO III: ODS

ANEXO IV: CATÁLOGO DE EQUIPOS

DOCUMENTO N°2: PLANOS

DOCUMENTO N°3: PRESUPUESTO

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 1GW EN ESPAÑA

Proyecto Castril

DOCUMENTO 1: MEMORIA Y ANEXOS

Autor: Pablo Riera Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Curso: 2024-2025

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
Capítulo 2. Descripción de las tecnologías	8
2.1. Programas informáticos	8
2.2. Recursos web	8
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	9
3.1. Componentes y tecnologías	11
Capítulo 4. Definición del Trabajo	14
4.1. Justificación	14
4.2. Objetivos	16
4.3. Metodología	17
4.4. Planificación	18
Capítulo 5. Dimensionamiento de la planta	19
5.1. Emplazamiento	19
5.1.1. Localización	19
5.1.2. Accesibilidad	20
5.1.3. Afecciones	21
5.1.4. Conexión a la red eléctrica	23
5.1.5. Irradiación solar	23
5.1.6. Horas de luz solar	26
5.1.7. Temperatura Ambiente	26
5.2. Ficha técnica	28
5.2.1. Descripción general	28
5.2.2. Módulos fotovoltaicos	31
5.2.3. Orientación e inclinación de los módulos	32
5.2.4. Seguidor solar	32
5.2.5. Distancia entre paneles solares	33
5.2.6. Inversor	33
5.2.7. Centro de transformación	35

5.2.8.	Cableado BT	37
5.2.9.	Cableado MT.....	38
5.2.10.	Protecciones.....	40
5.2.11.	Subestación eléctrica	43
5.2.12.	Línea transporte de 400 kV.....	46
Capítulo 6.	Estudio económico	52
Capítulo 7.	Impacto ambiental.....	56
Capítulo 8.	Conclusiones.....	58
Capítulo 9.	Bibliografía.....	60
ANEXO I:	INFORMES PVSYST	63
ANEXO II:	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	64
ANEXO III:	ODS	65
ANEXO IV:	CATÁLOGO DE EQUIPOS	66

Índice de figuras

Figura 1: Generación solar en España 2024 (%). Fuente: REE.....	6
Figura 2: Evolución de la generación solar en España. Fuente: REE	6
Figura 3: Tecnologías solares térmicas Fuentes: Krohne y Greentech.....	10
Figura 4: Ejemplo de solución constructiva.....	10
Figura 5: Evolución de la generación renovable y no renovable (%). Fuente: REE	14
Figura 6: Emplazamiento y área seleccionada para la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.....	20
Figura 7: Perspectiva 3D del terreno propuesto: meseta destinada a la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.....	20
Figura 8: Orientación e inclinación de los módulos	32
Figura 9: Seguidor solar Soltec SF7	33
Figura 10: Inversor SUNNY CENTRAL SC 4600 UP	34
Figura 11: Conductor ARMIGRON®-F Class (unipolar) RVFAV / LX1AV / X1AV	38
Figura 12: Conductor Prysmian RH5Z1-OL 18/30 kV	39
Figura 13: Apoyo Gran Cóndor de doble cruceta de IMEDEXSA	49
Figura 14: Perfil topográfico por el que discurrirá la línea de 400 kV. Fuente: Elaboración propia.....	51

Índice de tablas

Tabla 1: Niveles de Irradiación en Fuente la Vera. Fuente: Meteonorm 8.2 (2001-2020)	25
Tabla 2: Resumen horas de luz Andalucía	26
Tabla 3: Temperaturas máximas, medias y mínimas del emplazamiento.	27
Tabla 4: Resumen de potencia FV y AC por subparque.	30
Tabla 5: Distribución de strings y relación módulos/inversor por subparque	30
Tabla 6: Resumen de producción anual.....	30
Tabla 7: Especificaciones módulo solar	31
Tabla 8: Especificaciones inversor solar	34
Tabla 9: Características transformador 4700 kVA	35
Tabla 10: Características de celdas de media tensión.....	36
Tabla 11: Equipamiento de aparamenta para subestación de 30/400 kV – Detalle por nivel de tensión y calle	44
Tabla 12: Resumen de unidades de aparamenta instaladas en la subestación.....	45
Tabla 13: Disposición Apoyos línea 400 kV	50
Tabla 14: Resumen línea 400 kV SET Castril - SET Baza	50
Tabla 15: OPEX proyecto Castril.....	53
Tabla 16: Resultados estudio económico proyecto Castril.....	55
Tabla 17: Emisiones Totales y Media Ponderada de CO ₂ de Tecnologías No Renovables	56

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, la energía solar se ha consolidado como una de las principales fuentes renovables, impulsada por la reducción de costes en los paneles solares y el creciente compromiso con la descarbonización. China es el líder del sector con más de 610 GW instalados en 2023 [1], seguida de Estados Unidos con 140 GW e India con 73 GW [2]. Las plantas más grandes del mundo, como el Gonghe Talatan Solar Park en China (15,6 GW) y el Bhadla Solar Park en India (2,25 GW), reflejan el predominio de Asia en capacidad y tamaño de instalaciones [3]. Sin embargo, países como Alemania, Japón y Australia también han contribuido al crecimiento global con enfoques más descentralizados.

En Europa, la energía solar está creciendo rápidamente, aunque los megaproyectos no son tan frecuentes como en Asia debido a las limitaciones de espacio y una estrategia que prioriza instalaciones más descentralizadas. Alemania, con 81 GW instalados, lidera la región gracias a un enfoque histórico en energía renovable [2]. España, con 31 GW instalados hasta 2023 [2], es el segundo mayor productor europeo y destaca por proyectos a gran escala como Francisco Pizarro (590 MW) y Núñez de Balboa (500 MW) [4]. Otros países como Italia y los Países Bajos están creciendo rápidamente, mientras que Francia avanza en el desarrollo de su infraestructura solar [5].

En España, el liderazgo en energía solar se debe a factores clave como una alta irradiancia solar, abundancia de terrenos disponibles y políticas recientes que han eliminado barreras como el antiguo "impuesto al sol" [6]. España se está consolidando como uno de los principales actores europeos, con plantas fotovoltaicas de gran tamaño concentradas en regiones como Extremadura y Andalucía. Proyectos como Francisco Pizarro y el futuro Proyecto Erasmo (1,2 GW) están posicionando al país no solo como líder regional, sino también como un referente en la integración de tecnologías innovadoras como el hidrógeno verde [7].

La evolución de la energía solar en España ha sido notable en los últimos años. En 2023, España logró un récord en la producción de energías renovables, alcanzando los 134.321 GWh, un 15% más que el año anterior. En 2024, la energía fotovoltaica representó un 17% de esta producción (Figura 1), con más de 44.000 GWh generados (Figura 2) [8]. Castilla-La Mancha, Extremadura y Andalucía lideran en instalaciones fotovoltaicas [9].

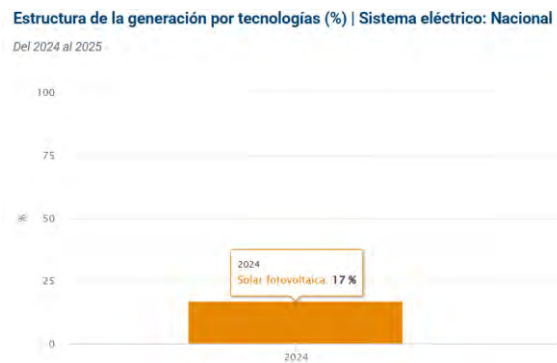


Figura 1: Generación solar en España 2024 (%). Fuente: REE

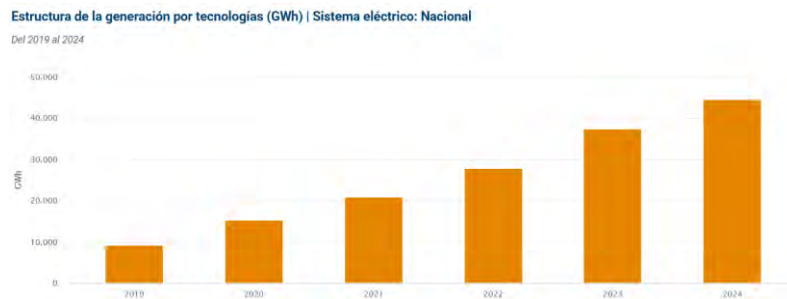


Figura 2: Evolución de la generación solar en España. Fuente: REE

Comparando con Europa, España es el segundo país con mayor capacidad solar, sin embargo, tiene un potencial mayor para seguir expandiendo su capacidad, debido a sus condiciones climáticas y la posibilidad de albergar proyectos de gran escala [10]. A nivel global, España ocupa el top 10, pero está lejos de China, Estados Unidos e India en capacidad total instalada.

Dentro de este contexto de crecimiento, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [11] juega un papel fundamental como hoja de ruta para la descarbonización de la economía

española y el desarrollo de las energías renovables. El PNIEC establece objetivos ambiciosos en línea con los compromisos europeos y el Acuerdo de París, con el propósito de reducir un 23% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, alcanzar un 42% de renovables sobre el uso final de energía y asegurar que el 74% de la electricidad generada en España provenga de fuentes limpias para 2030.

En términos de capacidad instalada, el PNIEC prevé que la fotovoltaica alcance los 76 GW para 2030, lo que significa más que triplicar la capacidad actual. Para ello, el plan contempla una combinación de proyectos a gran escala y el fomento del autoconsumo, así como incentivos para la hibridación con tecnologías como el almacenamiento energético y el hidrógeno verde. La simplificación de los trámites administrativos y el impulso de las subastas de renovables han sido dos de las principales estrategias del Gobierno para acelerar el desarrollo del sector.

Además de la expansión de la capacidad instalada, el PNIEC también plantea mejorar la infraestructura de la red eléctrica para optimizar la integración de las renovables y garantizar la estabilidad del sistema. Entre las medidas clave se incluyen la modernización y digitalización de la red, así como el refuerzo de las interconexiones con Francia y Portugal para mejorar la seguridad energética de España.

En cuanto a las ayudas económicas, el PNIEC prevé una serie de incentivos para la instalación de sistemas fotovoltaicos tanto a nivel industrial como residencial. Programas como el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia destinan fondos europeos para el desarrollo de proyectos solares y el impulso del autoconsumo, con subvenciones que cubren hasta el 40% de la inversión en instalaciones fotovoltaicas para particulares y hasta el 65% en el caso de empresas del sector industrial [12].

El futuro de la energía solar en España es prometedor, pero hay retos como la necesidad de modernizar la infraestructura de red para gestionar la intermitencia de la generación solar y la competencia global con países que operan a una escala mucho mayor. A pesar de ello, España está en camino de consolidarse como un referente mundial, gracias a su capacidad para combinar grandes instalaciones con soluciones tecnológicas avanzadas.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1. PROGRAMAS INFORMÁTICOS

Para el diseño y análisis técnico del proyecto se utilizaron diferentes herramientas informáticas. PVSyst fue utilizado para la simulación completa del parque solar, permitiendo obtener datos clave como el rendimiento energético, las pérdidas, la producción anual estimada y otros parámetros técnicos del sistema.

AutoCAD 2025 se empleó para la elaboración de los planos generales de implantación y los diagramas unifilares del sistema eléctrico. QGIS se utilizó para trabajar con ortofotos del emplazamiento, ajustándolas a escala y referenciándolas espacialmente con precisión. Por último, Microsoft Excel se utilizó para realizar los cálculos eléctricos del cableado, incluyendo intensidades admisibles, caídas de tensión y dimensionamiento de secciones.

2.2. RECURSOS WEB

Para la selección del emplazamiento y el análisis del entorno, se han utilizado diferentes plataformas especializadas. PVGIS se empleó para realizar una comprobación general del recurso solar disponible en distintas zonas de España, lo que permitió comparar niveles de irradiancia y justificar la elección de la ubicación definitiva del parque.

Desde el portal del Instituto Geográfico Nacional (IGN) se descargaron planos base en formato DWG y raster para integrarlos posteriormente en las herramientas de diseño y análisis territorial. Por otro lado, la plataforma Rediam (Sistema de Información Ambiental de Andalucía) se utilizó para consultar capas relacionadas con el catastro, patrimonio, vegetación, ecosistemas, ocupación del suelo, hidrografía y zonas protegidas, con el fin de evaluar posibles afecciones medioambientales y asegurar la compatibilidad del proyecto con el entorno.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

La energía solar, como su propio nombre indica proviene del sol. Es una fuente inagotable de energía y la causante de la vida en la tierra. Las plantas realizan la fotosíntesis con ella y también es la causante de algunos fenómenos naturales como los vientos mareas y los combustibles fósiles

A finales del siglo XIX fuimos capaces de utilizar esta fuente de energía y poder transformarla en electricidad mediante la célula solar. Dicha célula convierte la radiación solar en energía eléctrica gracias al efecto fotovoltaico [13].

El efecto fotovoltaico es el fenómeno físico mediante el cual ciertos materiales semiconductores generan electricidad cuando absorben luz. Cuando la luz solar incide sobre una célula solar, los fotones transfieren su energía a los electrones del material semiconductor, generalmente silicio. Si la energía del fotón es suficiente, el electrón se excita y salta desde la banda de valencia a la banda de conducción, dejando un hueco en su lugar. Este proceso da origen a los llamados pares electrón-hueco.

Dentro de la célula solar, la estructura interna está diseñada con una unión de dos materiales semiconductores diferentes: uno de tipo P y otro de tipo N. Esta unión PN genera un campo eléctrico que separa las cargas recién creadas, empujando los electrones en una dirección y los huecos en la dirección opuesta.

Al conectar un circuito externo, los electrones fluyen a través de él, generando una corriente eléctrica continua. Esta electricidad puede ser utilizada directamente o transformada en corriente alterna mediante un inversor, haciéndola apta para el consumo en hogares e industrias [14].

Este tipo de efecto se asocia a la energía solar fotovoltaica, pero existen también otro tipo de energías disponibles. Algunas de ellas son:

-Energía solar térmica: Dicha energía se encarga de, a través de colectores, transformar la energía solar en calor. Dicho calor se puede utilizar a nivel doméstico para calentar agua, pero también a niveles industriales. Existe otro modo de emplear estos colectores y es la de usarlos como espejos para concentrar todo el calor en una superficie concreta. Dicho calor, se usa normalmente para evaporar agua de un ciclo Rankine y usar dicho vapor para generar electricidad, aunque en muchas ocasiones para mejorar la eficiencia del proceso es calentar unas sales que almacenen el calor y puede evaporar el agua sea de día o de noche [15].

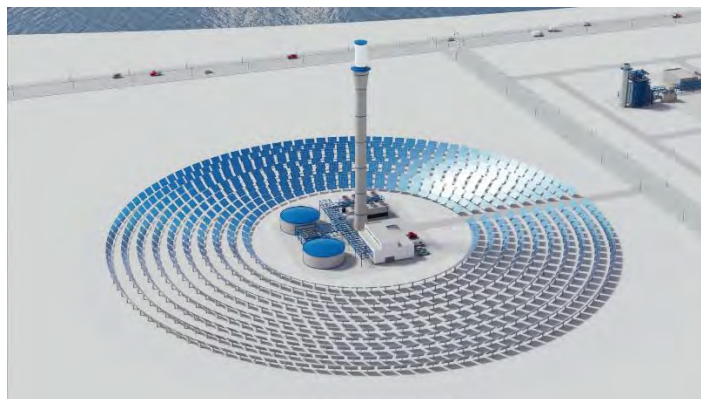


Figura 3: Tecnologías solares térmicas Fuentes: Krohne y Greentech

-Energía solar pasiva: Consiste en un modo pasivo de emplear el recurso solar aprovechando los materiales y soluciones constructivas siendo su principal uso para el calentamiento de los hogares u obtener una iluminación natural [15].



Figura 4: Ejemplo de solución constructiva

3.1. COMPONENTES Y TECNOLOGÍAS

Para lograr que el efecto fotovoltaico genere una corriente que podamos aprovechar, son necesarios los siguientes componentes:

Modulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos (FV) convierten la luz solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico y están compuestos por celdas solares de materiales semiconductores como el silicio. Existen distintos tipos de módulos con características y eficiencias variadas [16]:

- Los módulos de silicio cristalino son los más utilizados. Los monocristalinos, con eficiencias del 18 al 22 %, destacan por su color negro uniforme y buen rendimiento en baja radiación, aunque son más costosos. Los policristalinos, de menor coste, tienen eficiencias del 15 al 18 % y un color azul característico.
- Los módulos de película delgada emplean materiales como CdTe, CIGS o silicio amorfo. Son flexibles y económicos, aunque menos eficientes que los de silicio cristalino. Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [14], estas tecnologías pueden ser útiles en aplicaciones donde la flexibilidad y el coste sean factores clave.
- Las tecnologías más avanzadas incluyen los módulos de heterounión (HJT) y células tandem, con eficiencias superiores al 22-30 %. También destacan las células de perovskita, que según investigaciones recientes podrían superar el 30 % de eficiencia en el futuro.

La función de estos módulos es captar la radiación solar y transformarla en electricidad de corriente continua (DC), que luego se convierte en corriente alterna (AC) mediante un inversor. La elección del módulo adecuado depende de factores como eficiencia, coste y condiciones ambientales, siempre con el objetivo de conseguir el óptimo rendimiento según el proyecto.

Estructuras

Las estructuras fotovoltaicas soportan los módulos solares y optimizan su orientación para maximizar la captación de radiación solar. Se dividen en estructuras fijas y estructuras móviles (seguidores solares).

Las estructuras fijas mantienen los paneles en una inclinación y orientación constante. Son más económicas, requieren menos mantenimiento y suelen instalarse con una inclinación óptima según la latitud del lugar.

Las estructuras móviles o seguidores solares ajustan la posición de los paneles a lo largo del día para optimizar la captación solar. Se clasifican según sus ejes de movimiento. Los de un eje siguen el sol en sentido este-oeste, mejorando la producción en torno a un 20 %. Los de dos ejes ajustan tanto la inclinación como la orientación, maximizando la producción hasta un 35 %, pero con mayor complejidad y coste.

Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL), la elección entre estructuras fijas y móviles depende del coste, la eficiencia deseada y el espacio disponible en el proyecto.

Inversores

Los inversores son componentes esenciales en los sistemas fotovoltaicos, ya que convierten la electricidad de corriente continua (DC), generada por los módulos solares, en corriente alterna (AC), que es la forma de electricidad utilizada en hogares e industrias.

Existen principalmente tres tipos de inversores:

- Inversores centrales: Son los más utilizados en plantas solares de gran escala. Conectan varios módulos solares en serie y gestionan grandes cantidades de electricidad. Son más económicos a gran escala, pero una falla en el inversor afecta a todo el sistema.
- Inversores de string (cadena): En este caso, los módulos están conectados en cadenas o "strings". Cada string tiene su propio inversor, lo que mejora la eficiencia en caso

de fallos, ya que solo se ve afectada una parte del sistema. Son ideales para instalaciones residenciales o comerciales de tamaño medio.

- Microinversores: Se instalan en cada módulo solar individualmente, lo que permite un rendimiento óptimo incluso si un panel está sombreado o tiene un mal funcionamiento. Son más caros, pero proporcionan una mayor flexibilidad y eficiencia, especialmente en sistemas con sombras o configuraciones complejas.

Almacenamiento

El almacenamiento de energía es crucial en las centrales solares de gran envergadura para garantizar un suministro continuo de electricidad incluso cuando no hay sol. El almacenamiento permite aprovechar al máximo la energía generada durante el día y usarla durante la noche o en momentos de alta demanda.

El tipo de almacenamiento más común en grandes instalaciones solares es el almacenamiento en baterías. Las baterías de iones de litio son las más utilizadas debido a su alta eficiencia, mayor vida útil y capacidad de carga rápida. Este tipo de almacenamiento es ideal para aplicaciones a mediana y gran escala debido a su capacidad para manejar grandes volúmenes de energía y su relativamente bajo coste por kWh almacenado.

Sin embargo, para centrales solares de gran envergadura, también se exploran tecnologías como el almacenamiento térmico. Este tipo de almacenamiento usa el calor generado por los paneles solares para calentar un material (como sales fundidas) que luego libera energía en forma de calor cuando se necesita. Es especialmente útil en instalaciones solares termoeléctricas, donde el calor puede ser almacenado durante el día y utilizado para generar electricidad en la noche.

La elección de la tecnología de almacenamiento depende de varios factores como la capacidad de almacenamiento requerida, el coste y la durabilidad. Las grandes plantas solares en lugares con alta demanda energética o en zonas alejadas de la red eléctrica suelen integrar estas soluciones de almacenamiento para optimizar su eficiencia y fiabilidad.

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1. JUSTIFICACIÓN

Dada la evolución y el crecimiento sostenido de la energía solar en España, resulta fundamental desarrollar proyectos que contribuyan a la consecución de los objetivos establecidos en el PNIEC para 2030 [11]:

- 32 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990
- 48 % de renovables sobre el uso final de la energía
- 43 % de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final
- 81 % de energía renovable en la generación eléctrica
- Reducción de la dependencia energética hasta un 50 %

En 2024, España contaba con 85 GW de capacidad instalada en energías renovables, lo que representaba el 56,4% de la generación total. Para alcanzar el 81% de generación renovable, sería necesario aumentar esta capacidad a 122 GW.

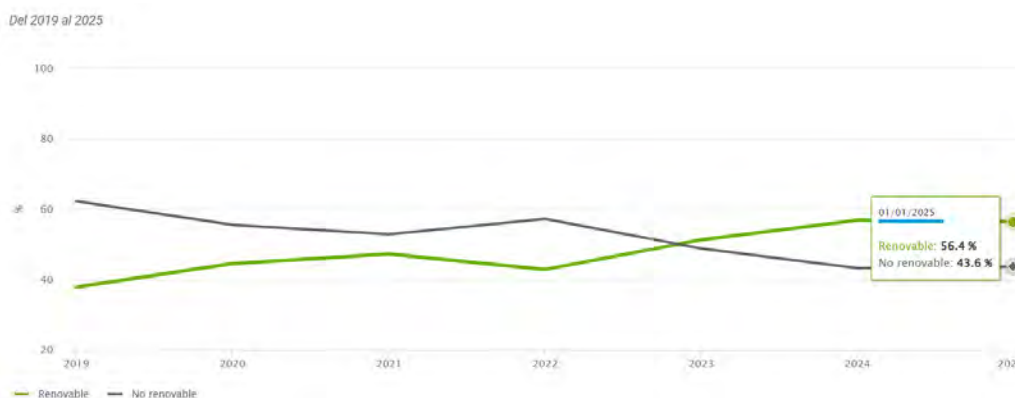


Figura 5: Evolución de la generación renovable y no renovable (%). Fuente: REE

El incremento de la capacidad instalada y la necesidad de optimizar la infraestructura de generación y distribución de energía hacen imprescindible la implementación de nuevas plantas fotovoltaicas a gran escala.

Este proyecto se justifica en la necesidad de fortalecer la seguridad energética del país, reducir la dependencia de fuentes fósiles y fomentar el desarrollo de tecnologías complementarias como el almacenamiento energético y el hidrógeno verde. Además, la simplificación de los trámites administrativos y los incentivos económicos generan un entorno favorable para el despliegue de nuevas instalaciones solares.

Desde una perspectiva técnica, este proyecto permite aprovechar al máximo la irradiación solar disponible en España, una de las más altas de Europa, asegurando una mayor eficiencia en la producción de energía limpia. Asimismo, la integración con sistemas avanzados de gestión energética y digitalización de la red permitirá optimizar la producción y distribución de electricidad.

En términos de mercado, la creciente demanda de energía renovable tanto a nivel industrial como residencial refuerza la viabilidad del proyecto. Empresas y consumidores están cada vez más interesados en soluciones sostenibles, lo que garantiza un retorno de inversión atractivo y una contribución significativa a la transición energética del país.

4.2. OBJETIVOS

En este contexto, el presente trabajo fin de máster se centra en el análisis de la viabilidad técnica y económica de desarrollar un parque solar fotovoltaico con una capacidad de 1 GW, un proyecto que se enmarcaría entre las mayores plantas solares a nivel europeo y mundial. La elección de un parque de esta escala responde no solo a las tendencias globales hacia instalaciones renovables de gran capacidad, sino también al potencial que ofrece España en términos de irradiación solar, disponibilidad de terrenos y políticas de apoyo a las energías renovables. Este estudio se centrará específicamente en un emplazamiento ubicado en Castril, Granada, una zona que destaca por su elevada irradiancia solar y su disponibilidad de terreno, características que lo convierten en un lugar ideal para albergar un proyecto de esta magnitud.

El estudio aborda dos dimensiones fundamentales: en primer lugar, se evaluarán los aspectos técnicos relacionados con el diseño del parque, incluyendo la elección de la tecnología fotovoltaica (tipo de paneles, sistemas de seguimiento solar, inversores, etc.), los requisitos de conexión a la red eléctrica y la estimación de la producción energética anual en función de las condiciones climáticas y del emplazamiento en Castril. En segundo lugar, se realizará un análisis económico exhaustivo, que incluirá la estimación de costes de inversión y operación, la rentabilidad del proyecto a través de indicadores como el VAN y la TIR, y el impacto de diferentes modelos de financiación y esquemas de apoyo, como los contratos de compraventa de energía (PPA) o las subastas estatales.

Por otra parte, este trabajo evaluará los posibles impactos ambientales asociados a la instalación y operación del parque en Castril, así como las medidas para garantizar su integración sostenible en el entorno. Se prestará especial atención a la identificación de posibles barreras administrativas y regulatorias, y a la comparación de los resultados obtenidos con proyectos de características similares, tanto en España como en otros países europeos.

4.3. METODOLOGÍA

El proyecto seguirá una metodología detallada, contando con el respaldo y orientación continua de mi director de proyecto. El trabajo comenzará con una revisión documental y normativa relacionada con el diseño, desarrollo y explotación de instalaciones solares fotovoltaicas de gran escala. Esta fase inicial servirá para establecer una base sólida sobre la que construir el análisis posterior.

A partir de ahí, el proyecto se dividirá en distintas fases:

Análisis técnico: En esta fase se estudiará el emplazamiento seleccionado, prestando atención a su entorno geográfico, condiciones solares y características del terreno. Se realizará una propuesta de diseño del parque, que incluirá la selección de los componentes principales, como paneles solares, inversores y sistemas de conexión a red. También se planteará una simulación preliminar de la producción energética esperada utilizando herramientas especializadas de apoyo.

Análisis económico: Se desarrollará un modelo económico que permitirá estimar los costes de inversión y operación del proyecto, así como los ingresos previstos bajo distintos escenarios de venta de energía. A partir de ahí, se aplicarán criterios de evaluación como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión. Además, se valorarán diferentes modelos de financiación para entender su influencia en la rentabilidad del proyecto.

Evaluación ambiental: El estudio incluirá una revisión de los posibles efectos medioambientales de la instalación, teniendo en cuenta el uso del suelo, la cercanía a espacios protegidos y el impacto potencial en emisiones. Esta parte servirá para anticipar condicionantes normativos y reforzar el enfoque sostenible del proyecto.

Durante todo el proceso se mantendrá un enfoque progresivo y organizado, con reuniones periódicas para revisar los avances y asegurar la coherencia y solidez del trabajo.

4.4. PLANIFICACIÓN

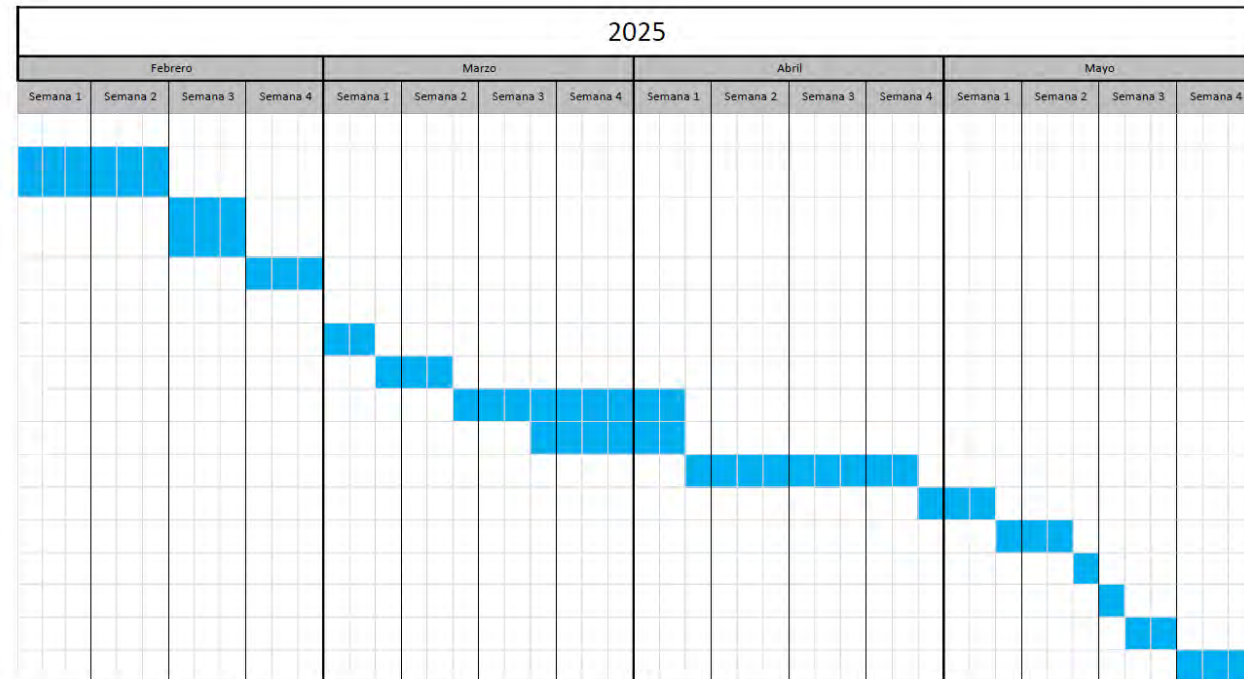
Estudio de viabilidad de un parque solar de 1GW

Universidad Pontificia de Comillas

Pablo Riera Alonso

Fecha de inicio del proyecto: 02/02/25

Descripción del hito	Inicio	semanas
Definición del proyecto	02/02/2025	4
Revisión bibliográfica y recopilación de información para la Introducción y Estado de la Cuestión.	02/02/2025	2
Redacción de los capítulos de Introducción, Estado de la Cuestión y Justificación.	23/05/2025	1
Metodología y Definición del Trabajo.	30/01/2025	1
Dimensionamiento de la planta	08/02/2025	13,3
Elección del emplazamiento	08/02/2025	0,6
Simulación con Pvsyst	17/02/2025	1
Cálculos de la planta	20/02/2025	3
Elaboración de la ficha técnica de la planta	10/02/2025	2
Planos	07/03/2025	3,0
Análisis económico	15/02/2025	1,0
Análisis medioambiental	17/02/2025	1
ODS	11/03/2025	0,3
Catálogo de elementos	02/04/2025	0,3
Conclusiones y revisión de bibliografía	24/04/2025	0,6
Realizar estructura del proyecto	06/07/2025	1



Capítulo 5. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA

5.1. EMPLAZAMIENTO

5.1.1. LOCALIZACIÓN

La planta fotovoltaica se ubicará en la provincia de Granada, al sur del municipio de Castril, en la pequeña población de Fuente de la Vera. El emplazamiento elegido es una meseta de aproximadamente 3.000 hectáreas, actualmente destinada a cultivos de olivos y terrenos agrícolas de secano. La elección de este lugar responde a varios factores: dispone de un recurso solar excepcional (capítulo 5.1.5), cuenta con escasa presencia de núcleos urbanos cercanos, el coste del terreno es bajo y, al tratarse de una elevación, se reduce significativamente el riesgo de sombras por elementos cercanos. La única cordillera destacable es la correspondiente al Parque Natural de la Sierra de Castril, situada al norte de la ubicación, por lo que no afecta de manera significativa a la captación solar debido al recorrido este-oeste del sol.

Dado que la superficie total es extensa, no se pueden proporcionar unas coordenadas exactas del emplazamiento. No obstante, si se considerara la parcela como un círculo, el punto medio aproximado sería 37°43'40"N, 2°45'34"W. En la Figura 6 se puede observar el terreno seleccionado, así como la delimitación prevista para la instalación.



Figura 6: Emplazamiento y área seleccionada para la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

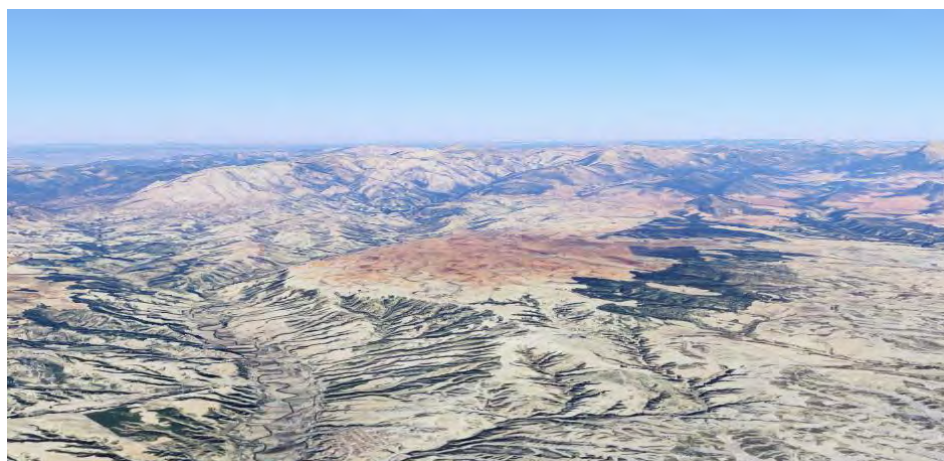


Figura 7: Perspectiva 3D del terreno propuesto: meseta destinada a la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia

5.1.2. ACCESIBILIDAD

El parque fotovoltaico contará con veintitrés accesos principales, ubicados estratégicamente en cada una de las esquinas del recinto para facilitar tanto la entrada de vehículos como las labores de operación, mantenimiento y posibles emergencias. Esta disposición garantiza un acceso eficiente y seguro a todas las zonas del parque, independientemente del punto en el que se encuentren los equipos o los operarios.

Cada uno de estos accesos se ha representado gráficamente en el documento nº2: “Planos” mediante una elipse de color rosado crema, lo que permite su rápida identificación dentro del diseño general. Estos accesos estarán debidamente señalizados y habilitados con los

elementos necesarios para el paso de vehículos autorizados, incluidos los vehículos de mantenimiento técnico, transporte de equipos y, en caso necesario, vehículos de emergencia.

La elección de los puntos de acceso ha tenido en cuenta tanto la topografía del terreno, los caminos disponibles, así como la distribución de los subparques, con el objetivo de optimizar recorridos internos, reducir tiempos de desplazamiento y mejorar la capacidad de respuesta ante posibles incidencias en cualquier parte de la planta.

5.1.3. AFECCIONES

Este capítulo aborda las afecciones derivadas del diseño de la planta fotovoltaica Castril, incluyendo el respeto a las distancias de seguridad con linderos, caminos, carreteras, líneas eléctricas y otras normativas ambientales, garantizando el cumplimiento de la legislación aplicable. Para dicho capítulo se han empleado recursos web como el portal “Portal de la Rediam” y el “sigpac.mapa.es”, además de otros informes que se citaran durante el capítulo.

Linderos

A la hora de realizar el layout de la planta fotovoltaica, se ha respetado una distancia mínima de 10 metros a construcciones desde todos los linderos.

Caminos

A la hora de realizar el layout de la planta fotovoltaica, se ha respetado una distancia mínima de 7 metros a vallado y construcciones, medido desde el borde exterior de los caminos.

Carretas

El emplazamiento donde se pretende instalar la planta fotovoltaica limita en su parte este con la carretera GR-9105. A la hora de realizar el layout de la planta fotovoltaica, se ha respetado la Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de Carreteras [17]. La anterior normativa marca las siguientes restricciones que han sido respetadas en la planta fotovoltaica:

- Zona de Dominio Público Adyacente: tres metros desde la línea exterior de la explanación.

- Zona de servidumbre: ocho metros desde la línea exterior de la zona de dominio público adyacente.
- Zona de no edificación: veinticinco metros desde la arista exterior de delimitación de la calzada

Líneas eléctricas

No se ha considerado necesario incluir un estudio de afecciones en líneas eléctricas, ya que no existen líneas de transporte en la zona de implantación del proyecto. En cuanto a posibles líneas de media tensión, esta información es de carácter privado y gestionada por las compañías distribuidoras, por lo que no se dispone de los datos necesarios para su análisis.

En caso de que, durante el desarrollo del proyecto, se identifique la presencia de líneas de distribución, se llevarán a cabo las gestiones pertinentes con la empresa distribuidora para evaluar su posible afección y adoptar las medidas necesarias.

Dominio público hidráulico

Para garantizar el cumplimiento de la normativa vigente, se ha establecido un margen de 5 metros desde el cauce más cercano, conforme al Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.

Esta distancia responde a la zona de servidumbre del Dominio Público Hidráulico (DPH), destinada a la protección del ecosistema fluvial y el acceso para inspección y mantenimiento. Además, permite minimizar el impacto ambiental y evitar posibles afecciones por crecidas o desbordamientos, asegurando así la compatibilidad del proyecto con la legislación aplicable.

Núcleos urbanos

Respecto a la distancia entre el parque solar y núcleos urbanos, La normativa sobre la construcción de plantas solares cerca de núcleos urbanos en Granada no establece una distancia mínima específica a nivel general. Sin embargo, las distancias y requisitos pueden

variar según el proyecto y la ubicación específica. Por ejemplo, en el "Proyecto Técnico PSFV Atarfe II" [18], se respetó una distancia mínima de 7 metros desde el borde de la planta hasta vallados y construcciones cercanas.

Espacios Naturales Protegidos

A unos kilómetros de la ubicación de la implantación se encuentra una zona que forma parte de la Red de Espacios Protegidos de Andalucía, concretamente el espacio ES6140002 Sierra de Castril. No obstante, tras revisar el informe 'Valores Ambientales de los Espacios Protegidos de la Red Natura 2000' [19], se confirma que la instalación de la planta fotovoltaica Castril no afecta a esta área protegida.

5.1.4. CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

La evacuación de la energía generada por la planta fotovoltaica se realizará a través de una línea eléctrica de alta tensión de 400 kV, la cual partirá desde la subestación del propio parque solar. Esta subestación, que se encargará de elevar la tensión desde los 30 kV de media tensión a los 400 kV necesarios para el transporte, será objeto de diseño en capítulos posteriores de este documento.

La línea de 400 kV proyectada tendrá como destino la subestación eléctrica de transporte ubicada en el municipio de Baza, donde se efectuará la conexión con la red de transporte gestionada por Red Eléctrica España (REE). No obstante, es importante señalar que, en la actualidad, dicha subestación no dispone de capacidad suficiente para albergar una nueva inyección de 1 GW, por lo que sería necesaria una ampliación de la misma. Esta ampliación queda fuera del alcance del presente estudio.

5.1.5. IRRADIACIÓN SOLAR

El emplazamiento, presenta condiciones de irradiación solar variables a lo largo del año. En este capítulo se analizarán los valores mensuales de irradiación horizontal global y difusa, así como otros parámetros meteorológicos relevantes que influyen en la disponibilidad de la

energía solar. Estos datos han sido obtenidos de la base de datos Meteonorm 8.2, con un periodo de referencia entre 2001 y 2020.

La irradiación horizontal global representa la energía solar total recibida en una superficie horizontal por unidad de área, mientras que la irradiación difusa se refiere a la parte de la radiación solar que llega indirectamente a la superficie debido a la dispersión atmosférica.

A lo largo del año, la irradiación horizontal global en Fuente Vera alcanza un valor total de 1827.2 kWh/m²/año, con una variabilidad interanual del 2.8%. La irradiación difusa horizontal presenta un total anual de 557.3 kWh/m²/año. Estos valores indican que una parte significativa de la radiación solar proviene de la componente directa, lo que favorece la captación en sistemas de seguimiento solar.

El mes con mayor irradiación global es julio (248.7 kWh/m²/mes), seguido de junio (239.8 kWh/m²/mes) y mayo (216.2 kWh/m²/mes). Por el contrario, los meses de menor irradiación corresponden a diciembre (69.6 kWh/m²/mes) y enero (76.4 kWh/m²/mes), lo cual es característico de las estaciones de invierno con menor altura solar y días más cortos.

En cuanto a la irradiación difusa, los meses con mayor valor corresponden a junio (60.1 kWh/m²/mes) y mayo (70.2 kWh/m²/mes), mientras que los valores más bajos se presentan en diciembre (24.4 kWh/m²/mes) y enero (30.1 kWh/m²/mes). Esto sugiere que los meses de verano tienen una mayor proporción de radiación directa, lo que es favorable para el rendimiento de sistemas fotovoltaicos con seguimiento solar.

Tabla 1: Niveles de Irradiación en Fuente la Vera. Fuente: Meteonorm 8.2 (2001-2020)

Mes	Irradiación horizontal global (kWh/m ² /mes)	Irradiación difusa horizontal (kWh/m ² /mes)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento (m/s)	Turbidez Linke (-)	Humedad relativa (%)
Enero	76.4	30.1	3.8	1.90	2.353	78.2
Febrero	93.2	34.2	5.6	2.41	2.603	71.7
Marzo	137.2	48.5	8.9	2.60	3.056	66.6
Abril	170.9	63.3	11.7	2.71	3.038	63.4
Mayo	216.2	70.7	16.4	2.49	3.262	54.2
Junio	239.8	60.1	22.0	2.59	3.542	43.7
Julio	248.2	54.3	25.5	2.60	3.574	36.8
Agosto	215.7	49.8	25.1	2.40	3.539	41.6
Septiembre	160.2	51.9	19.5	02.09	3.181	54.5
Octubre	121.0	40.5	14.5	1.79	2.974	66.3
Noviembre	78.8	29.5	7.7	1.89	2.581	75.4
Diciembre	69.6	24.4	4.6	1.80	2.417	80.5
Año	1827.2	557.3	13.8	2.3	3.010	61.1

5.1.6. HORAS DE LUZ SOLAR

Granada, situada en el corazón de Andalucía, disfruta de unas condiciones solares muy favorables para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Con un promedio de 3.228 horas de sol al año y un valor de 5,93 horas pico de sol (HSP), la provincia ofrece una cantidad de radiación solar significativa, lo que resulta en un gran potencial para la generación de energía. Estas condiciones, combinadas con la alta irradiación disponible, proporcionan una ventaja considerable para el parque solar, ya que se traduce en una mayor eficiencia y rendimiento en la producción de electricidad. Esta radiación solar constante a lo largo del año asegura una producción energética estable, lo que convierte a Granada en un lugar ideal para proyectos solares a gran escala.

Tabla 2: Resumen horas de luz Andalucía

Provincia	Horas de sol	HSP
Almería	3.305	6,02
Cádiz	3.316	6
Córdoba	3.316	5,9
Granada	3.228	5,93
Huelva	3.527	6,02
Jaén	3.289	5,82
Málaga	3.248	5,82
Sevilla	3.526	5,98

5.1.7. TEMPERATURA AMBIENTE

La temperatura media anual en Granada es de 15,4°C, lo que representa un clima favorable para el funcionamiento de una planta fotovoltaica. Durante el verano, los meses de junio, julio y agosto presentan las temperaturas más altas, con medias que superan los 30°C, alcanzando hasta los 34,8°C en julio. Sin embargo, a pesar de las altas temperaturas estivales, las condiciones climáticas de Granada siguen siendo óptimas para la generación de energía solar, ya que la planta podrá operar durante los meses más cálidos con un rendimiento

adecuado. Además, los inviernos son relativamente suaves, con temperaturas medias de alrededor de 13°C en enero, lo que también favorece el rendimiento de los módulos solares al evitar pérdidas significativas por frío extremo. Esta combinación de alta radiación solar y temperaturas moderadas durante todo el año ofrece una ventaja considerable en cuanto a la eficiencia y producción energética de la planta.

Tabla 3: Temperaturas medias, máximas y mínimas del emplazamiento.

Mes	T	TM	Tm
Enero	6.5	13.0	0
Febrero	8.5	15.4	1.6
Marzo	11.4	19.0	3.8
Abril	13.3	20.6	6.0
Mayo	17.2	25.0	9.4
Junio	22.3	31.0	13.6
Julio	25.3	34.8	15.7
Agosto	24.8	34.2	15.5
Septiembre	21.1	29.4	12.8
Octubre	16.0	23.2	8.7
Noviembre	10.6	17.0	4.2
Diciembre	7.6	13.4	1.7
Año	15.4	23.0	7.8

5.2. FICHA TÉCNICA

5.2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El parque fotovoltaico de 1.168 GWp se ha dividido en cinco subparques con el objetivo de optimizar el diseño de la planta y garantizar la independencia de los sistemas. Estos cinco conjuntos han sido denominados Castril I, II, III, IV y V. Para comprender mejor su distribución, es útil tomar como referencia la carretera que divide el emplazamiento en dos mitades. En la zona oeste, más cercana a la población de Fuente de la Vera, se encuentran los subparques Castril I y Castril III, mientras que en la zona este se localizan Castril II, IV y V.

Castril I, ubicado en la parte norte de la mitad oeste, es el mayor de los cinco subparques. Cuenta con un total de 4.484 trackers, lo que equivale a 403.564 módulos fotovoltaicos. Más adelante se detallarán sus características, pero, en términos generales, se trata de módulos de 0,650 kWp, lo que supone una potencia pico total de 262.317 kWp. Para gestionar esta potencia, se emplearán 49 inversores de 4.600 kVA cada uno, lo que representa una potencia total en corriente alterna (AC) de 225.400 kVA. Esto resulta en una relación P_{nom} de 1.164, un buen ratio DC/AC que permite minimizar el problema del Clipped Energy. (Superficie total de 310 ha)

En la mitad este del emplazamiento, Castril II se encuentra en la parte norte. Dispone de 3.660 trackers y un total de 329.440 módulos, alcanzando una potencia pico de 214.136 kWp. Para gestionar la energía generada, se instalarán 40 inversores de 4.600 kVA, lo que equivale a una potencia AC de 184.000 kVA. (Superficie total de 280 ha)

Castril III, situado en la parte sur de la mitad oeste, alberga 4.118 trackers y 370.620 módulos fotovoltaicos. Su potencia pico alcanza los 240.903 kWp, y su gestión energética se llevará a cabo mediante 45 inversores de 4.600 kVA, lo que supone una potencia AC de 207.000 kVA. El ratio DC/AC de este subparque es igualmente de 1,16, el mismo valor empleado en el resto de los subparques. (Superficie total de 263 ha)

Castril IV, ubicado en la parte sur de la mitad este, cuenta con 3.751 trackers y 337,676 módulos fotovoltaicos. Su potencia pico asciende a 219,489 kWp, y su conversión se realizará mediante 41 inversores de 4.600 kVA, generando una potencia AC total de 188.600 kVA. (Superficie total de 234 ha)

Finalmente, Castril V se sitúa al sur de los subparques anteriores. Este conjunto está compuesto por 3.962 trackers y 356,642 módulos fotovoltaicos, alcanzando una potencia pico de 231.817 kWp. Para gestionar su producción, se emplearán 43 inversores de 4.600 kVA, lo que supone una potencia AC de 197.800 kVA. (Superficie total de 286 ha)

Con todo ellos, el conjunto de los subparques dispondrá de una potencia fotovoltaica de 1.168.662 kWp y una potencia AC de 1.002.800 kVA.

En cuanto a la disposición del cableado, aunque se entrara en más detalle en los próximos capítulos, así como en el Anexo II “Cálculo de la planta” se puede adelantar que el cableado de baja tensión ira desde los módulos formando strings de 29 paneles e irán hasta cajas de string. Tras las cajas de string se llevarán a los inversores. Los inversores irán conectados directamente a los centros de transformación que irán ubicados a pocos metros de ellos. En dichos centros de transformación se elevará la tensión hasta 30 kV con el objetivo de disminuir las pérdidas en el transporte hasta la subestación. Dicho cableado de media tensión ira directamente enterrado en zanja.

Por último, a la izquierda de Castril V se ubicará la subestación encargada de elevarla tensión de 30 kV a 400 KV para poder conectarse a la subestación de 400 Kv ubicada en la población de Baza.

Tabla 4: Resumen de potencia FV y AC por subparque.

Sub-Parque	Num. módulos	Potencia FV (kWp)	DC/AC	Inversores	Potenica AC (kVA)
Castril I	403,564	262,317	1.164	49	225,400
Castril II	329,440	214,136	1.164	40	184,000
Castril III	370,620	240,903	1.164	45	207,000
Castril IV	337,676	219,489	1.164	41	188,600
Castril V	356,642	231,817	1.172	43	197,800
TOTAL	1,797,942	1,168,662	1.165	218	1,002,800

Tabla 5: Distribución de strings y relación módulos/inversor por subparque

Sub-Parque	Num. módulos	Num. módulos/ String	Num strings	Num. string/inversor	Potencia FV (kWp)
Castril I	403,564	29	13,916.00	284	262,317
Castril II	329,440	29	11,360.00	284	214,136
Castril III	370,620	29	12,780.00	284	240,903
Castril IV	337,676	29	11,644.00	284	219,489
Castril V	356,642	29	12,298.00	286	231,817
TOTAL	1,797,942	-	61,998	-	1,168,662

Tabla 6: Resumen de producción anual

Sub-parque	Producción GWh/año	HSP	PR
Castril I	572.59	2,183	84%
Castril II	467.42	2,183	84%
Castril III	525.85	2,183	84%
Castril IV	479.11	2,183	84%
Castril V	505.92	2,183	84%
TOTAL	2,551	2,183	84%

5.2.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para este proyecto se han seleccionado módulos fotovoltaicos de la empresa Trina Solar, específicamente el modelo TSM-DEG21C de 650 Wp. Estos paneles destacan por su alta eficiencia del 20.9%, lo que permite una mayor producción de energía en menos espacio.

Además, cuentan con una tensión en circuito abierto (Voc) de 45.5V y una corriente de cortocircuito (Isc) de 18.35A, lo que garantiza un rendimiento estable y fiable en diferentes condiciones de operación. Gracias a su tecnología bifacial con una capacidad de generación extra de hasta un 10% adicional por la cara trasera, estos módulos optimizan la captación de irradiancia, aumentando la eficiencia general del sistema.

A continuación, se pueden ver en detalle las características técnicas del equipo.

Tabla 7: Especificaciones módulo solar

ESPECIFICACIONES	
Trina Solar TSM-DEG21C 650 Wp	
Potencia nominal	650 W
Vmp	37.7 V
Imp	17.27 A
Voc	45.5 V
Isc	18.35 A
Eficiencia	20.9 %
Temperatura de operación	-40°C ~ 85°C
Coeficiente Temp. Voc	-0.25%/°C
Coeficiente Temp. Isc	0.04%/°C
Dimensiones	2384×1303×33 mm
Peso	38.3 Kg
Precio	90,00 €

5.2.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS

Los módulos irán montados en un sistema de seguimiento con el eje orientado de norte a sur, es decir, su referencia principal apunta hacia el sur. Puede rotar en un rango de -60° a 60° , lo que significa que se inclina hacia el este en la mañana y hacia el oeste en la tarde para optimizar la captación de luz solar a lo largo del día.

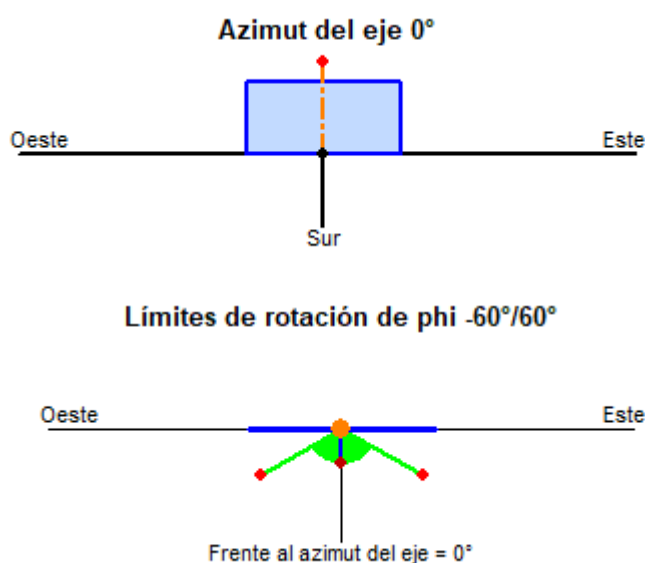


Figura 8: Orientación e inclinación de los módulos

5.2.4. SEGUIDOR SOLAR

Los módulos estarán montados sobre una estructura de eje móvil denominada tracker, la cual permitirá que los paneles giren entre -60° y 60° para seguir la trayectoria del sol y optimizar la captación de energía. Cada tracker tendrá una capacidad de 90 módulos fotovoltaicos, organizados en una disposición 2x45 (dos filas de 45 módulos cada una). Se utilizará el modelo SF7 de la empresa Soltec, con dimensiones de 46,7 metros de longitud y 4,1 metros de altura.



Figura 9: Seguidor solar Soltec SF7

A diferencia de una estructura fija, este sistema de seguimiento mejora el rendimiento de los paneles al maximizar la exposición solar a lo largo del día, aumentando la producción de energía y mejorando la eficiencia de la instalación.

5.2.5. DISTANCIA ENTRE PANELES SOLARES

Se ha seleccionado una distancia de 10 metros entre filas y de 6 metros entre columnas de trackers. Aunque en la mayoría de los proyectos suelen emplearse distancias menores, esta configuración se ha elegido para garantizar un espacio adecuado para la circulación de vehículos, facilitando las tareas de mantenimiento y supervisión del parque solar.

En una instalación de estas dimensiones, con un gran número de módulos y equipos, es fundamental asegurar un acceso eficiente para la inspección, limpieza y reparación de los sistemas, mejorando la operatividad y reduciendo tiempos de intervención en caso de incidencias. Además, esta disposición contribuye a minimizar el sombreado entre filas, optimizando la producción energética.

5.2.6. INVERSOR

Como se ha mencionado en el estado de la cuestión, la función del inversor es convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, para permitir su inyección a la red eléctrica. En este proyecto se empleará un tipo de inversor denominado inversor central, llamado así por su alta potencia nominal, que permite cubrir grandes potencias con un número reducido de unidades en plantas fotovoltaicas convencionales. Sin

embargo, debido a las dimensiones de esta instalación, será necesario instalar un total de 218 inversores, lo que, en la práctica, se asemeja a una configuración tipo inversor por string, aunque manteniendo la estructura de inversores centrales.

Para todo el proyecto se utilizará el mismo modelo de inversor: Sunny Central UP SC de 4600 kVA, cuyas características técnicas se detallan a continuación.

Tabla 8: Especificaciones inversor solar

SUNNY CENTRAL SC 4600 UP	
LADO DC	
Tensión máxima	1500V
Tensión mínima	976 V
Máxima corriente DC	4750 A
Rango de tensión MPPT	1003-1325 V
LADO AC	
Potencia nominal	4600 kVA
Voltage AC nominal	690 V
Máxima corriente AC	3850 A
Frecuencia	50-60 Hz
Factor de potencia	0.8-1
Eficiencia	98.9%
Dimensiones	2815 / 2318 / 1588 mm
Peso	3700 Kg
Rango temperatura	-40 °C ~ 60 °C
Precio	226.000 €



Figura 10: Inversor SUNNY CENTRAL SC 4600 UP

5.2.7. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación serán los encargados de elevar la tensión del inversor hasta 30 KV con el objetivo de transportarla hasta la subestación eléctrica adyacente al parque. Debido a las dimensiones del proyecto, son varios kilómetros de una punta a otra por lo que existirían muchas pérdidas si el transporte se hiciera a baja tensión. Además, para una mayor eficiencia en la instalación y ahorro de recursos, la disposición que se llevará a cabo será de tipo anillo o bucle, existiendo así configuraciones de tipo 1L+1P para los extremos de los anillos y 2L+1P para los centros de transformación intermedios.

Los centros de transformación tendrán los siguientes elementos en su interior:

- Elementos de protección y control
- Celdas de media tensión
- Cuadro de baja tensión
- Transformador de potencia

En total habrá 218 centros de transformación, uno por cada inversor. Lo ideal hubiera sido al menos un transformador por cada 3-4 inversores, pero debido a la elevada potencia del inversor, no es fácil la tarea de encontrar centros de transformación de tanta potencia y compactos. Cada centro de transformación dispondrá de transformadores 4700 kVA. En cuanto a las celdas de media tensión. Habrá dos celdas de línea referentes a la entrada y salida del bucle y una celda de protección (con interruptor automático) y finalmente una celda de medida para el monitoreo interno de la planta. Tras esta última celda lo siguiente sería el transformador y el cuadro de baja tensión.

Tabla 9: Características transformador 4700 kVA

Transformador de 4700 kVA	
Relación de transformación	0.6 / 30 kV
Potencia nominal	4.700 kVA
Tipo de enfriamiento	ONAN
Aislamiento	Aceite
Grupo de conexión	Dy11
Tipo	Intemperie

Tabla 10: Características de celdas de media tensión

Tensión máxima de servicio	36 kV
Tensión nominal	30 kV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial 50 Hz	70 kV
Corriente admisible asignada de corta duración 1 s	25 kA
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	630 A
Frecuencia	50 Hz

5.2.8. CABLEADO BT

En este apartado se va a detallar el diseño del sistema de cableado en baja tensión (0,6/1 kV), que conecta los módulos fotovoltaicos con el inversor. Se abordarán los criterios técnicos utilizados para la selección del conductor, así como la normativa vigente aplicable, para garantizar el cumplimiento de los requisitos de seguridad, eficiencia y durabilidad de la instalación.

Para más información se recomienda leer el Anexo II “Cálculo de la planta”.

Criterios de cálculo

La elección del cableado se ha basado en dos aspectos clave: por un lado, la intensidad máxima que puede soportar el conductor sin superar su límite térmico, lo que determina la sección mínima necesaria; y por otro, la caída de tensión, que debe mantenerse dentro de márgenes aceptables para asegurar un suministro eficiente y sin pérdidas significativas.

Descripción del conductor

El cable seleccionado para el sistema de baja tensión es el modelo ARMIGRON®-F Class (unipolar) RVFAV / LX1AV / X1AV. Se trata de un cable unipolar con conductor de cobre, aislamiento XLPE, cubierta exterior de PVC y capacidad nominal de 0,6/1 kV. Este tipo de cable ha sido elegido por su fiabilidad y su alto rendimiento en redes de distribución de baja tensión.

El cable tiene secciones que varían entre 2.5 mm² hasta 240 mm², lo que permite adaptarse a las diferentes necesidades de corriente y caída de tensión en las distintas partes del parque solar. En el anexo II se detallan las secciones utilizadas y los tramos de cableado conforme a los cálculos realizados para garantizar la correcta operatividad del sistema.



Figura 11: Conductor ARMIGRON®-F Class (unipolar) RVFAV / LX1AV / X1AV

5.2.9. CABLEADO MT

En este apartado, de igual modo que en el apartado anterior, se va a detallar el diseño del sistema de cableado en media tensión (30 kV) que conecta los centros de transformación con la subestación del parque solar. Se abordarán tanto los criterios técnicos seguidos para la selección del conductor como la normativa vigente que ha sido considerada para garantizar el cumplimiento de los requisitos de seguridad, eficiencia y durabilidad de la instalación. Además, se incluye una descripción del tipo de cable empleado y se remite al anexo II, donde se recoge el dimensionamiento completo, incluyendo secciones, número de circuitos y disposición en zanja.

Criterios de cálculo

La elección del cableado se ha basado en los mismos aspectos que con el cableado de baja tensión. Se ha tenido en cuenta la intensidad máxima que puede soportar el conductor sin superar su límite térmico y, por otro lado, que la caída de tensión se mantenga dentro de los márgenes aceptables.

Descripción del conductor

El conductor seleccionado para la evacuación de energía en media tensión (30 kV) desde los centros de transformación hasta la subestación, es el modelo RH5Z1-OL 18/30 kV de la marca Prysmian, con conductor de aluminio. Se trata de un cable unipolar con conductor de aluminio y con secciones que variarán entre 25 y 400 mm². Este tipo de cable está especialmente diseñado para redes de distribución en instalaciones de media tensión, y ofrece excelentes prestaciones en términos de capacidad de corriente, resistencia térmica, comportamiento frente al fuego y aptitud para instalación enterrada o en canalización.



Figura 12: Conductor Prysmian RH5Z1-OL 18/30 kV

5.2.10. PROTECCIONES

El sistema de generación fotovoltaica cuenta con un conjunto de protecciones distribuidas a lo largo de todo el recorrido eléctrico en baja tensión, desde los strings hasta la entrada al centro de transformación. Estas protecciones tienen como finalidad garantizar la seguridad del sistema ante sobretensiones, sobrecorrientes y condiciones de operación anómalas, permitiendo al mismo tiempo una operación segura y constante.

El circuito comienza en los strings de módulos fotovoltaicos, donde cada uno cuenta con su propio fusible en corriente continua. Estos fusibles tienen la función de proteger cada string individual frente a posibles corrientes inversas que puedan generarse, por ejemplo, debido a diferencias de irradiación o fallos en otros módulos conectados en paralelo. Su inclusión permite aislar un string defectuoso sin afectar al funcionamiento del resto, mejorando así la continuidad del servicio.

A continuación, la línea de corriente continua pasa por un interruptor-seccionador de accionamiento manual, el cual permite aislar eléctricamente el campo fotovoltaico aguas arriba del inversor. Este elemento es fundamental para realizar labores de mantenimiento de forma segura, ya que garantiza una desconexión visible del sistema, conforme a las normativas de seguridad eléctrica.

Posteriormente, la instalación dispone de un sistema de protección contra sobretensiones en corriente continua, tipo I+II, el cual actúa derivando a tierra los picos de tensión provocados tanto por descargas atmosféricas cercanas (tipo I) como por maniobras o transitorios eléctricos (tipo II). La combinación de ambos niveles de protección en un solo dispositivo asegura una defensa eficaz del inversor frente a fenómenos de origen externo.

Tras esta etapa, se encuentra la caja de fusibles de entrada al inversor en continua, que protege al equipo frente a sobrecorrientes generadas en la línea de entrada o por fallos internos en la electrónica de potencia. Estos fusibles actúan como barrera adicional antes de que la energía acceda al inversor.

El siguiente elemento en el esquema es el inversor trifásico, que realiza la conversión de corriente continua en corriente alterna. Este equipo cuenta, además, con protecciones internas propias como monitorización de aislamiento, detección de fallo de tierra, protección térmica, protección contra polaridad inversa y protecciones frente a sobretensión tipo II en DC.

A la salida del inversor, ya en el lado de alterna, se dispone una caja de fusibles en alterna cuya función es proteger el transformador y el resto del sistema frente a sobrecorrientes o cortocircuitos derivados de posibles fallos en el inversor o aguas abajo. Esta protección garantiza la desconexión segura del equipo ante una condición anómala.

Acto seguido, se instala un sistema de protección contra sobretensiones en alterna tipo II, que protege los equipos situados aguas abajo (incluido el transformador de baja a media tensión) frente a picos de tensión transitorios inducidos por maniobras o descargas atmosféricas remotas. Este tipo de protección es especialmente importante para garantizar la integridad del transformador.

Finalmente, el circuito se completa con un interruptor automático en alterna, que actúa como dispositivo de protección general y de maniobra a la salida del inversor. Este elemento permite cortar manual o automáticamente el flujo de energía hacia el transformador, tanto por seguridad como por requerimientos de explotación y mantenimiento.

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra en una planta fotovoltaica es crucial para proteger a las personas y los equipos frente a corrientes de defecto, sobretensiones y descargas atmosféricas. Dicho sistema abarcará toda la planta, conectando los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte, los inversores, las cajas de conexión string y los centros de transformación. Los módulos fotovoltaicos se conectarán a tierra a través de las estructuras metálicas mediante grapas de puesta a tierra. Las estructuras de los trackers se interconectarán a la malla de puesta a tierra mediante picas de acero-cobre y conductores de cobre desnudo. Las cajas de conexión string también se integrarán en la malla general utilizando conductores de cobre, y

los inversores se conectarán mediante conductores de mayor calibre, asegurando que toda la instalación esté conectada a una red de tierra común.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se supondrá que la tensión de defecto es de 24 V y una corriente de 0,3 A.

$$R_t = \frac{V_d}{I_d} = 80 \, \Omega$$

Para cumplir con las recomendaciones normativas, la resistencia real debe ser menor a 10 Ω , por lo que, para reducir esa resistencia de 80 ohm, se instalará una red de picas de acero-cobre con una longitud de 2.5 m y cableado de cobre desnudo de 50 mm², lo cual debería garantizar la dispersión adecuada de la corriente de fallo.

5.2.11. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La planta solar proyectada contará con una subestación elevadora de 30/400 kV, configurada con doble barra y acoplamiento por interruptor. Esta arquitectura es habitual en instalaciones de gran potencia por su alta fiabilidad operativa, ya que permite conectar cada celda a cualquiera de las dos barras, facilitando así maniobras, mantenimientos y continuidad del servicio sin interrupciones. Además, el interruptor de acoplamiento entre barras permite transferir carga de una a otra sin necesidad de desconectar equipos, lo que aporta una mayor flexibilidad a la explotación de la instalación.

La subestación se organizará en cinco calles principales, cada una equipada con un transformador elevador trifásico que convierte la energía generada en media tensión (30 kV) a alta tensión (400 kV). Cada calle incluye su correspondiente conjunto de aparamenta: interruptores de potencia, transformadores de tensión e intensidad, seccionadores y dispositivos de protección, lo que permite la protección de cada transformador. Esta disposición modular favorece la operación independiente de cada unidad de transformación y facilita tanto su mantenimiento como la respuesta ante fallos. Adicionalmente, la instalación dispondrá de una sexta calle cuya función es servir de enlace entre la subestación y la línea aérea de evacuación. En esta calle se concentran los elementos de protección y medida necesarios para garantizar una conexión segura con la red de transporte. La energía transformada a 400 kV se evacúa desde esta calle a través de una línea aérea, con una capacidad total de 1.1 GW, que tiene como destino la subestación eléctrica de Red Eléctrica Española (REE) ubicada en el municipio de Baza.

La subestación se ubicará en las parcelas situadas al oeste del subparque Castril V y al sur de Castril III. Aunque lo ideal desde el punto de vista técnico habría sido ubicarla en el centro de la planta para minimizar la longitud de los tendidos de media tensión, esta opción no ha sido viable debido a criterios de ocupación del terreno, ya que implicaría reducir significativamente el espacio destinado a módulos fotovoltaicos.

A continuación, se detalla la aparamenta necesaria:

Tabla 11: Equipamiento de apartamento para subestación de 30/400 kV – Detalle por nivel de tensión y calle

Lado 30 kV		
Aparamenta	Cantidad	Denominación
Conectores en T	21 juegos trifásicos	Conectores en T
Transformador de intensidad	21 juegos trifásicos	TI-x
Detector de tensión	21 juegos trifásicos	Detector de tensión
Interruptor de potencia	21 juegos trifásicos	52-x
Seccionador unipolar	21 juegos trifásicos	89TZ-x
Barras de 30 kV	5	Barras de 30 kV
Transformador de potencia	5	TP-x
Lado de 400 kV		
Calle 1-5		
Transformador de tensión inductivo	5 juegos trifásicos	TT-x
Transformador de intensidad	5 juegos trifásicos	TI-x
Transformador de tensión capacitivo	5 juegos trifásicos	TC-x
Autoválvula	5 juegos trifásicos	PY-x
Seccionador de columnas giratorias puestas a tierra	10 juegos trifásicos	89-x y 57-x
Interruptor de Potencia	5 juegos trifásicos	52-x
Acoplamiento		
Seccionador de columnas giratorias	2 juegos trifásicos	89-x
Interruptor de Potencia	1 juegos trifásicos	52-x
Transformador de intensidad	1 juegos trifásicos	TI-x
Barras 1 y 2		
Transformador de tensión inductivo	2 juegos trifásicos	TT-x
Calle 6		
Seccionador de columnas giratorias con PAT	3 juegos trifásicos	89-x y 57-x
Interruptor de Potencia	1 juegos trifásicos	52-x
Transformador de intensidad	1 juegos trifásicos	TI-x
Transformador de tensión capacitivo	1 juegos trifásicos	TC-x
Autoválvula	1 juegos trifásicos	PY-x

Tabla 12: Resumen de unidades de aparamenta instaladas en la subestación

Aparamenta	Uds
Conectores en T	21
Transformador de intensidad	28
Detector de tensión	21
Interruptor de potencia	28
Seccionador unipolar	21
Transformador de 200 MVA	3
Transformador de 225 MVA	1
Transformador de 250 MVA	1
Transformador de tensión inductivo	7
Transformador de tensión capacitivo	6
Autoválvula	6
Seccionador de columnas giratorias puestas a tierra	8
Seccionador de columnas giratorias	2

5.2.12. LINEA TRANSPORTE DE 400 kV

Para poder evacuar la energía generada en la planta, es necesario conectar la subestación de 30/400 kV instalada en el parque con alguna infraestructura existente de Red Eléctrica de España (REE). Para que dicha conexión cumpla con las condiciones técnicas y normativas establecidas en ningún caso se podrá realizar un "pinchado directo" a una línea existente sin intercalar una subestación de seccionamiento que permita la desconexión segura de la planta. Esta obligación, aunque no explicitada en un documento público específico, forma parte de las condiciones técnicas habituales que REE exige en los estudios de acceso y conexión de generación, en línea con lo previsto en el Real Decreto 1183/2020.

Analizando las posibles alternativas, se detectan dos opciones principales: construir una subestación de seccionamiento junto a la línea de 400 kV más cercana, situada a 8 km del parque, o evacuar la energía directamente a una subestación de REE existente ubicada a 18,51 km. La primera opción supondría construir una nueva subestación de seccionamiento 400 kV, junto a la línea. Posteriormente, sería necesario tender una línea aérea de evacuación de unos 8 km desde la subestación elevadora de 30/400 kV del parque hasta dicha nueva subestación. Esta solución permite una conexión directa a la red en la ubicación más próxima, minimizando la longitud de la línea de evacuación, pero implica grandes costes por la construcción de toda una subestación 400 kV. De acuerdo con los precios medios observados en proyectos recientes publicados en el Portal de licitaciones públicas de REE [20], el coste de una nueva subestación de seccionamiento de estas características oscila entre 20 y 40 millones de euros, a lo que habría que sumar aproximadamente 4,8 millones de euros por la construcción de la línea aérea de 8 km, considerando un coste unitario de 600.000 €/km.

La segunda opción consiste en evacuar la energía mediante una línea aérea de 18,51 km de longitud hasta la subestación existente de REE. En este caso, no sería necesario construir una subestación de seccionamiento propia, sino simplemente solicitar a REE la ampliación de una posición en la subestación para acoger la conexión de la planta, siguiendo el procedimiento descrito en la Guía de acceso y conexión de instalaciones de generación de

REE. Esta solución tiene la ventaja de evitar la inversión en una nueva subestación, lo que reduce notablemente la complejidad técnica y administrativa del proyecto. Según los costes habituales publicados por REE [20], la ampliación de una posición puede costar entre 5 y 10 millones de euros, a lo que habría que añadir el coste de la línea de evacuación, estimado en unos 11,1 millones de euros.

Desde el punto de vista técnico y económico, la conexión a la subestación existente es la opción más interesante, ya que el coste total estimado de esta opción sería de aproximadamente 18 millones de euros, frente a los casi 30 millones de la alternativa con seccionadora propia. Además, el hecho de utilizar una infraestructura ya operada y mantenida por REE otorga mayores garantías de disponibilidad y operación. Como aspecto a considerar, la viabilidad de esta segunda opción dependerá de la disponibilidad real de posiciones libres en la subestación REE seleccionada, así como del cumplimiento de los requisitos de acceso y conexión vigentes.

Diseño de la línea aérea de evacuación 400 kV

La línea de evacuación proyectada tiene una longitud de 18,45 km y conecta la subestación elevadora del parque solar con una subestación existente de Red Eléctrica de España (REE). Se ha diseñado con doble circuito a 400 kV, con capacidad suficiente para evacuar los 1.000 MW generados por la planta.

El trazado discurre por un terreno con un desnivel medio del 4,6 %, alcanzando una cota mínima de 641 m y una máxima de 947 m, lo que implica pendientes moderadas que han condicionado parcialmente el diseño estructural (Figura 14).

Para la selección del conductor se han considerado distintas hipótesis de cálculo recogidas en la ITC-LAT 07. Por un lado, el artículo 4.2.1 establece un criterio basado en la densidad de corriente máxima admisible, el cual se considera conservador al no tener en cuenta las condiciones ambientales reales de operación, como la temperatura ambiente, el viento o la radiación solar. Por otro lado, el artículo 4.2.2 propone un enfoque más detallado mediante

un balance térmico del conductor, que permite calcular la intensidad admisible considerando dichas variables y optimiza la capacidad real de transporte de la línea.

No obstante, dado que el presente trabajo se plantea como un estudio de viabilidad, sin entrar en un diseño detallado, se ha optado por aplicar el criterio simplificado basado en la densidad de corriente. Esta aproximación resulta suficiente para una primera estimación técnica y económica, sin comprometer la validez general del análisis.

También se ha optado por utilizar dos conductores por fase, ya que disponer de un haz en lugar de un único conductor aporta beneficios como un mayor intercambio térmico con el ambiente, una menor caída de tensión inductiva, y una reducción tanto del efecto corona como del efecto pelicular. No se ha considerado una configuración de tres conductores por fase debido al sobre coste que implicaría y a que no resulta necesaria para la potencia prevista. No obstante, esta elección debería ser evaluada con más detalle mediante cálculos justificativos en caso de desarrollarse el proyecto a nivel de ingeniería constructiva, aunque se considera adecuada en el contexto de un estudio de viabilidad como el presente. El conductor seleccionado será un conductor tipo ACSR de aluminio-acero 30/7, con una sección total de 181,6 mm². Según la tabla de densidades admisibles, la densidad correspondiente para el aluminio es de 2,38 A/mm². Este valor se ha corregido con el coeficiente reductor aplicable a la composición 30/7, que es de 0,916, obteniendo así una densidad admisible ajustada de:

$$\delta_{max} = 2,38 * 0,916 = 2,18 \text{ A/mm}^2$$

Al tratarse de dos conductores por fase, la intensidad máxima por fase es:

$$I_{max} = 2 * 2,18 * 181,6 = 791,7 \text{ A}$$

Finalmente, considerando una tensión de línea de 400 kV y que se trata de un doble circuito, se calcula la capacidad máxima de transporte del doble circuito:

$$S = 2 * \sqrt{3} * 400 * 791,7 = 1.097 \text{ MVA}$$

Para los apoyos se ha optado por el modelo Gran Cóndor de doble cruceta de IMEDEXSA, de celosía metálica, especialmente diseñado para líneas de 400 kV con doble circuito.



Figura 13: Apoyo Gran Cóndor de doble cruceta de IMEDEXSA

La línea contará con un total de 49 apoyos, distribuidos de la siguiente manera:

- 9 apoyos de ángulo
- 2 apoyos terminales (inicio y fin de línea)
- 3 apoyos de amarre
- 35 apoyos de suspensión

A continuación se muestra la tabla con la distribución de tramos entre los apoyos de ángulo, donde se indican los tramos rectos definidos y la longitud media de vano para cada uno:

Tabla 13: Disposición Apoyos línea 400 kV

Tramo recto entre ángulos	Longitud del tramo (m)	Tipos, números y disposición de apoyos	Longitud media de vano (m)
Entre ángulo 1 y 2	214,26	-	214,26
Entre ángulo 2 y 3	799,70	Apoyo en suspensión: 1	399,85
Entre ángulo 3 y 4	1107,00	Apoyo en suspensión: 2	369,00
Entre ángulo 4 y 5	4713,00	Apoyo en suspensión: 5 Apoyo de amarre: 1 Apoyo en suspensión: 5	392,75
Entre ángulo 5 y 6	3031,00	Apoyo en suspensión: 3 Apoyo de amarre: 1 Apoyo en suspensión: 3	378,88
Entre ángulo 6 y 7	2312,00	Apoyo en suspensión: 5	385,33
Entre ángulo 7 y 8	4382,00	Apoyo en suspensión: 4 Apoyo de amarre: 1 Apoyo en suspensión: 5	398,36
Entre ángulo 8 y 9	1793,00	Apoyo en suspensión: 4	448,25

Tabla 14: Resumen línea 400 kV SET Castril - SET Baza

Resumen línea 400 kV SET Castril - SET Baza	
Distancia	18.45 km
Desnivel medio	4.6%
Tensión nominal	400 kV
Capacidad de transporte	1.097 MVA
Tipo de conductor	ACSR 30/7 (181,6 mm ²)
Tipo de apoyo	Gran condor (Doble Cruzeta)
Número total de apoyos suspensión	49 apoyos

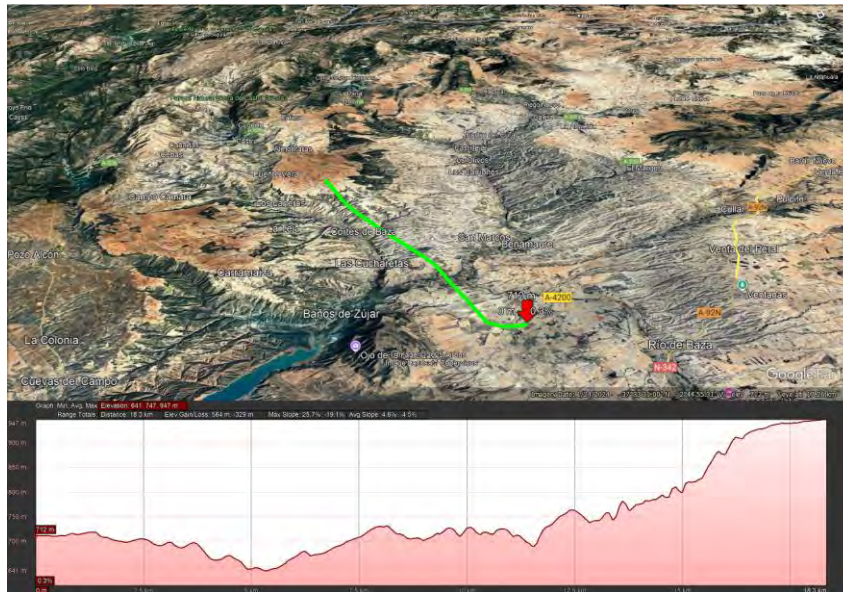


Figura 14: Perfil topográfico por el que discurrirá la línea de 400 kV. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 6. ESTUDIO ECONÓMICO

El estudio económico del proyecto se ha planteado a partir de un modelo de flujos de caja que incluye los elementos financieros principales: la inversión inicial, los ingresos por la venta de energía, los costes de operación y el marco fiscal aplicable. La planta, con una potencia instalada de 1,002 GW en el lado de alterna, tendrá una vida útil estimada de 25 años y una producción anual inicial de 2.551 GWh, lo que equivale a unas 2.544 horas de funcionamiento a plena carga. Esta producción irá disminuyendo ligeramente con el tiempo, ya que se ha considerado una degradación técnica anual del 0,3 %, algo habitual en este tipo de instalaciones.

La inversión inicial necesaria asciende a unos **QUINIENTOS CINCUENTA Y DOS MILLONES SETECIENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL CIENTO CUARENTA Y UN EUROS CON SESENTA Y OCHO CÉNTIMOS (552.789.141,68 €)**, según el presupuesto detallado en el Documento 3. En cuanto a los ingresos, se han planteado dos escenarios distintos para la venta de energía. El primero es el mercado spot (o pool), donde se estima un precio medio de 59,4 €/MWh en los próximos años, aunque con cierta volatilidad, ya que depende de la oferta y la demanda diaria [21]. De hecho, muchos informes apuntan a que el aumento de las renovables podría hacer que estos precios bajen con el tiempo. El segundo escenario se basa en contratos bilaterales (PPAs), donde el precio se fija desde el principio entre el productor y el consumidor. Aquí se parte de un valor de 45 €/MWh, aunque hay previsiones, como las de AleaSoft, que sitúan ese precio entre 45 y 60 €/MWh a medio-largo plazo debido al crecimiento del consumo eléctrico, impulsado por la electrificación y el vehículo eléctrico.

Por el lado de los costes, el OPEX parte de una base anual de 14,6 millones de euros, con una subida del 1,5 % cada año para reflejar el efecto de la inflación. En cuanto a la parte fiscal, se ha tenido en cuenta el nuevo tipo del impuesto de sociedades, que es del 25 %.

Tabla 15: OPEX proyecto Castril

Gastos de operación	Unitario	Total
O&M	8,00 €/kW	8.022.400,00 €
Terreno	1.500,00 €/ha	2.061.765,00 €
Seguro	0,23 €/kW	226.632,80 €
Impuestos/Tasas	3,00 €/kW	3.008.400,00 €
Conexión a REE	1,00 €/kW	1.002.800,00 €
Seguridad	0,15 €/kW	150.420,00 €
Gestión técnica y administrativa	0,13 €/kW	130.364,00 €
TOTAL		14.602.781,80 €

Uno de los puntos clave del análisis es la tasa de descuento, que refleja el riesgo asociado a cada tipo de escenario. Para el mercado spot, se ha considerado un 9 %, teniendo en cuenta la incertidumbre que puede generar la variabilidad del precio de la energía, como recogen estudios como el de Pérez-Amaral [22]. En cambio, para los contratos PPAs, donde el precio está pactado desde el inicio, se ha utilizado una tasa del 6 %, siguiendo referencias como BNP Paribas o LevelTen, que destacan la mayor estabilidad de este modelo.

Con todo esto, se podrán calcular los principales indicadores de rentabilidad (VAN, TIR, entre otros) y valorar de forma completa la viabilidad económica del proyecto, comparando ambos escenarios.

CASH FLOW. Escenario 1. Mercado Pool. Precio venta energía: 59.4 €/MWh WACC: 9% Valores en Millones de euros

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ingresos de explotación		151,53	151,07	150,62	150,17	149,72	149,27	148,82	148,38	147,93	147,49	147,04	146,60	146,16	145,72	145,29	144,85	144,42	143,98	143,55	143,12	142,69	142,26	141,84	141,41	140,99
Gastos de explotación		14,60	14,82	15,04	15,27	15,50	15,73	15,97	16,21	16,45	16,70	16,95	17,20	17,46	17,72	17,99	18,26	18,53	18,81	19,09	19,38	19,67	19,96	20,26	20,57	20,87
EBITDA		136,93	136,25	135,58	134,90	134,22	133,54	132,85	132,17	131,48	130,79	130,10	129,40	128,70	128,00	127,30	126,60	125,89	125,18	124,46	123,74	123,02	122,30	121,57	120,85	120,11
Amortización		22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11
EBIT		114,82	114,14	113,47	112,79	112,11	111,43	110,74	110,06	109,37	108,68	107,99	107,29	106,59	105,89	105,19	104,48	103,78	103,06	102,35	101,63	100,91	100,19	99,46	98,73	98,00
Impuestos		28,70	28,54	28,37	28,20	28,03	27,86	27,69	27,51	27,34	27,17	27,00	26,82	26,65	26,47	26,30	26,12	25,94	25,77	25,59	25,41	25,23	25,05	24,87	24,68	24,50
Capex	552,79																									
Free cash Flow	-552,79	86,11	85,61	85,10	84,59	84,08	83,57	83,06	82,54	82,03	81,51	80,99	80,47	79,94	79,42	78,89	78,36	77,83	77,30	76,76	76,22	75,68	75,14	74,60	74,05	73,50

CASH FLOW. Escenario 2. Mercado PPAs. Precio venta energía: 45€/MWh WACC: 6% Valores en Millones de euros

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ingresos de explotación		114,80	114,45	114,11	113,76	113,42	113,08	112,74	112,41	112,07	111,73	111,40	111,06	110,73	110,40	110,07	109,74	109,41	109,08	108,75	108,43	108,10	107,78	107,45	107,13	106,81
Gastos de explotación		14,60	14,82	15,04	15,27	15,50	15,73	15,97	16,21	16,45	16,70	16,95	17,20	17,46	17,72	17,99	18,26	18,53	18,81	19,09	19,38	19,67	19,96	20,26	20,57	20,87
EBITDA		100,19	99,63	99,06	98,50	97,92	97,35	96,78	96,20	95,62	95,04	94,45	93,86	93,27	92,68	92,08	91,48	90,88	90,27	89,66	89,05	88,43	87,81	87,19	86,56	85,93
Amortización		22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11
EBIT		78,08	77,52	76,95	76,38	75,81	75,24	74,67	74,09	73,51	72,92	72,34	71,75	71,16	70,56	69,97	69,37	68,76	68,16	67,55	66,94	66,32	65,70	65,08	64,45	63,82
Impuestos		19,52	19,38	19,24	19,10	18,95	18,81	18,67	18,52	18,38	18,23	18,08	17,94	17,79	17,64	17,49	17,34	17,19	17,04	16,89	16,73	16,58	16,43	16,27	16,11	15,96
Capex	552,79																									
Free cash Flow	-552,79	58,56	58,14	57,71	57,29	56,86	56,43	56,00	55,57	55,13	54,69	54,25	53,81	53,37	52,92	52,48	52,03	51,57	51,12	50,66	50,20	49,74	49,28	48,81	48,34	47,87

Resultados

Tabla 16: Resultados estudio económico proyecto Castril

Escenario 1 (Mercado POOL)		Escenario 2 (Mercado PPAs)	
VAN	253.41 €	VAN	145.35 €
WACC	9%	WACC	6%
TIR	14.51 %	TIR	8.74 %
PayBack	6.53 años	PayBack	9.19 años

Una vez aplicadas las hipótesis y el modelo de flujos de caja, se obtienen resultados bastante claros en cuanto a la rentabilidad del proyecto en ambos escenarios. En el caso del mercado spot (escenario 1), el VAN alcanza los 253,41 millones de euros, con una TIR del 14,51 % y un PayBack de 6,53 años. Estos datos reflejan una rentabilidad muy atractiva, aunque es importante tener en cuenta que también implica más incertidumbre, ya que el precio de la energía en el pool varía constantemente y está muy influido por factores externos como la oferta renovable.

En cambio, en el escenario 2, basado en contratos PPAs, el VAN es de 145,35 millones de euros, la TIR se sitúa en el 8,75 % y el PayBack se alarga hasta los 9,19 años. Aunque los resultados son más conservadores, este modelo ofrece mayor estabilidad al fijarse un precio de venta desde el inicio, lo que reduce el riesgo financiero a lo largo del tiempo.

Además, se ha analizado hasta qué punto bajadas en el precio de la energía afectarían a la rentabilidad del proyecto. En el escenario del mercado spot, si el precio medio bajara a 45,6 €/MWh, el VAN ya sería negativo, lo que significa que la inversión dejaría de ser rentable. Lo mismo ocurriría en el caso de los PPAs si el precio se redujera a 38,89 €/MWh.

En resumen, el escenario 1 ofrece una rentabilidad mayor, pero también más exposición a los vaivenes del mercado. El escenario 2, aunque con menor rentabilidad, es más seguro y predecible. La elección entre uno u otro dependerá del perfil de riesgo que se quiera asumir y del contexto del sector en el momento en que se lleve a cabo el proyecto.

Capítulo 7. IMPACTO AMBIENTAL

En este capítulo se presenta el impacto que tendría esta central solar en la reducción de emisiones. Para ello, es útil recordar algunas de sus características principales. Se trata de una planta fotovoltaica de 1.002.800 kW de potencia instalada, con una producción anual estimada de 2,551 GWh.

La energía solar fotovoltaica es una fuente renovable y limpia, es decir, no genera emisiones directas a la atmósfera durante la producción de electricidad. No obstante, es importante tener en cuenta el ciclo de vida completo de los componentes de la planta, lo que incluye las emisiones asociadas a la fabricación, transporte y tratamiento final de módulos, inversores, estructuras, etc.

Actualmente, se estima que el ciclo de vida de una instalación solar implica unas emisiones de 35,8 g CO₂/kWh, distribuidas en 20,2 g por los módulos, 9,9 g por los inversores y 5,8 g por el resto de elementos [23]. Considerando la producción anual total (2,551 GWh) y una vida útil de 25 años, con una degradación media del rendimiento del 0,04 % anual, se estima una producción acumulada de unos 60,806 GWh. Aplicando los factores anteriores, las emisiones totales asociadas al ciclo de vida serían del orden de 2,17 millones de toneladas de CO₂.

A continuación, se compara este dato con las emisiones asociadas a otras fuentes de generación eléctrica no renovables, para evidenciar el impacto positivo que supone sustituirlas por generación solar [24].

Tabla 17: Emisiones Totales y Media Ponderada de CO₂ de Tecnologías No Renovables

Tecnología	Emisiones (tCO ₂ -eq/MWh)	Emisiones Totales (Mill. toneladas)
Carbón	0.95	57.76
Ciclo combinado	0.37	22.49
Diesel	0.68	41.34

Cogeneración	0.38	23.1
Residuos	0.24	14.59
Media ponderada	0.49	29.79

Se puede apreciar claramente que, incluso teniendo en cuenta el ciclo de vida completo, las emisiones de una instalación solar siguen siendo considerablemente inferiores a las de otras tecnologías convencionales. En este caso concreto, se estima que las emisiones evitadas frente a fuentes no renovables alcanzarían aproximadamente los 27.6 millones de toneladas de CO₂ en 25 años.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

Este trabajo ha permitido analizar de forma completa si una planta solar de 1 GW como la planteada en Castril (Granada) sería viable desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental. A nivel técnico, se ha comprobado que el diseño propuesto es realista y bien adaptado al terreno y a las condiciones del lugar, que garantiza una producción anual de 2.551 GWh y 2544 horas equivalentes.

En la parte económica, se han planteado dos escenarios de venta de energía: mercado pool y PPAs. Aunque en ambos casos los resultados son positivos, con valores de VAN y TIR que permiten recuperar la inversión, también es cierto que los márgenes no son tan amplios como podría esperarse en un proyecto de esta envergadura. Invertir más de 550 millones de euros para obtener una TIR tan cercana al WACC, en el mejor de los casos, supone asumir un riesgo considerable, sobre todo teniendo en cuenta la inestabilidad del precio de la energía. Esta puede ser, precisamente, una de las razones por las que en España todavía no se ha construido una planta solar de esta escala, a pesar de que el contexto es favorable.

En cuanto al impacto medioambiental, los datos son claros: esta planta permitiría evitar la emisión de más de 29 millones de toneladas de CO₂ si se compara con centrales térmicas convencionales. Esto refuerza su papel dentro del objetivo de descarbonizar el sistema eléctrico y cumplir los compromisos marcados por el PNIEC.

Más allá de la viabilidad técnica y económica, conviene también mencionar el impacto que puede tener una planta de estas dimensiones en la seguridad del sistema eléctrico. Al ser una instalación renovable, no aporta inercia al sistema, lo que puede ser un problema en caso de una caída brusca de tensión o un fallo en cadena. Sin embargo, también tiene la ventaja de poder conectarse y aportar energía prácticamente al instante, algo muy valioso en situaciones de emergencia. De hecho, este tipo de respuesta rápida podría haber ayudado en situaciones como el reciente apagón nacional que sufrió España el 28 de abril de 2025, donde quedó

claro que el sistema necesita cada vez más recursos flexibles que puedan reaccionar en segundos.

En resumen, aunque el proyecto es viable y beneficioso en muchos aspectos, también deja claro que este tipo de inversiones requiere una planificación cuidadosa y una estrategia sólida. Las grandes plantas solares pueden jugar un papel clave en el futuro energético de España, pero no están exentas de retos ni de decisiones complejas que van más allá de lo puramente técnico.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. B. International Energy Agency (IEA), "Solar - IEA," 2023 Available: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>.
- [2] IRENA, "Renewable energy statistics 2024,international renewable energy agency, abu dhabi." 2024 Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2024.pdf.
- [3] Solar Insure, "Top 5 Largest Solar Power Plants of the World," 2024. Available: <https://www.solarinsure.com/largest-solar-power-plants>.
- [4] Alusin Solar, "Las 5 mayores plantas fotovoltaicas en España," 2024. Available: <https://alusinsolar.com/las-5-mayores-plantas-fotovoltaicas-espana/>.
- [5] Eurostat, "Renewable energy statistics," 2024 Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics.
- [6] BOE, "234/2019 (TRANSICIÓN ECOLÓGICA)," 2019. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2019-234>.
- [7] Power2x. *ErasmusPower2X*. Available: <https://www.power2x.com/es-erasmop2x//>.
- [8] REE. *Estructura de la generación*. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>.
- [9] Mireia Morollón, "Castilla-La Mancha, líder en España en generación de energía solar fotovoltaica," 2023. Available: <https://cadenaser.com/castillalamancha/2023/12/31/castilla-la-mancha-lider-en-espana-en-generacion-de-energia-fotovoltaica-ser-ciudad-real/>.
- [10] J. Donoso, M. Behar, A. Miranda (IEA), "National survey report of PV power applications in spain 2023," 2023 Available: https://iea-pvps.org/national_survey/national-survey-report-of-pv-power-applications-in-spain-2023/.
- [11] Anonymous "Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030," Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>.
- [12] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), "Subvenciones y ayudas para proyectos solares," 2023. Available: <https://www.idae.es/>.

- [13] ENEL. *La energía solar*. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar>.
- [14] NREL, "Solar Photovoltaic Technology Basics," 2025. Available: <https://www2.nrel.gov/research/re-photovoltaics>.
- [15] REPSOL. *¿Qué es la energía solar y qué beneficios tiene?*
Aprovechando al máximo la energía del Sol. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml>.
- [16] Colaboradores de Wikipedia. (Feb 22). *Panel fotovoltaico*. Available: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Panel_fotovoltaico&oldid=165608064.
- [17] BOE-A-2015-10439, "Ley 37/2015, de 29 de septiembre, de carreteras." 2015. .
- [18] ENCE, "Planta solar fotovoltaica atarfe II 49,991 MWp," 2021 Available: <https://www.juntadeandalucia.es/sites/default/files/2022-06/PROYECTO%20TECNICO%20PSFV%20%20ATARFE%20II.pdf>.
- [19] Valores Ambientales de los Espacios Protegidos, "ES6140002 sierra de castril," .
- [20] Plataforma de contratación del sector público. *Portal de licitaciones*. Available: https://contrataciondelestado.es/wps/portal/!ut/p/b1/jc7LDoIwEAXQb-EDzAylrbDk2UJQUB7abggLYzA8Nsbvtxq3orO7ybmZCxrUxnYZ9ygShnAGPfeP4drfh2Xux1fWvKNxEYaJJOHWToQkj5qGSxMFM0AZwJyQtllb8ioViKlMoryxGQrC-vjl_PxV_8Eep2QD1ib-AYrG_ZymS6gDNt2fhsf_NRzsAiO5lFW7upSEBuRQg0qgEmPiZfeaO9b1hOmSbIL/dl4/d5/L2dBIS9nQSEh/pw/Z7_AVEQA1930OBRD02JPMTPG21004/act/id=0/p=javax.servlet.include.path_info=QCPjspQCPbusquedaQCPMainBusqueda.jsp/608653634124/-/.
- [21] Roberto Caveró García, "Previsiones 2025: ¿Qué esperar de los precios del POOL?" 2025. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/previsiones-2025-qu%C3%A9-esperar-de-los-precios-del-pool-cavero-garcia-gtmjf/>.
- [22] Inmaculada Guaita-Pradas and y Ana Blasco Ruiz, "Analyzing profitability and discount rates for solar PV plants. A spanish case," 2020 Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/8/3157>.
- [23] Stucki, M., Götz, M., de Wild-Scholten, M., Frischknecht, R. (IEAPVPS), "Análisis de ciclo de vida ambiental de la electricidad

de los sistemas fotovoltaicos," Available: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/09/Task-12-Fact-Sheet-Spanish.pdf>.

[24] REE, "Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en españa," 2021 Available: https://file:///C:/Users/LauraR/Downloads/2021_03_Metodolog%C3%ADa_emisiones_CO2_generaci%C3%B3n_electricidad_Espa%C3%B1a_.pdf.

ANEXO I: INFORMES PVSYST



ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 1GW EN ESPAÑA

Proyecto Castril

ANEXO I: INFORMES PVSYST

Autor: Pablo Riera Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Curso: 2024-2025

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Castril 1GW

Variant: CONJUNTO

No 3D scene defined, no shadings

System power: 1185 MWp

Fuente Vera - Spain



Project: Castril 1GW

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Simulation date:

16/03/25 12:59

with V8.0.7

Pablo Riera (Spain)

Project summary

Geographical Site

Fuente Vera

Spain

Situation

Latitude 37.73 °N

Longitude -2.77 °W

Altitude 955 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Fuente Vera

Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Phi min / max. -/+ 60 °

Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 1822505 units

Pnom total 1185 MWp

Inverters

Nb. of units 225 units

Pnom total 1035 MWac

Pnom ratio 1.145

Results summary

Produced Energy 2586.8 GWh/year

Specific production

2184 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

84.02 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Castril 1GW

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Simulation date:

16/03/25 12:59

with V8.0.7

Pablo Riera (Spain)

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		Models used
Tracking plane, horizontal N-S axis	Trackers configuration	Transposition Perez
Axis azimuth 0 °	No 3D scene defined	Diffuse Perez, Meteonorm
Phi min / max. -/+ 60 °		Circumsolar separate
Diffuse shading Automatic		
Tracking algorithm		
Astronomic calculation		
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	no Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer Generic		Manufacturer Generic	
Model TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex		Model Sunny Central 4600 UP	
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power 650 Wp		Unit Nom. Power 4600 kWac	
Number of PV modules 1822505 units		Number of inverters 225 units	
Nominal (STC) 1185 MWp		Total power 1035000 kWac	
Modules 62845 string x 29 In series		Operating voltage 1003-1325 V	
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC) 1.14	
Pmpp 1085 MWp			
U mpp 994 V			
I mpp 1092281 A			
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC) 1184628 kWp		Total power 1035000 kWac	
Total 1822505 modules		Number of inverters 225 units	
Module area 5661342 m²		Pnom ratio 1.14	

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss	
Module temperature according to irradiance	Global array res. 0.015 mΩ	Loss Fraction -0.4 %	
Uc (const) 20.0 W/m²K	Loss Fraction 1.5 % at STC		
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s			
Module mismatch losses	Strings Mismatch loss		
Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.2 %		
IAM loss factor			
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290			

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: Castril 1GW

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V8.0.7

VC0, Simulation date:

16/03/25 12:59

with V8.0.7

Pablo Riera (Spain)

Main results

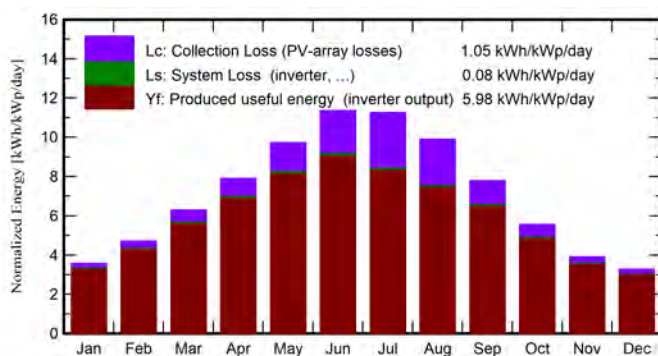
System Production

Produced Energy 2586.8 GWh/year

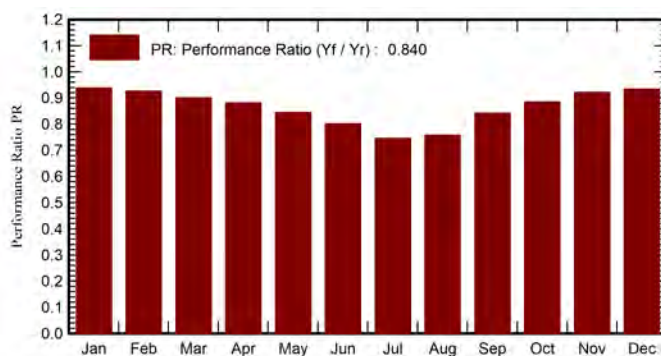
Specific production 2184 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR 84.02 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	76.4	30.13	3.77	110.9	108.5	124.9	123.3	0.939
February	93.2	34.21	5.58	131.8	130.0	146.7	144.7	0.926
March	137.2	48.49	8.88	195.0	193.1	211.0	208.0	0.901
April	170.9	63.30	11.65	237.2	235.4	251.2	247.6	0.881
May	216.2	70.66	16.35	301.7	299.8	305.9	301.6	0.844
June	239.8	60.11	21.95	340.8	339.3	328.1	323.6	0.802
July	248.2	54.30	25.53	349.2	347.8	312.3	308.1	0.745
August	215.7	49.81	25.05	307.3	305.9	279.3	275.6	0.757
September	160.1	51.86	19.48	233.6	231.9	236.1	233.0	0.842
October	121.0	40.45	14.52	172.5	170.5	183.3	180.9	0.885
November	78.8	29.54	7.70	117.4	115.3	129.8	128.1	0.921
December	69.6	24.39	4.62	101.5	99.1	113.9	112.3	0.934
Year	1827.2	557.25	13.81	2598.8	2576.6	2622.4	2586.8	0.840

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Project: Castril 1GW

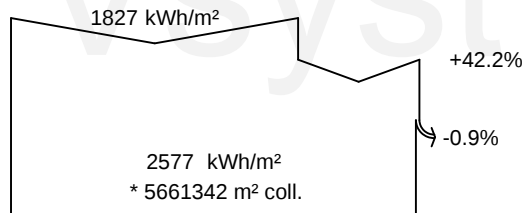
Variant: Nueva variante de simulación

Pablo Riera (Spain)

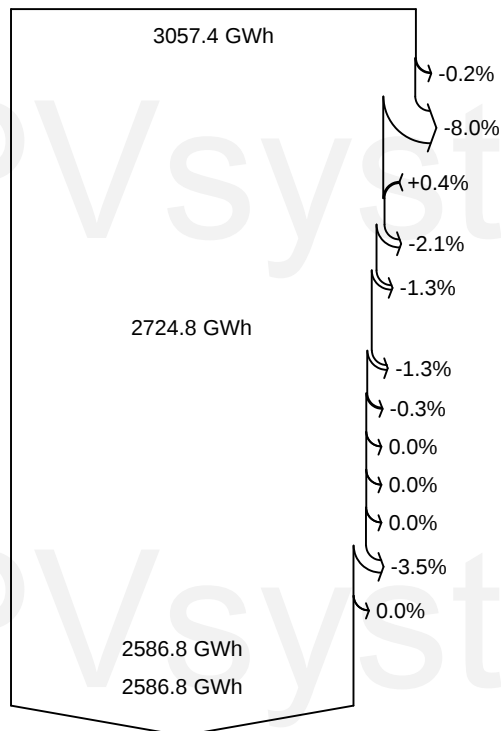
PVsyst V8.0.7

VC0, Simulation date:
16/03/25 12:59
with V8.0.7

Loss diagram



efficiency at STC = 20.96%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



Project: Castril 1GW

Variant: Nueva variante de simulación

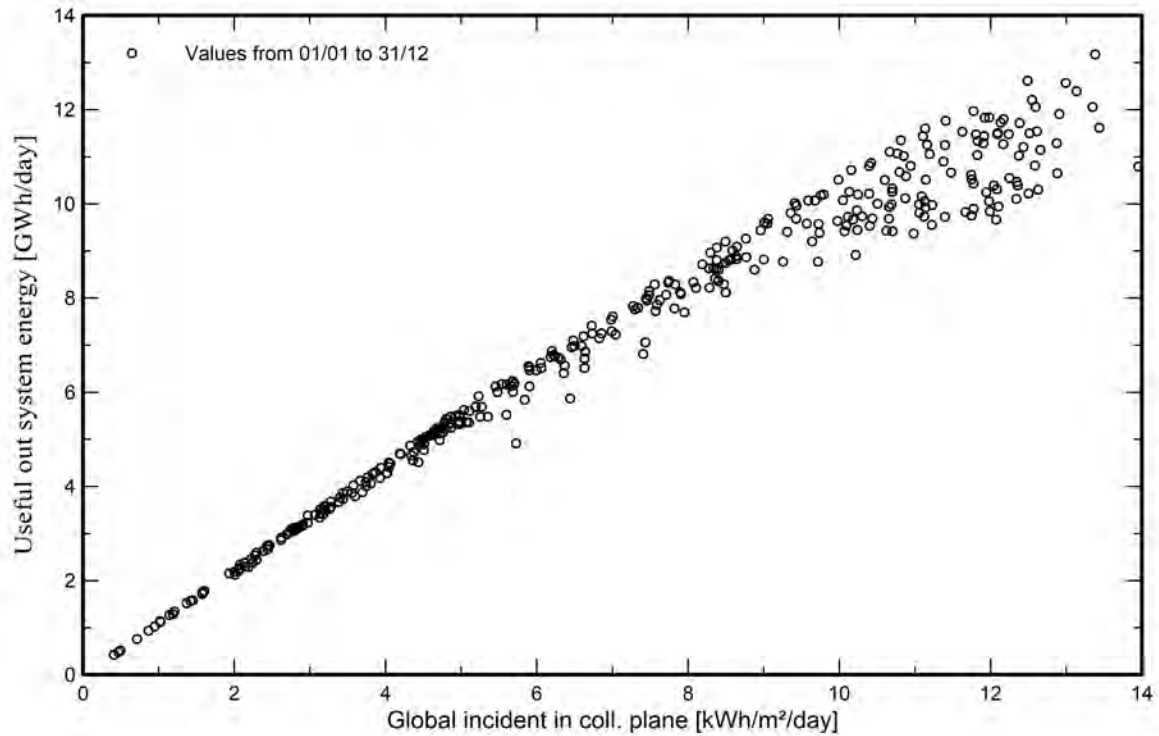
Pablo Riera (Spain)

PVsyst V8.0.7

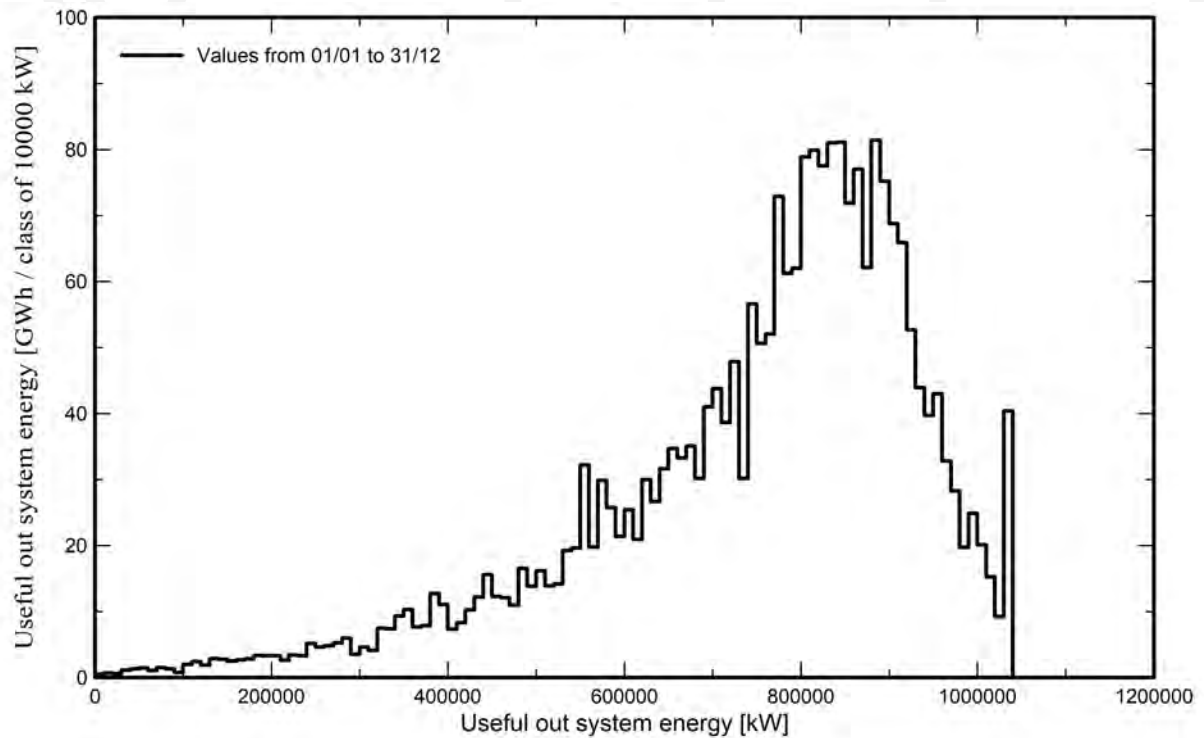
VC0, Simulation date:
16/03/25 12:59
with V8.0.7

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Castril I

Variant: Simulacion Castril I

No 3D scene defined, no shadings

System power: 262.3 MWp

Fuente Vera - Spain

Author

Pablo Riera (Spain)



Project: Castril I

Variant: Simulacion Castril I

PVsyst V8.0.9

VC3, Simulation date:
31/03/25 21:22
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Project summary

Geographical Site

Fuente Vera
Spain

Situation

Latitude 37.73 °(N)
Longitude -2.77 °(W)
Altitude 955 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Fuente Vera
Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. -/+ 60 °
Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

System information

PV Array

Nb. of modules 403564 units
Pnom total 262.3 MWp

No 3D scene defined, no shadings

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Inverters

Nb. of units 49 units
Total power 225400 kWac
Pnom ratio 1.16

Results summary

Produced Energy	572.59 GWh/year	Specific production	2183 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.99 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Castril I

Variant: Simulacion Castril I

PVsyst V8.0.9

VC3, Simulation date:
31/03/25 21:22
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. +/- 60 °
Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Horizon

Free Horizon

Trackers configuration

No 3D scene defined

Near Shadings

no Shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 650 Wp
Number of PV modules 403564 units
Nominal (STC) 262.3 MWp
Modules 13916 string x 29 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 240.3 MWp
U mpp 994 V
I mpp 241868 A

Total PV power

Nominal (STC) 262317 kWp
Total 403564 modules
Module area 1253612 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model Sunny Central 4600 UP
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 4600 kWac
Number of inverters 49 units
Total power 225400 kWac
Operating voltage 1003-1325 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.16

Total inverter power

Total power 225400 kWac
Number of inverters 49 units
Pnom ratio 1.16

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.068 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: Castril I

Variant: Simulacion Castril I

PVsyst V8.0.9

VC3, Simulation date:

31/03/25 21:22

with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy 572.59 GWh/year

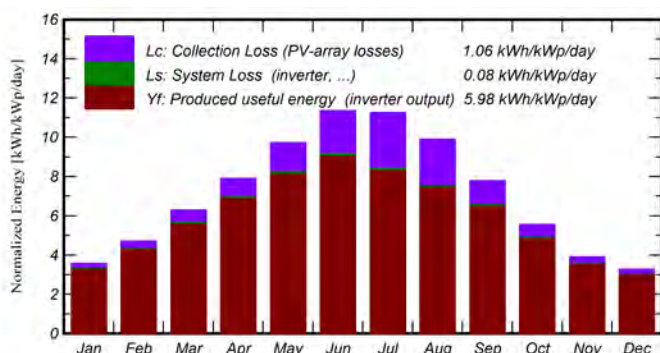
Specific production

2183 kWh/kWp/year

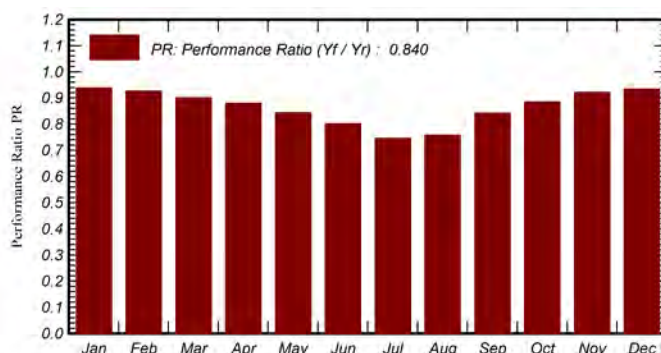
Perf. Ratio PR

83.99 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	76.4	30.13	3.77	110.9	108.5	27.67	27.29	0.939
February	93.2	34.21	5.58	131.8	130.0	32.48	32.03	0.926
March	137.2	48.49	8.88	195.0	193.1	46.71	46.05	0.900
April	170.9	63.30	11.65	237.2	235.4	55.54	54.75	0.880
May	216.2	70.66	16.35	301.7	299.8	67.67	66.72	0.843
June	239.8	60.11	21.95	340.8	339.3	72.64	71.64	0.801
July	248.2	54.30	25.53	349.2	347.8	69.15	68.22	0.745
August	215.7	49.81	25.05	307.3	305.9	61.85	61.02	0.757
September	160.1	51.86	19.48	233.6	231.9	52.29	51.58	0.842
October	121.0	40.45	14.52	172.5	170.5	40.60	40.05	0.885
November	78.8	29.54	7.70	117.4	115.3	28.75	28.36	0.921
December	69.6	24.39	4.62	101.5	99.1	25.21	24.87	0.934
Year	1827.2	557.25	13.81	2598.8	2576.6	580.54	572.59	0.840

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

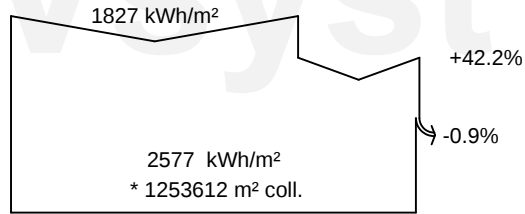
PR Performance Ratio



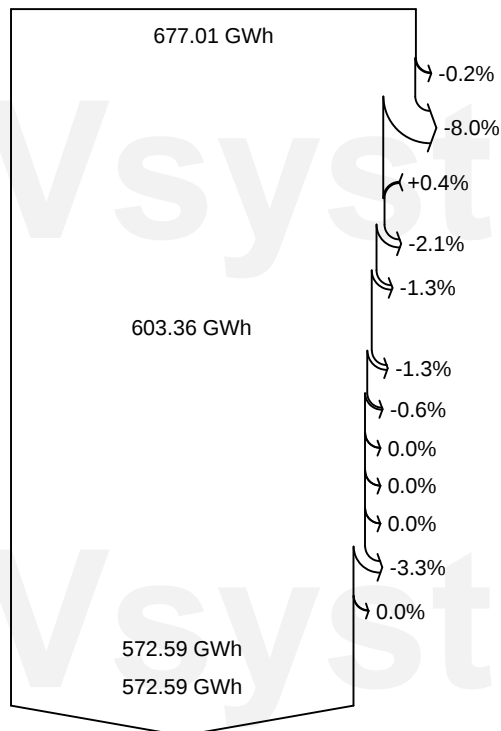
PVsyst V8.0.9

VC3, Simulation date:
31/03/25 21:22
with V8.0.9

Loss diagram



efficiency at STC = 20.96%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

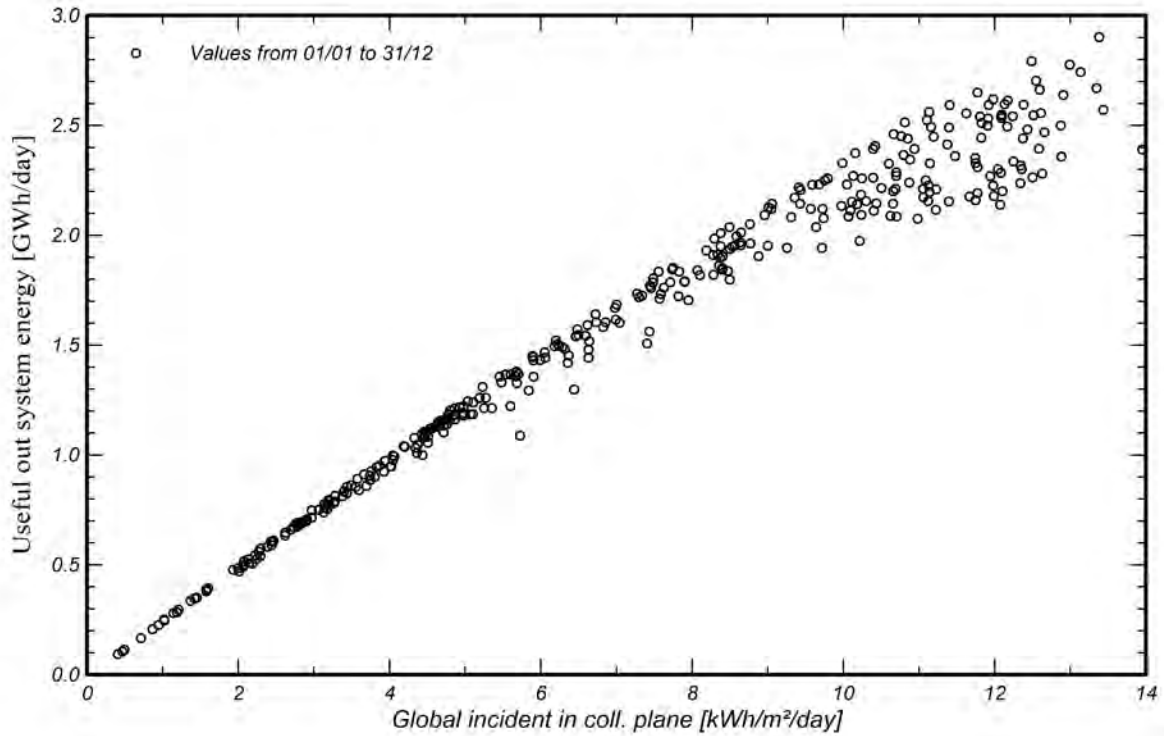
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

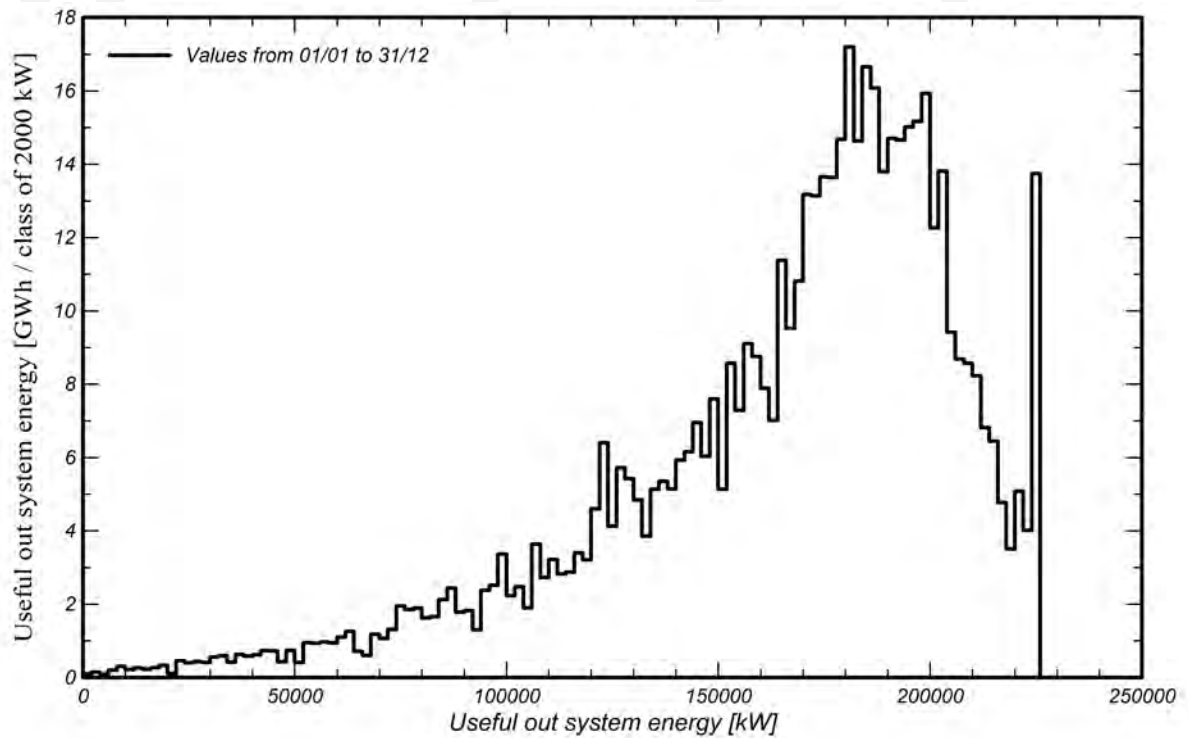


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Castril II

Variant: Simulacion Castril II

No 3D scene defined, no shadings

System power: 214.1 MWp

Fuente Vera - Spain

Author

Pablo Riera (Spain)



Project: Castril II

Variant: Simulacion Castril II

PVsyst V8.0.9

VC4, Simulation date:
31/03/25 21:23
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Project summary

Geographical Site

Fuente Vera

España

Situation

Latitude 37.73 °(N)
Longitude -2.77 °(W)
Altitude 955 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Fuente Vera

Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Phi min / max. -/+ 60 °

Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

No 3D scene defined, no shadings

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 329440 units

Pnom total 214.1 MWp

Inverters

Nb. of units 40 units

Total power 184000 kWac

Pnom ratio 1.16

Results summary

Produced Energy	467.42 GWh/year	Specific production	2183 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.99 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Castril II

Variant: Simulacion Castril II

PVsyst V8.0.9

VC4, Simulation date:
31/03/25 21:23
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. +/- 60 °
Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 650 Wp
Number of PV modules 329440 units
Nominal (STC) 214.1 MWp
Modules 11360 string x 29 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 196.2 MWp
U mpp 994 V
I mpp 197443 A

Total PV power

Nominal (STC) 214136 kWp
Total 329440 modules
Module area 1023357 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model Sunny Central 4600 UP
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 4600 kWac
Number of inverters 40 units
Total power 184000 kWac
Operating voltage 1003-1325 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.16

Total inverter power

Total power 184000 kWac
Number of inverters 40 units
Pnom ratio 1.16

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.083 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: Castril II

Variant: Simulacion Castril II

PVsyst V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

VC4, Simulation date:
31/03/25 21:23
with V8.0.9

Main results

System Production

Produced Energy 467.42 GWh/year

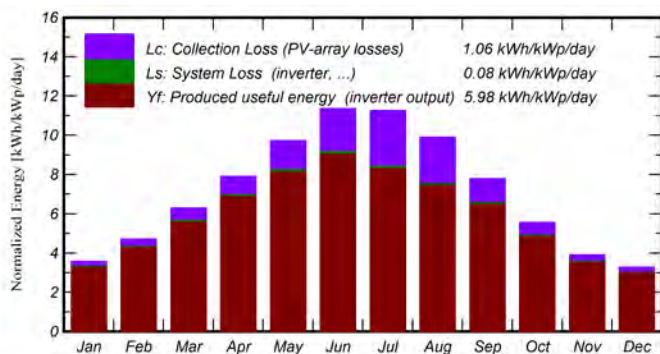
Specific production

2183 kWh/kWp/year

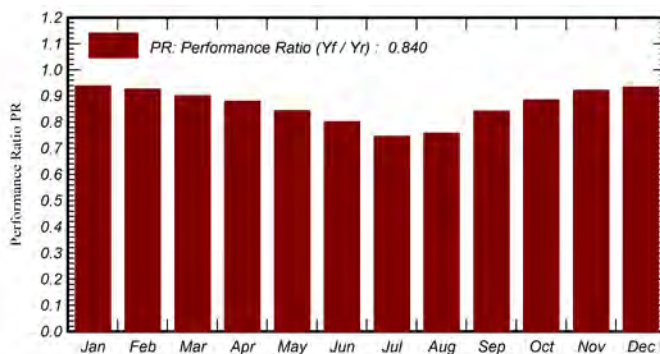
Perf. Ratio PR

83.99 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	76.4	30.13	3.77	110.9	108.5	22.58	22.28	0.939
February	93.2	34.21	5.58	131.8	130.0	26.51	26.15	0.926
March	137.2	48.49	8.88	195.0	193.1	38.13	37.59	0.900
April	170.9	63.30	11.65	237.2	235.4	45.33	44.70	0.880
May	216.2	70.66	16.35	301.7	299.8	55.24	54.47	0.843
June	239.8	60.11	21.95	340.8	339.3	59.30	58.48	0.801
July	248.2	54.30	25.53	349.2	347.8	56.45	55.69	0.745
August	215.7	49.81	25.05	307.3	305.9	50.49	49.81	0.757
September	160.1	51.86	19.48	233.6	231.9	42.69	42.11	0.842
October	121.0	40.45	14.52	172.5	170.5	33.14	32.69	0.885
November	78.8	29.54	7.70	117.4	115.3	23.47	23.15	0.921
December	69.6	24.39	4.62	101.5	99.1	20.58	20.30	0.934
Year	1827.2	557.25	13.81	2598.8	2576.6	473.91	467.42	0.840

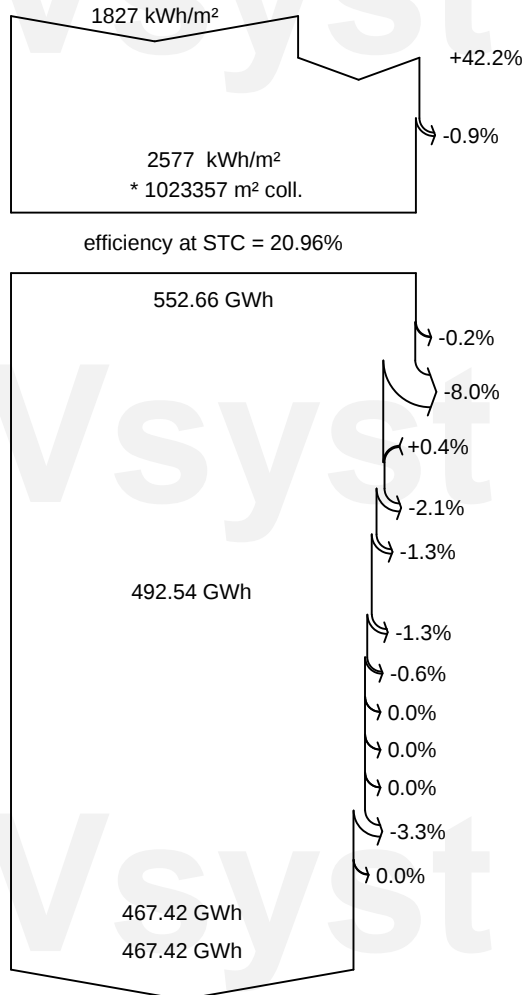
Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

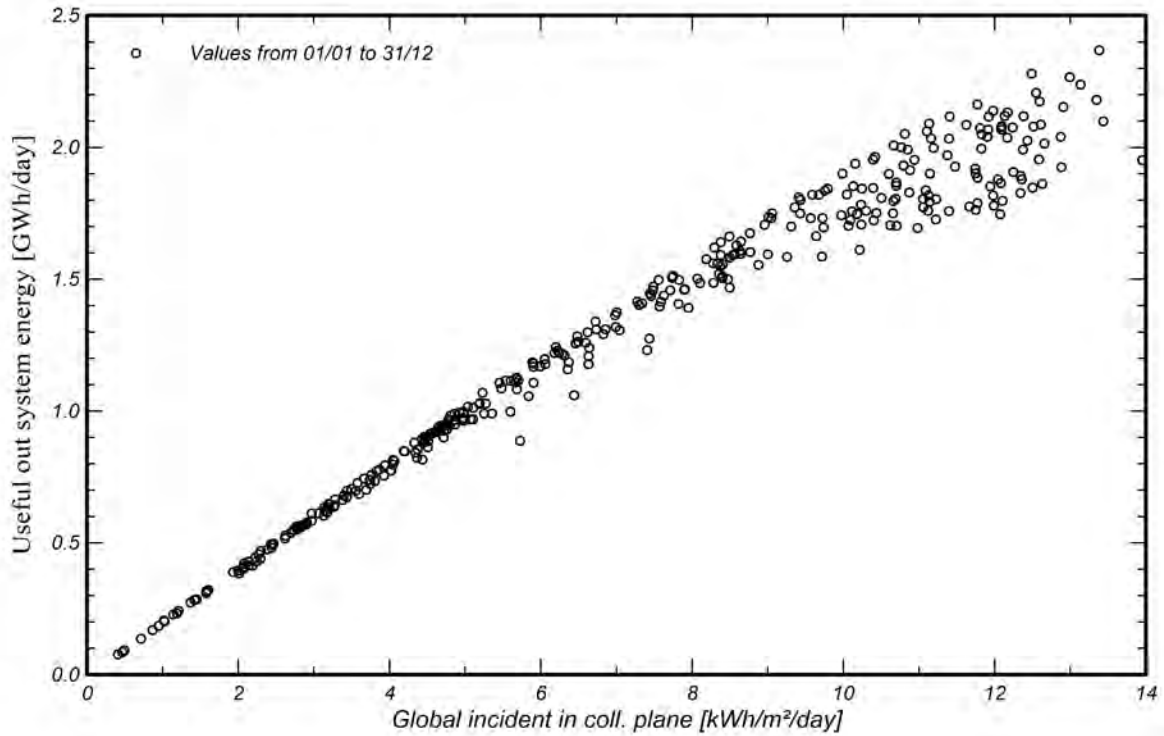
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

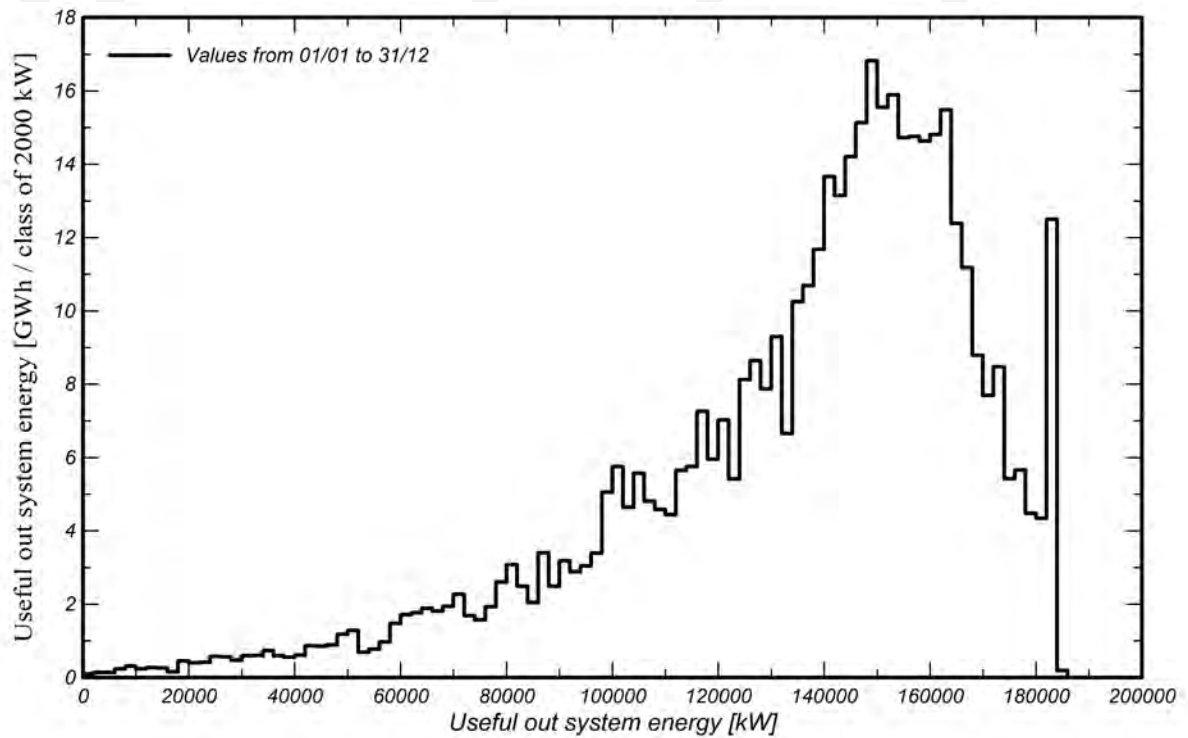


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Castril III

Variant: Simulacion Castril III

No 3D scene defined, no shadings

System power: 240.9 MWp

Fuente Vera - Spain

Author

Pablo Riera (Spain)



Project: Castril III

Variant: Simulacion Castril III

PVsyst V8.0.9

VC5, Simulation date:
31/03/25 21:24
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Project summary

Geographical Site

Fuente Vera

España

Situation

Latitude 37.73 °(N)
Longitude -2.77 °(W)
Altitude 955 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Fuente Vera

Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. -/+ 60 °
Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

System information

PV Array

Nb. of modules 370620 units
Pnom total 240.9 MWp

No 3D scene defined, no shadings

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Inverters

Nb. of units 45 units
Total power 207000 kWac
Pnom ratio 1.16

Results summary

Produced Energy	525.85 GWh/year	Specific production	2183 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.99 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V8.0.9

VC5, Simulation date:
31/03/25 21:24
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Phi min / max. -/+ 60 °

Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 650 Wp

Number of PV modules 370620 units

Nominal (STC) 240.9 MWp

Modules 12780 string x 29 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 220.7 MWp

U mpp 994 V

I mpp 222124 A

Total PV power

Nominal (STC) 240903 kWp

Total 370620 modules

Module area 1151276 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model Sunny Central 4600 UP

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 4600 kWac

Number of inverters 45 units

Total power 207000 kWac

Operating voltage 1003-1325 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.16

Total inverter power

Total power 207000 kWac

Number of inverters 45 units

Pnom ratio 1.16

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

0.074 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: Castril III

Variant: Simulacion Castril III

PVsyst V8.0.9

VC5, Simulation date:

31/03/25 21:24

with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy 525.85 GWh/year

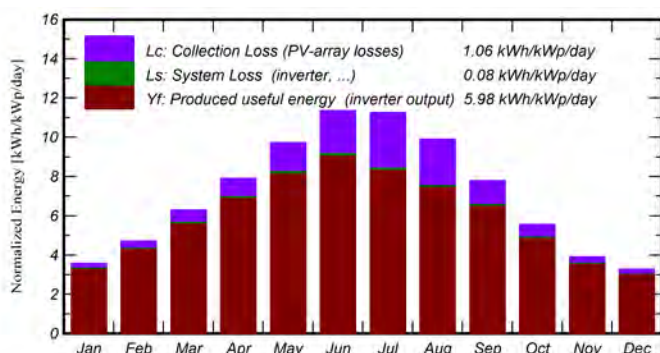
Specific production

2183 kWh/kWp/year

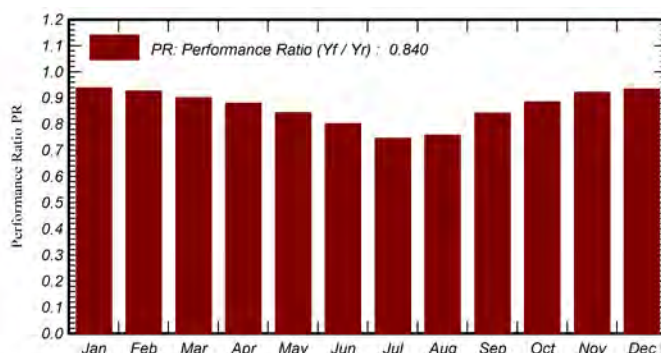
Perf. Ratio PR

83.99 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	76.4	30.13	3.77	110.9	108.5	25.41	25.07	0.939
February	93.2	34.21	5.58	131.8	130.0	29.82	29.42	0.926
March	137.2	48.49	8.88	195.0	193.1	42.89	42.29	0.900
April	170.9	63.30	11.65	237.2	235.4	51.00	50.28	0.880
May	216.2	70.66	16.35	301.7	299.8	62.14	61.28	0.843
June	239.8	60.11	21.95	340.8	339.3	66.71	65.79	0.801
July	248.2	54.30	25.53	349.2	347.8	63.51	62.65	0.745
August	215.7	49.81	25.05	307.3	305.9	56.80	56.04	0.757
September	160.1	51.86	19.48	233.6	231.9	48.02	47.37	0.842
October	121.0	40.45	14.52	172.5	170.5	37.28	36.78	0.885
November	78.8	29.54	7.70	117.4	115.3	26.40	26.04	0.921
December	69.6	24.39	4.62	101.5	99.1	23.16	22.84	0.934
Year	1827.2	557.25	13.81	2598.8	2576.6	533.15	525.85	0.840

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

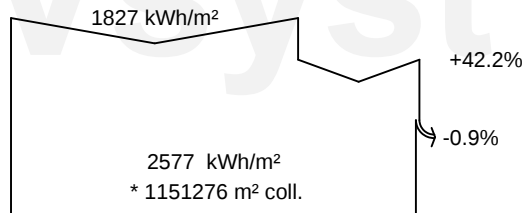
PR Performance Ratio



PVsyst V8.0.9

VC5, Simulation date:
31/03/25 21:24
with V8.0.9

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

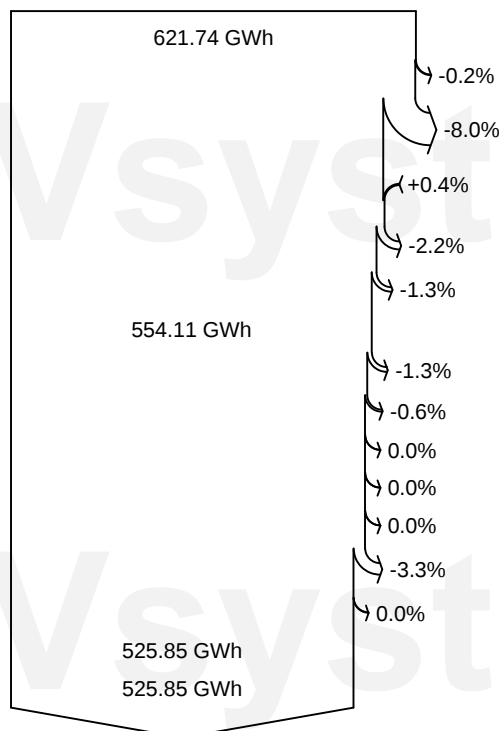
Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

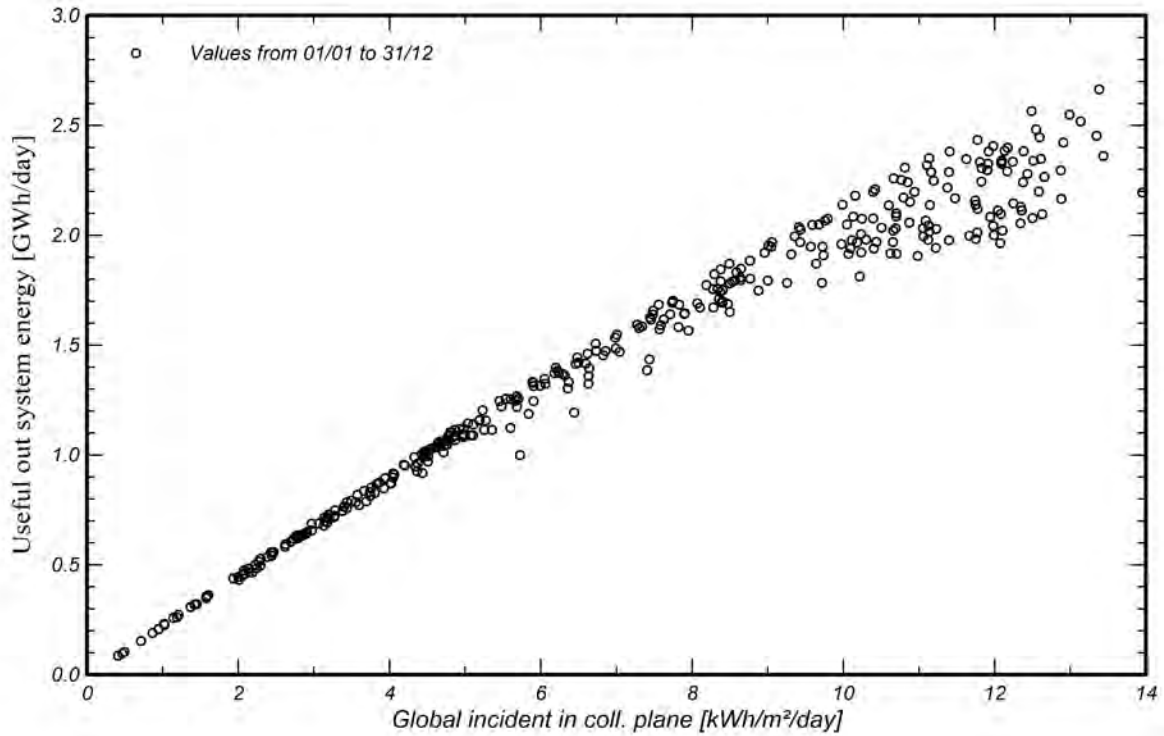
Energy injected into grid



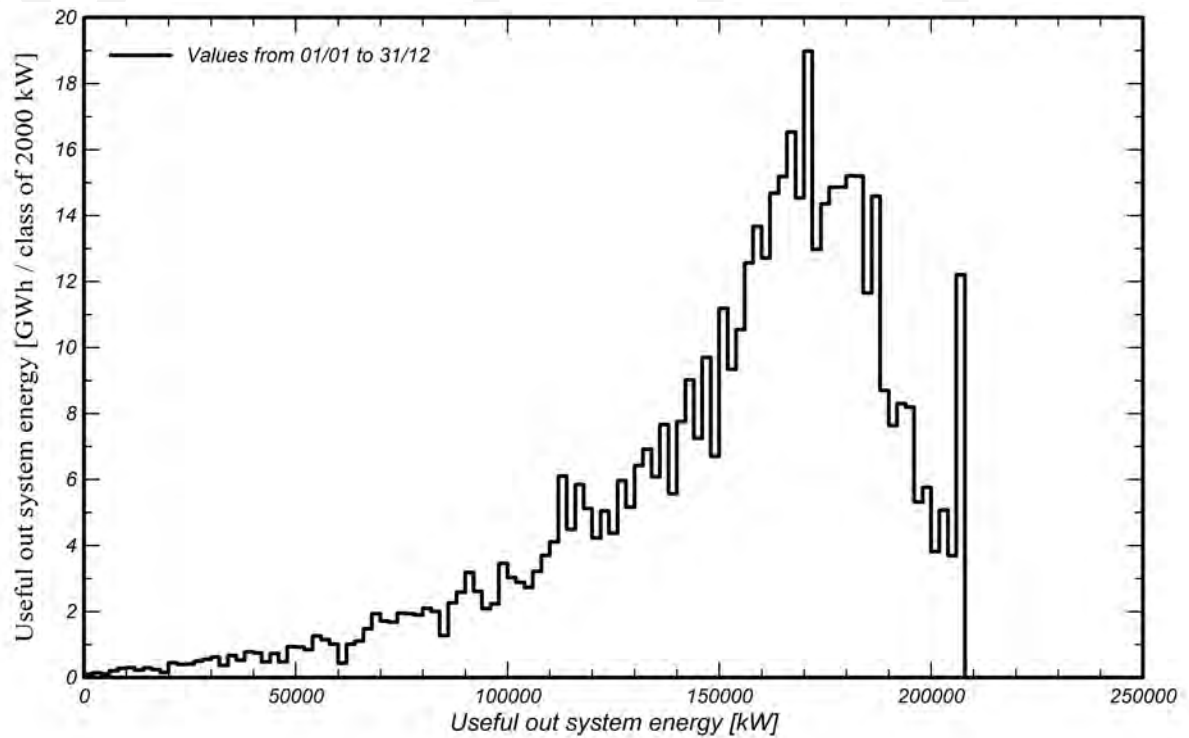


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Castril IV

Variant: Simulacion Castril IV

No 3D scene defined, no shadings

System power: 219.5 MWp

Fuente Vera - Spain

Author

Pablo Riera (Spain)



Project: Castril IV

Variant: Simulacion Castril IV

PVsyst V8.0.9

VC6, Simulation date:
31/03/25 21:25
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Project summary

Geographical Site

Fuente Vera

España

Situation

Latitude 37.73 °(N)
Longitude -2.77 °(W)
Altitude 955 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Fuente Vera

Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Phi min / max. -/+ 60 °

Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

No 3D scene defined, no shadings

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 337676 units

Pnom total 219.5 MWp

Inverters

Nb. of units 41 units

Total power 188600 kWac

Pnom ratio 1.16

Results summary

Produced Energy 479.11 GWh/year Specific production 2183 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.99 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V8.0.9

VC6, Simulation date:
31/03/25 21:25
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Phi min / max. -/+ 60 °

Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 650 Wp

Number of PV modules 337676 units

Nominal (STC) 219.5 MWp

Modules 11644 string x 29 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 201.1 MWp

U mpp 994 V

I mpp 202379 A

Total PV power

Nominal (STC) 219489 kWp

Total 337676 modules

Module area 1048941 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model Sunny Central 4600 UP

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 4600 kWac

Number of inverters 41 units

Total power 188600 kWac

Operating voltage 1003-1325 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.16

Total inverter power

Total power 188600 kWac

Number of inverters 41 units

Pnom ratio 1.16

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

0.081 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: Castril IV

Variant: Simulacion Castril IV

PVsyst V8.0.9

VC6, Simulation date:
31/03/25 21:25
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy 479.11 GWh/year

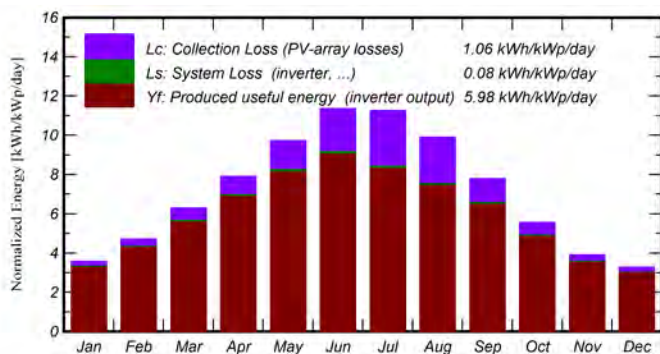
Specific production

2183 kWh/kWp/year

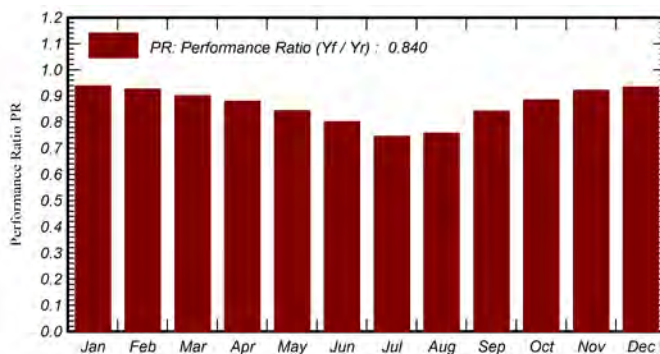
Perf. Ratio PR

83.99 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	76.4	30.13	3.77	110.9	108.5	23.15	22.84	0.939
February	93.2	34.21	5.58	131.8	130.0	27.17	26.80	0.926
March	137.2	48.49	8.88	195.0	193.1	39.08	38.53	0.900
April	170.9	63.30	11.65	237.2	235.4	46.47	45.81	0.880
May	216.2	70.66	16.35	301.7	299.8	56.62	55.83	0.843
June	239.8	60.11	21.95	340.8	339.3	60.78	59.94	0.801
July	248.2	54.30	25.53	349.2	347.8	57.86	57.08	0.745
August	215.7	49.81	25.05	307.3	305.9	51.75	51.06	0.757
September	160.1	51.86	19.48	233.6	231.9	43.75	43.16	0.842
October	121.0	40.45	14.52	172.5	170.5	33.97	33.51	0.885
November	78.8	29.54	7.70	117.4	115.3	24.05	23.73	0.921
December	69.6	24.39	4.62	101.5	99.1	21.10	20.81	0.934
Year	1827.2	557.25	13.81	2598.8	2576.6	485.76	479.11	0.840

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

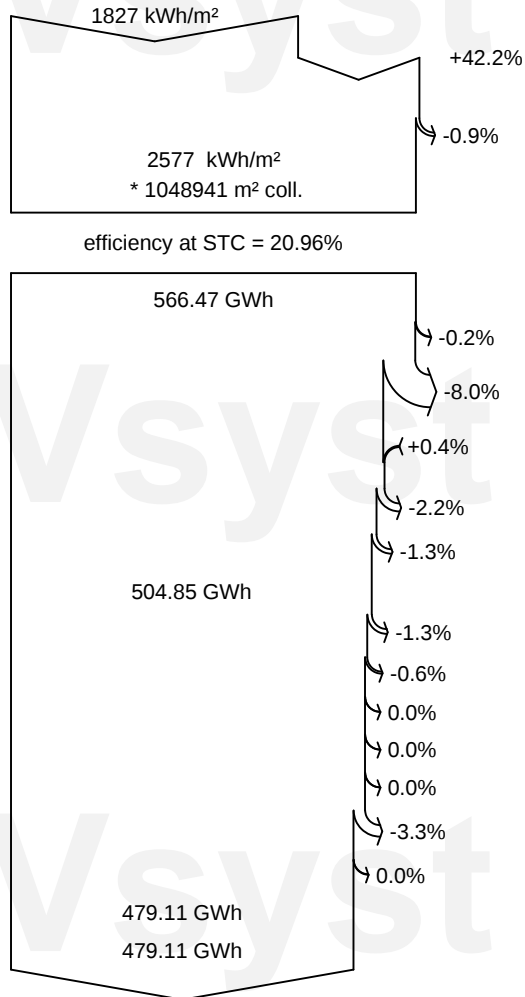
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



PVsyst V8.0.9

VC6, Simulation date:
31/03/25 21:25
with V8.0.9

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

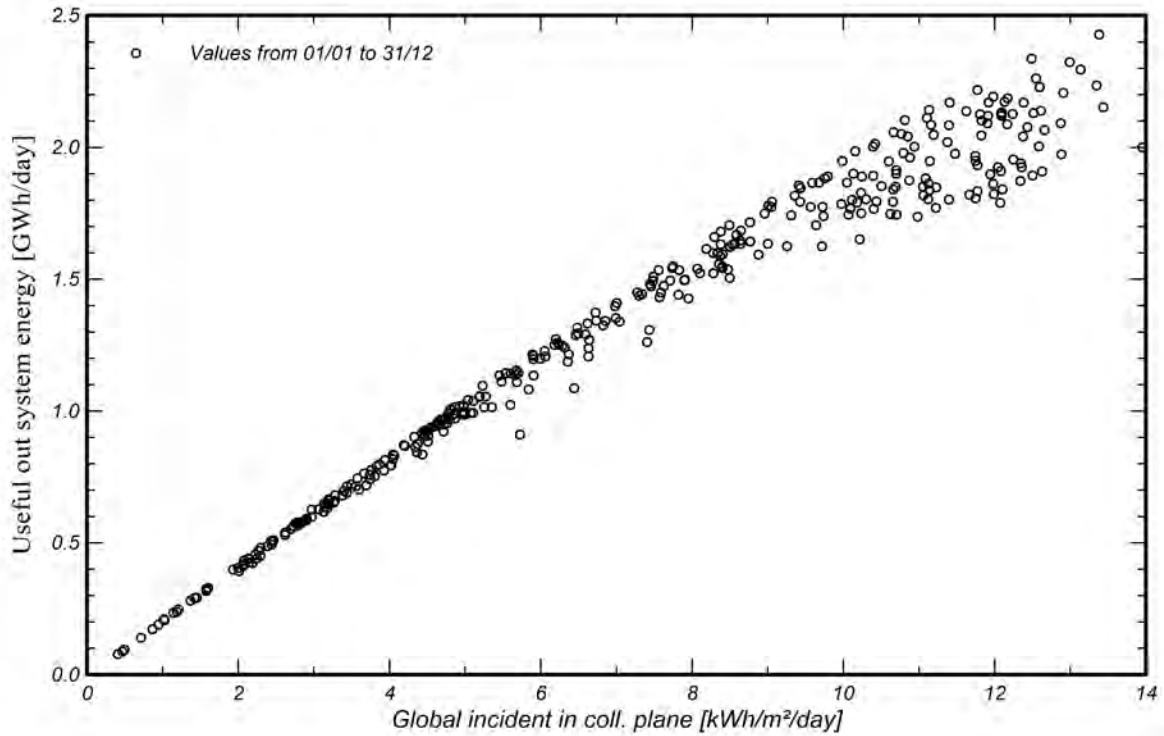
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

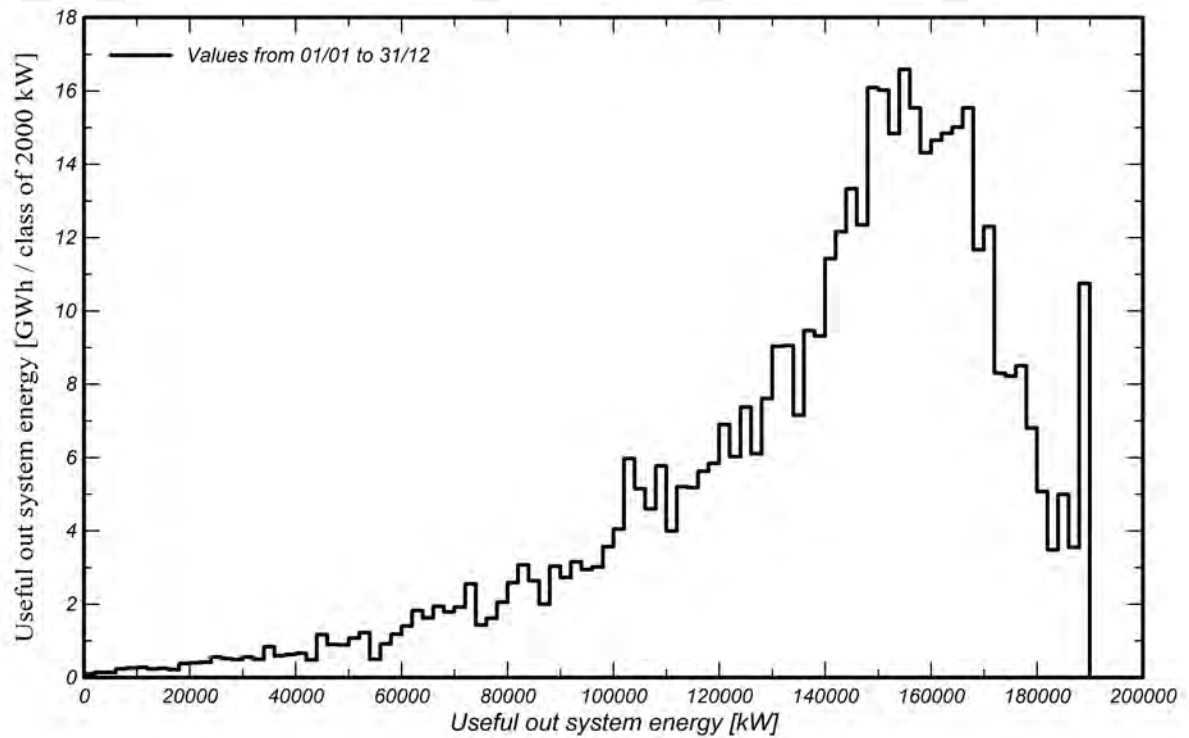


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Castril V

Variant: Simulacion Castril V

No 3D scene defined, no shadings

System power: 231.8 MWp

Fuente Vera - Spain

Author

Pablo Riera (Spain)



Project: Castril V

Variant: Simulacion Castril V

PVsyst V8.0.9

VC7, Simulation date:
31/03/25 21:26
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Project summary

Geographical Site

Fuente Vera

España

Situation

Latitude 37.73 °(N)
Longitude -2.77 °(W)
Altitude 955 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Fuente Vera

Meteonorm 8.2 (2001-2020), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. -/+ 60 °
Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

No 3D scene defined, no shadings

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 356642 units
Pnom total 231.8 MWp

Inverters

Nb. of units 43 units
Total power 197800 kWac
Pnom ratio 1.17

Results summary

Produced Energy	505.92 GWh/year	Specific production	2182 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.98 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Castril V

Variant: Simulacion Castril V

PVsyst V8.0.9

VC7, Simulation date:
31/03/25 21:26
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

Orientation #1

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °
Phi min / max. +/- 60 °
Diffuse shading Automatic

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Horizon

Free Horizon

No 3D scene defined, no shadings

Trackers configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model TSM-DEG21C-20-650Wp Vertex
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 650 Wp
Number of PV modules 356642 units
Nominal (STC) 231.8 MWp
Modules 12298 string x 29 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 212.4 MWp
U mpp 994 V
I mpp 213746 A

Total PV power

Nominal (STC) 231817 kWp
Total 356642 modules
Module area 1107856 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model Sunny Central 4600 UP
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 4600 kWac
Number of inverters 43 units
Total power 197800 kWac
Operating voltage 1003-1325 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.17

Total inverter power

Total power 197800 kWac
Number of inverters 43 units
Pnom ratio 1.17

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.076 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: Castril V

Variant: Simulacion Castril V

PVsyst V8.0.9

VC7, Simulation date:
31/03/25 21:26
with V8.0.9

Pablo Riera (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy 505.92 GWh/year

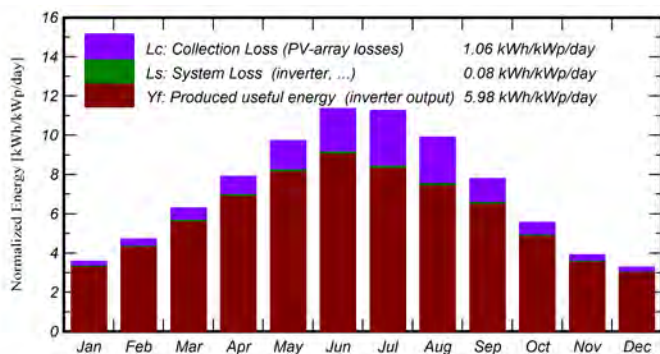
Specific production

2182 kWh/kWp/year

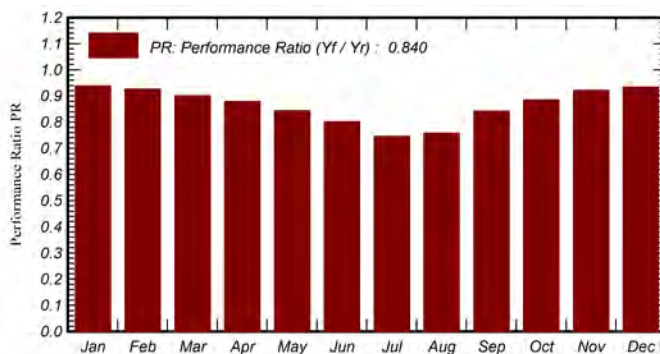
Perf. Ratio PR

83.98 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	76.4	30.13	3.77	110.9	108.5	24.45	24.12	0.939
February	93.2	34.21	5.58	131.8	130.0	28.70	28.31	0.926
March	137.2	48.49	8.88	195.0	193.1	41.27	40.69	0.900
April	170.9	63.30	11.65	237.2	235.4	49.03	48.34	0.879
May	216.2	70.66	16.35	301.7	299.8	59.77	58.94	0.843
June	239.8	60.11	21.95	340.8	339.3	64.19	63.31	0.801
July	248.2	54.30	25.53	349.2	347.8	61.11	60.29	0.745
August	215.7	49.81	25.05	307.3	305.9	54.66	53.92	0.757
September	160.1	51.86	19.48	233.6	231.9	46.21	45.58	0.842
October	121.0	40.45	14.52	172.5	170.5	35.88	35.39	0.885
November	78.8	29.54	7.70	117.4	115.3	25.40	25.06	0.921
December	69.6	24.39	4.62	101.5	99.1	22.28	21.98	0.934
Year	1827.2	557.25	13.81	2598.8	2576.6	512.96	505.92	0.840

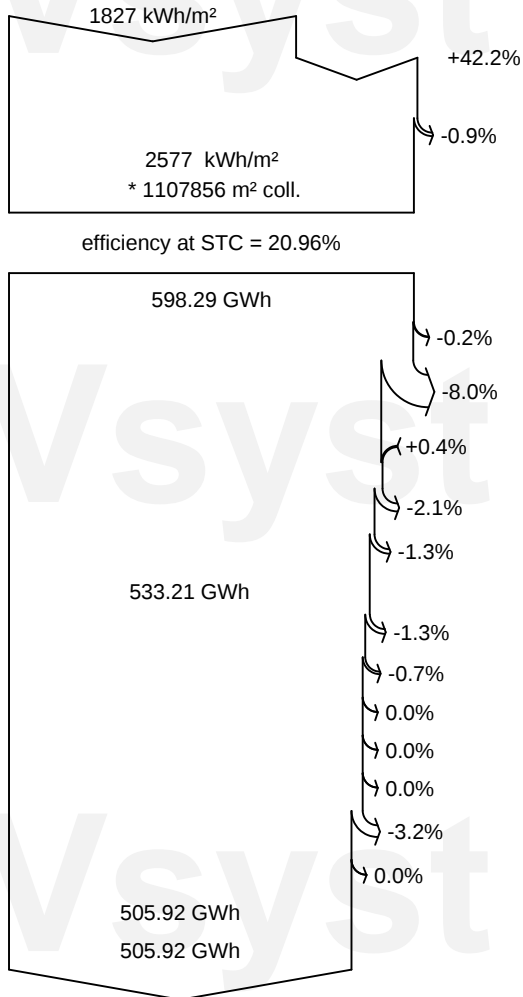
Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

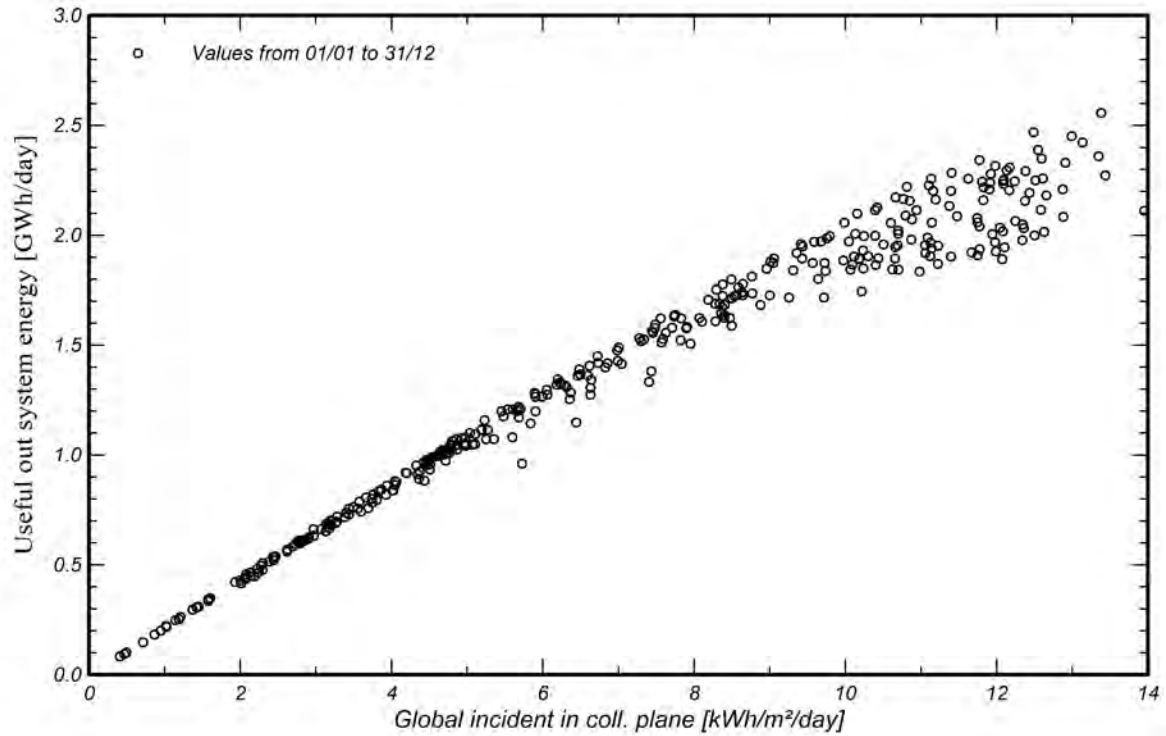
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

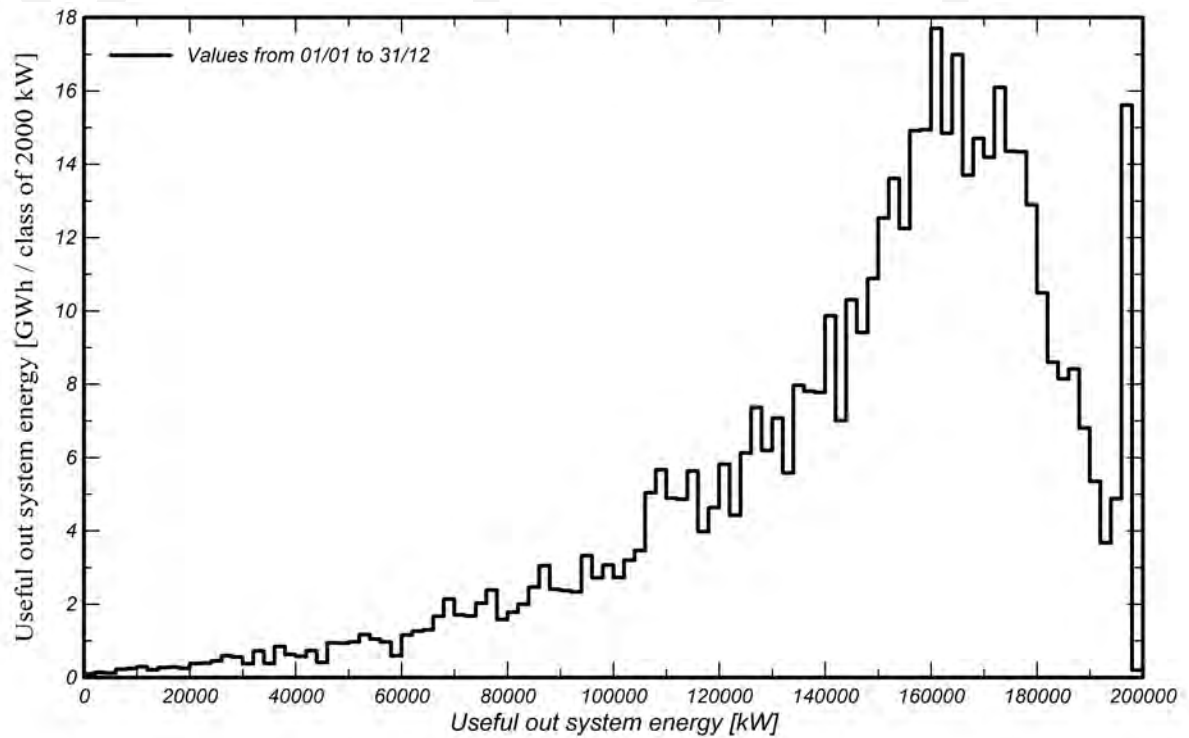


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



ANEXO II: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS



ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 1GW EN ESPAÑA

Proyecto Castril

ANEXO II: Cálculos justificativos

Autor: Pablo Riera Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Curso: 2024-2025

Índice

Índice de tablas	3
1. NORMATIVA	4
2. SISTEMA FOTOVOLTAICO (CÁLCULO TEÓRICO).....	5
2.1. Número máximo de módulos por rama a temperatura mínima (invierno).....	6
2.2. Número mínimo de módulos por rama a temperatura mínima (verano).....	7
3. CABLEADO BAJA TENSIÓN.....	8
3.1. Criterio intensidad máxima admisible	9
3.2. Criterio caída tensión máxima	11
3.3. Tramos en baja tensión	11
4. CABLEADO MEDIA TENSIÓN	14
4.1. Criterio de diseño.....	14
4.2. Criterio intensidad máxima admisible	15
4.3. Criterio caída de tensión	17

Índice de tablas

Tabla 1: Factor de corrección por temperatura ambiente distinta a 30 ° C.....	9
Tabla 2: Factor de corrección por temperatura del terreno distinta a 25 ° C.	9
Tabla 3: Factor de corrección por agrupación de circuitos.	10
Tabla 4: Factor de corrección por resistividad del terreno distinta a 1,5 Km/W.....	10
Tabla 5: Intensidades admisibles cable Prysmian RH5Z1-OL18/30KV.....	15
Tabla 6: Factor de corrección por temperatura del terreno distinta a 25 ° C.	16
Tabla 7: Factor de corrección por resistividad del terreno distinta a 1,5 Km/W.....	16
Tabla 8: Factor de corrección por agrupación de circuitos	17
Tabla 9: Factor de corrección profundidad distinta a 1 metro.....	17

OBJETO

Este capítulo tiene como finalidad exponer los cálculos que justifican la instalación eléctrica de la planta solar fotovoltaica Castril, así como abordar otros aspectos eléctricos relevantes de la infraestructura del proyecto.

1. NORMATIVA

Para el diseño, instalación y operación de redes de baja tensión (BT) y media tensión (MT) en España, es esencial cumplir con la normativa vigente en seguridad y con el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Las principales normativas aplicables son las siguientes:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT - ITC-BT-01): Regula las condiciones de seguridad para instalaciones de baja tensión, incluyendo los requisitos de diseño, instalación, mantenimiento y explotación.
- UNE 20460-5: Establece las condiciones para el diseño y la instalación de sistemas eléctricos de baja tensión, incluidos los requisitos de protección, aislamiento y puesta a tierra.
- UNE-HD 620-10E: Norma que especifica los requisitos de diseño, construcción y ensayo de cables de baja tensión, garantizando su seguridad y eficiencia en la conducción de energía.
- Real Decreto 337/2014: Este decreto aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT). Establece los requisitos para el diseño, construcción, mantenimiento y explotación de instalaciones eléctricas con tensión superior a 1 kV, incluyendo redes de distribución de media tensión.

- Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT) - RD 223/2008: Regula las condiciones de seguridad y diseño de las líneas eléctricas aéreas y subterráneas con tensión superior a 1 kV. Define los criterios para su construcción, operación y mantenimiento.
- UNE-HD 620-10E: Norma que especifica los requisitos de diseño, construcción y ensayo de cables de media tensión hasta 18/30 kV, garantizando su seguridad y eficiencia en la conducción de energía.
- UNE 21123-2: Regula las características técnicas de los cables de media tensión con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), asegurando su resistencia mecánica y eléctrica.
- UNE 211435: Aplica a cables de media tensión con aislamiento seco y cubierta termoplástica, definiendo su estructura y requisitos técnicos para garantizar su durabilidad y fiabilidad.
- UNE 20460-3: Establece los criterios de coordinación del aislamiento en redes de media y alta tensión, evitando fallos por sobretensiones y asegurando la integridad del sistema.

2. SISTEMA FOTOVOLTAICO (CÁLCULO TEÓRICO)

Para dimensionar el tamaño de la planta se ha usado como inputs los siguientes datos: la potencia del inversor debe ser superior a 1 GW, buscamos una ratio DC/AC de entre 1,15 y 1,20. Por último queremos usar trackers de 90 módulos cada uno.

Comencemos con la primera restricción de 1 GW. Los inversores seleccionados son de 4,6 MW por lo que para llegar al gigawatio se necesitan instalar 218:

$$N_{\text{inversores}} = \frac{P_{\text{ac}}}{P_{\text{inv}}} = \frac{1000 \text{ MW}}{4.6 \text{ MW}} = 217.4 = 218 \text{ Inversores}$$

Por lo que la potencia AC será de 1.002,8 MW.

El siguiente paso es determinar el número mínimo y máximo de módulo por string que puede entrar a cada inversor puesto que es un factor limitante. Este cálculo se basará en la tensión máxima y mínima de entrada del inversor, la tensión de circuito abierto de los módulos y la tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp}) respectivamente, ajustada por la temperatura.

2.1. Número máximo de módulos por rama a temperatura mínima (invierno)

La tensión de circuito abierto corregida se calcula como:

$$V_{oc}(T) = V_{oc}(T_{ref}) * (1 + \beta * (T - T_{ref}))$$

Donde:

- $V_{oc}(T)$: Voltaje de circuito abierto corregido a la temperatura ambiente T .
- $V_{oc}(T_{ref})$: Voltaje de circuito abierto a una temperatura de referencia T_{ref} (25°C).
- β : Coeficiente de temperatura del panel (en $\text{V}/^{\circ}\text{C}$).
- T : Temperatura ambiente en $^{\circ}\text{C}$.
- T_{ref} : Temperatura de referencia (usualmente 25°C).

Según fabricante y condiciones ambientales

- $V_{oc}(T_{ref})$: 45.5
- β : $-0.0025 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$
- T : 20°C
- T_{ref} : Temperatura de referencia (usualmente 25°C).

$$V_{oc}(T) = V_{oc}(T_{ref}) * (1 + \beta * (T - T_{ref}))$$

$$V_{oc}(20) = 45.5 * (-0.0025 * (20 - 25))$$

$$V_{oc}(20) = 45.6 \text{ V}$$

Por lo que el número máximo de módulos por rama será de

$$N_{max} = \frac{V_{maxInv}}{V_{oc}(20^{\circ}C)} = \frac{1325 V}{45.61 V} \approx 29 \text{ módulos}$$

2.2. Número mínimo de módulos por rama a temperatura mínima (verano)

La tensión de punto de máxima potencia (V_{mpp}) ajustada se calcula de forma muy parecida:

$$V_{mpp}(40) = V_{mpp}(25) * (1 + \beta * (T - 25))$$

En este caso, según fabricante:

- $V_{mpp}(40)$: tensión de punto de máxima potencia a $40^{\circ}C$
- $V_{mpp}(T_{ref})$: tensión de punto de máxima potencia a $25^{\circ}C$
- β : $-0.0029 V/^{\circ}C$
- T : $40^{\circ}C$
- T_{ref} : Temperatura de referencia (usualmente $25^{\circ}C$).

$$V_{mpp}(40) = 37.7 + (-0.0029 * (40 - 25))$$

$$V_{mpp}(40) = 37.65 V$$

Por lo que el número mínimo de módulos por rama será de

$$N_{minmódulos} = \frac{V_{minInv}}{V_{mpp}(40^{\circ}C)} = \frac{1003 V}{37.65 V} \approx 27 \text{ módulos}$$

Para maximizar la potencia escogeremos la opción de 29 módulos. Ahora tan solo quedaría calcular cuantas ramas pueden entrar al inversor por criterios de corriente máxima admisible. Para ello debemos saber que el inversor tiene dos limitaciones de corriente, la corriente por cortocircuito (I_{sc}) de 8400 A, y la corriente de máxima potencia (I_{mpp}), que es 4750 A que es la limitante y la que nos interesa.

Sabemos que la corriente a potencia máxima por el modulo es de 17,27 y es la misma para toda la rama por lo que:

$$N_{maxramas} = \frac{Imp, inversor}{Irama} = \frac{4750 A}{17.27 A} \approx 268 \text{ ramas/inversor}$$

Teniendo en cuenta que la instalación necesita 218 inversores para superar el gigawatio de potencia. Dispondremos de un total de 58,424 ramas que si lo multiplicamos por el número de módulos por rama nos da el total de 1,694,296 paneles fotovoltaicos en la instalación.

Si tenemos en cuenta que la potencia de cada módulo es de 650 W, la potencia pico fotovoltaica será de 1,101,292.4 KW, por lo que el ratio DC/AC será de 1.09. Valor algo bajo para lo que se está buscando, por lo que se debe estudiar con un software de simulación si se puede aumentar el número de ramas/inversor. Dicho estudio se ha realizado con el software de PVSyst cuyos resultados se presentan en el Anexo I.

3. CABLEADO BAJA TENSIÓN

En este capítulo se desarrollan los cálculos eléctricos necesarios para la correcta selección del cableado en los circuitos de baja tensión del Proyecto Castril. Estos cálculos incluyen la determinación de la sección óptima de los conductores en función de criterios técnicos y normativos, tales como la capacidad de transporte de corriente, la caída de tensión admisible y las condiciones térmicas del tendido. Asimismo, se consideran aspectos clave como la resistencia y reactancia de los conductores, el efecto de la agrupación de cables y el tipo de instalación, ya sea en bandeja, tubo o directamente enterrado.

El cableado de baja tensión que se empleará en este proyecto será el ARMIGRON®-F Class (unipolar) RVFAV / LX1AV / X1AV - 0,6/1 kV de Prysmian, y su las secciones se calcularán teniendo en cuenta dos criterios fundamentales: la corriente máxima admisible, que

limita la sección mínima del conductor en función de su capacidad térmica, y la caída de tensión, que garantiza el suministro adecuado de energía sin pérdidas excesivas.

3.1. Criterio intensidad máxima admisible

$$I_b < I_{adm \text{ máx}}$$

$$I_{adm \text{ máx}} = I_{adm \text{ cable}} * F_{amb} * F_t * F_{agrup} * F_r$$

Donde:

$I_b \equiv$ Intensidad máxima del generador

$F_{amb} \equiv$ Factor de corrección por temperatura ambiente distinta a 30 °C

$F_t \equiv$ Factor de corrección por temperatura terreno distinta a 25 °C

$F_{agrup} \equiv$ Factor de corrección por agrupación de circuitos.

$F_r \equiv$ Factor de corrección por resistividad térmica del terreno distinta a 1.5 k · m/W

Asimismo, se considerarán las tablas del Reglamento para aplicar los factores de corrección por temperatura, profundidad, y resistividad térmica.

Tabla 1: Factor de corrección por temperatura ambiente distinta a 30 °C.

	Temperatura ambiente °C																	
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95
Aislamiento PVC	1,22	1,17	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61	0,5	-	-	-	-	-	-	-
Aislamiento XLPE y EPR	1,15	1,12	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71	0,65	0,58	0,5	0,41	-	-	-

Tabla 2: Factor de corrección por temperatura del terreno distinta a 25 °C.

Temperature °C Servicio Permanente es	Temperatura del terreno en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1.09	1.06	1.03	1.00	0.97	0.94	0.90	0.87	0.83
90	1.11	1.07	1.04	1.00	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78

70	1.15	1.11	1.06	1.00	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67
65	1.17	1.12	1.06	1.00	0.94	0.87	0.79	0.71	0.61

Tabla 3: Factor de corrección por agrupación de circuitos.

Tipos de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d = 0 cm)	0.76	0.65	0.58	0.53	0.50	0.47	0.45	0.43	0.42
	d = 0.2 m	0.82	0.73	0.68	0.64	0.61	0.59	0.57	0.56	0.55
	d = 0.4 m	0.86	0.78	0.75	0.72	0.70	0.68	0.67	0.66	0.65
	d = 0.6 m	0.88	0.82	0.79	0.77	0.76	0.74	0.74	0.73	—
	d = 0.8 m	0.90	0.85	0.83	0.81	0.80	0.79	—	—	—
Cables bajo tubo	En contacto (d = 0 cm)	0.80	0.70	0.64	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.49
	d = 0.2 m	0.83	0.75	0.70	0.67	0.64	0.62	0.60	0.59	0.58
	d = 0.4 m	0.87	0.80	0.77	0.74	0.72	0.71	0.70	0.69	0.68
	d = 0.6 m	0.89	0.83	0.81	0.79	0.78	0.77	0.76	0.75	—
	d = 0.8 m	0.90	0.86	0.84	0.82	0.81	—	—	—	—

Tabla 4: Factor de corrección por resistividad del terreno distinta a 1,5 Km/W.

Tipo de instalación	Sección del conductor (mm²)	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1	1,5	2	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,2	1,16	1	0,89	0,81	0,75
	35	1,26	1,21	1,16	1	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1	0,89	0,8	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	240	1,29	1,23	1,19	1	0,88	0,8	0,73
	300	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,8	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,1	1,08	1	0,93	0,89	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1	0,93	0,87	0,82
	70	1,13	1,11	1,09	1	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,1	1	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,1	1	0,93	0,87	0,82

	185	1,14	1,12	1,1	1	0,92	0,86	0,81
	240	1,15	1,13	1,1	1	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,1	1	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,1	1	0,92	0,86	0,81

3.2. Criterio caída tensión máxima

La fórmula para calcular la caída de tensión es

$$\Delta U (\%) = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos\varphi}{S * Un * Cfase}$$

Donde:

$\rho \equiv$ resistividad del cable a 90 °C

$L \equiv$ longitud tramo de cable

$I \equiv$ Intensidad nominal del circuito

$\cos\varphi \equiv$ Factor de potencia

$S \equiv$ Sección del cable

$Un \equiv$ Tensión nominal

$Cfase \equiv$ Numero de conductores por fase

3.3. Tramos en baja tensión

El cálculo del cableado se abordará en dos tramos diferenciados: desde los módulos fotovoltaicos hasta la caja string y desde la caja string hasta el inversor.

En el primer tramo, se determinará la sección de los conductores en función de la corriente generada por los módulos y la caída de tensión admisible hasta la caja string. En el segundo tramo, se analizará el cableado que conecta la caja string con el inversor, donde la corriente es mayor y se deben aplicar factores de corrección adicionales.

Esta división permite optimizar el diseño del sistema y asegurar el cumplimiento de los requisitos normativos.

Tramo I: Desde Módulos hasta Caja string

Dicho tramo transcurrirá desde los módulos fotovoltaicos hasta las cajas strings situadas en los propios trackers. Para dicho tramo se deberá tener en cuenta cual es la corriente que circulará por ellos, que dependerá únicamente de la corriente máxima del módulo. Al estar conectados en serie, la corriente máxima del string es la de un solo modulo, dicha corriente será de 17.39 A. Entrando en la tabla vemos que por criterio de corriente un cable de 2.5mm podría servir. Sin embargo, hay que corregir la corriente máxima admisible de ese cable con los factores de corrección.

$$I_{adm\ máx} = I_{adm\ cable} * F_{amb} = 34 * 0.91 = 30.94\ A$$

Tras aplicar un factor de corrección de 0.91 por temperatura ambiente distinta a 30 °C (temperatura ambiente de 40 °C), se puede concluir en que un cableado de sección de 2,5 mm² hace cumplir los criterios de corriente máxima admisible para todos los strings.

En el caso del criterio de caída de tensión máxima, dependerá de la distancia máxima entre los módulos y la caja string. Al tratarse de módulos en serie e instalados en tracker, se ha hecho una estimación de cual puede ser esta distancia. Si se tiene en cuenta que en cada string hay 29 módulos y que cada modulo tiene 1,3 metros de ancho, la distancia total de un string seria de 37 metros, sin embargo, se va a aplicar un factor del 50% por si se diera el caso de que un string estuviera dividido en dos trackers. Por ello la distancia más desfavorable será de 55.5 metros. Además, la normativa establece que la caída de tensión entre generador y punto de conexión no sea superior al 1.5 %, por ello a este tramo se le asignará una caída máxima de tensión del 0.25%

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * \cos\varphi}{\Delta U (\%) * U_n * N_{módulos}} = \frac{2 * 0.022 * 48 * 17.39 * 0.9}{0.0025 * 45.3 * 29} = 10\ mm^2$$

Por lo tanto, el cableado utilizado en los módulos fotovoltaicos de la planta tendrá una sección de 4 mm², mientras que el cable destinado a conectar los extremos de cada string con su correspondiente caja de string será de 10 mm².

Tramo II: Caja string hasta Inversores

El siguiente tramo corresponde a distancia que separa las cajas string con los inversores. El cálculo de dicho cableado se llevará a cabo de la misma forma, pero teniendo en cuenta algunos criterios de disposición. Este tramo del cableado ira enterrado bajo tubo a un metro de profundidad, teniendo en cuenta una resistividad térmica de terreno de 1.5 k.m/W y una temperatura de 25 °C. Además, la corriente máxima que circulará por los cables será la suma de las corrientes de las cadenas. Para Castril I, Castril II, Castril III, Castril IV tenemos un total de 284 strings que repartiremos entre 20 cajas con 9 strings cada una y 10 cajas con 10 strings. No obstante, se elegirá la opción más desfavorable para el criterio de corriente que sería la opción de 10 strings por caja. Al haber 10 string, la corriente que va a ir desde la caja hasta el inversor será de 10 veces la corriente máxima del string. Esto sería de 173.9 A. Entrando en la tabla vemos que por criterio de corriente un cable de 35mm² podría servir. Sin embargo, hay que corregir la corriente máxima admisible de ese cable con los factores de corrección

$$I_{adm \text{ máx}} = I_{adm \text{ cable}} * F_t * F_{agrup} * F_r * F_p = 182 * 1 * 1 * 1 * 1 = 34A$$

Tras aplicar los factores de corrección correspondientes, se puede concluir en que un cableado de sección de 35 mm² hace cumplir los criterios de corriente máxima admisible para todos los strings.

En cuanto al criterio de caída de tensión, se hará de forma análoga al tramo anterior, no obstante, supondremos una distancia desfavorable de 100 metros, pero manteniendo el 0,25% de caída de tensión máxima permitida.

$$S = \frac{2 * \rho * L * I * \cos\varphi}{\Delta U (\%) * U_n} = \frac{2 * 0.022 * 100 * 173.9 * 0.9}{0.0025 * 45.3 * 29} = 210 \text{ mm}^2$$

Por ello, el cableado a emplear en este tramo tendrá una sección de 240 mm².

4. CABLEADO MEDIA TENSIÓN

En el presente apartado se detallan los cálculos eléctricos correspondientes a los circuitos de media tensión subterráneos del Proyecto Castril, destinados a la interconexión de los distintos centros de transformación con la subestación del parque. Se analizan las características eléctricas y mecánicas de los cables utilizados, considerando su nivel de tensión, aislamiento y configuración de instalación.

Para la selección final de los conductores, se llevan a cabo los cálculos de intensidad máxima admisible y caída de tensión, asegurando el cumplimiento de la normativa vigente y la optimización del sistema eléctrico.

4.1. Criterio de diseño

Los circuitos irán directamente enterrados teniendo en cuenta una resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W, una temperatura del terreno de 25°C y a una profundidad de 1 metro. Si hay más de una terna por zanja, la distancia entre ellas será de 20 centímetros, y el número máximo de ternas por zanja será de 5. La corriente máxima que puede soportar el conductor será de 90°C. Teniendo en cuenta la potencia a transmitir, las caídas de tensión, la corriente máxima y las diferentes configuraciones de la zanja, se seleccionarán las secciones adecuadas para los circuitos.

Los cables serán del tipo Al 18/30 kV unipolares, con conductor de aluminio, aislamiento XLPE, pantalla metálica de cobre de 25 mm² y una cubierta exterior de poliolefina termoplástica. En concreto se empleará el modelo RH5Z1-OL 18/30 kV de la marca Prysmian.

4.2. Criterio intensidad máxima admisible

El criterio de intensidad máxima se calculará con la fórmula:

$$I_b < I_{adm \text{ máx}}$$

$$I_{adm \text{ máx}} = I_{adm \text{ cable}} * F_t * F_{agrup} * F_r * F_p$$

Donde:

$I_b \equiv$ Intensidad máxima del generador

$F_t \equiv$ Factor de corrección por temperatura distinta a 25 °C

$F_{agrup} \equiv$ Factor de corrección por agrupación de circuitos.

$F_r \equiv$ Factor de corrección por resistividad térmica del terreno distinta a 1.5 k · m/W

$F_p \equiv$ Factor de corrección por profundidad distinta a 1 m.

Tabla 5: Intensidades admisibles cable Prysmian RH5Z1-OL18/30KV.

Sección (mm²)	Intensidad admisible (A)
70	186
95	221
120	252
150	281
185	317
240	367
300	414
400	470
500	535
630	608
800	681
1000	753
1200	885

Tabla 6: Factor de corrección por temperatura del terreno distinta a 25 °C.

Temperature °C Servicio Permanente es	Temperatura del terreno en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1.09	1.06	1.03	1.00	0.97	0.94	0.90	0.87	0.83
90	1.11	1.07	1.04	1.00	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.06	1.00	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67
65	1.17	1.12	1.06	1.00	0.94	0.87	0.79	0.71	0.61

Tabla 7: Factor de corrección por resistividad del terreno distinta a 1,5 Km/W.

Tipo de instalación	Sección del conductor (mm²)	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1	1,5	2	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,2	1,16	1	0,89	0,81	0,75
	35	1,26	1,21	1,16	1	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1	0,89	0,8	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	240	1,29	1,23	1,19	1	0,88	0,8	0,73
	300	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,8	0,73
	400	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,1	1,08	1	0,93	0,89	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1	0,93	0,87	0,82
	70	1,13	1,11	1,09	1	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,1	1	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,1	1	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,1	1	0,92	0,86	0,81
	240	1,15	1,13	1,1	1	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,1	1	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,1	1	0,92	0,86	0,81

Tabla 8: Factor de corrección por agrupación de circuitos

Tipos de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto ($d = 0$ cm)	0.76	0.65	0.58	0.53	0.50	0.47	0.45	0.43	0.42
	$d = 0.2$ m	0.82	0.73	0.68	0.64	0.61	0.59	0.57	0.56	0.55
	$d = 0.4$ m	0.86	0.78	0.75	0.72	0.70	0.68	0.67	0.66	0.65
	$d = 0.6$ m	0.88	0.82	0.79	0.77	0.76	0.74	0.74	0.73	—
	$d = 0.8$ m	0.90	0.85	0.83	0.81	0.80	0.79	—	—	—
Cables bajo tubo	En contacto ($d = 0$ cm)	0.80	0.70	0.64	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.49
	$d = 0.2$ m	0.83	0.75	0.70	0.67	0.64	0.62	0.60	0.59	0.58
	$d = 0.4$ m	0.87	0.80	0.77	0.74	0.72	0.71	0.70	0.69	0.68
	$d = 0.6$ m	0.89	0.83	0.81	0.79	0.78	0.77	0.76	0.75	—
	$d = 0.8$ m	0.90	0.86	0.84	0.82	0.81	—	—	—	—

Tabla 9: Factor de corrección profundidad distinta a 1 metro

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,5	1,06	1,09	1,06	1,08
0,6	1,04	1,07	1,04	1,06
0,8	1,02	1,03	1,02	1,03
1	1	1	1	1
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,5	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2	0,95	0,93	0,95	0,94
2,5	0,93	0,91	0,93	0,92
3	0,92	0,89	0,92	0,91

4.3. Criterio caída de tensión

Para el criterio de caída de tensión se mantendrá el criterio que se señalaba en el capítulo anterior del 1,5% entre generador y punto de conexión. Puesto que para el cableado de continua se había permitido una caída de tensión del 0,5%, para el caso de media tensión, al tratarse de mayores distancias, se permitirá una caída del 1% restante.

La fórmula para calcular la caída de tensión será:

$$\Delta U (\%) = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos\varphi}{S * Un * Cfase}$$

Donde:

$\rho \equiv$ resistividad del cable a 90 °C

$L \equiv$ longitud tramo de cable

$I \equiv$ Intensidad nominal del circuito

$\cos\varphi \equiv$ Factor de potencia

$S \equiv$ Sección del cable

$Un \equiv$ Tensión nominal

$Cfase \equiv$ Numero de conductores por fase

Las secciones empleadas para el cableado de media tensión varía en función de los circuitos. todos ellos se recogen a continuación:

CASTRIL I

Z A N J A L A T E R A L E S T E 1	Círculo 1							Criterio corriente				Criterio caída tensión				Final	
	Desde	Hasta	Longitud	Potencia (kW)	Voltage	Inominal	Sección por intensidad	I adm cable	Conductores por fase	Intensidad maxima admisible	sección por caída	sección normalizada	Caída de tensión	Sección Final	Caída tensión final		
CT1	CT1	CT3	391	4600	30	98	25	100	1	100	5.60	25	0.22%	25	0.22%		
	CT3	CT5	402	9200	30	197	95	205	1	205	11.51	25	0.46%	95	0.12%		
	CT5	CT7	390	13800	30	295	240	345	1	345	16.74	25	0.67%	240	0.07%		
	CT7	Caja derivación 1	400	18400	30	393	400	445	1	445	22.90	25	0.92%	400	0.06%		
Círculo 2																	
CT2	CT2	CT4	403	4600	30	98	25	100	1	100	5.77	25	0.23%	25	0.23%		
	CT4	CT6	389	9200	30	197	95	205	1	205	11.13	25	0.45%	95	0.12%		
	CT6	Caja derivación 2	390	13800	30	295	240	345	1	345	16.74	25	0.67%	240	0.07%		
Círculo 3																	
CT8	CT8	CT10	461	4600	30	98	25	100	1	100	6.60	25	0.26%	25	0.26%		
	CT10	CT12	456	9200	30	197	95	205	1	205	13.05	25	0.52%	95	0.14%		
	CT12	CT14	457	13800	30	295	240	345	1	345	19.62	25	0.78%	240	0.08%		
	CT14	Caja derivación 3	460	18400	30	393	400	445	1	445	26.33	35	0.75%	400	0.07%		
Círculo 4																	
CT9	CT9	CT11	459	4600	30	98	25	100	1	100	6.57	25	0.26%	25	0.26%		
	CT11	CT13	457	9200	30	197	95	205	1	205	13.08	25	0.52%	95	0.14%		
	CT13	Caja derivación 4	455	13800	30	295	240	345	1	345	19.53	25	0.78%	240	0.08%		
	Caja derivación 1	Subestación	3897	64400	30	1377	400	470	3	1410	260.26	300	0.87%	400	0.65%		
Círculo 5																	
CT15	CT15	CT17	458	4600	30	98	25	100	1	100	6.55	25	0.26%	25	0.26%		
	CT17	CT19	456	9200	30	197	95	205	1	205	13.05	25	0.52%	95	0.14%		
	CT19	Caja derivación 5	456	13800	30	295	240	345	1	345	19.58	25	0.78%	240	0.08%		
Círculo 6																	
CT16	CT16	CT18	456	4600	30	98	25	100	1	100	6.53	25	0.26%	25	0.26%		
	CT18	CT20	458	9200	30	197	95	205	1	205	13.11	25	0.52%	95	0.14%		
	CT20	Caja derivación 6	456	13800	30	295	240	345	1	345	19.58	25	0.78%	240	0.08%		
Círculo 7																	
CT21	CT21	CT23	393	4600	30	98	25	100	1	100	5.62	25	0.22%	25	0.22%		
	CT23	CT25	401	9200	30	197	95	205	1	205	11.48	25	0.46%	95	0.12%		
	CT25	Caja derivación 7	398	13800	30	295	240	345	1	345	17.09	25	0.68%	240	0.07%		
Círculo 8																	
CT22	CT22	CT24	402	4600	30	98	25	100	1	100	5.75	25	0.23%	25	0.23%		
	CT24	Caja derivación 8	400	9200	30	197	95	205	1	205	11.45	25	0.46%	95	0.12%		
Círculo 9																	
CT26	CT26	CT27	261	4600	30	98	25	100	1	100	3.74	25	0.15%	25	0.15%		
	CT27	Caja derivación 9	260	9200	30	197	95	205	1	205	7.44	25	0.30%	95	0.08%		
CT28	Caja derivación 5	Subestación	3340	59800	30	1279	400	470	3	1410	207.13	240	0.86%	400	0.52%		
Círculo 10																	
CT28	CT28	CT30	320	4600	30	98	25	100	1	100	4.58	25	0.18%	25	0.18%		
	CT30	CT32	337	9200	30	197	95	205	1	205	9.65	25	0.39%	95	0.10%		
	CT32	CT34	320	13800	30	295	240	345	1	345	13.74	25	0.55%	240	0.06%		
	CT34	Caja derivación 10	325	18400	30	393	400	445	1	445	18.60	25	0.74%	400	0.05%		
Círculo 11																	
CT29	CT29	CT31	296	4600	30	98	25	100	1	100	4.24	25	0.17%	25	0.17%		
	CT31	CT33	296	9200	30	197	95	205	1	205	8.47	25	0.34%	95	0.09%		
	CT33	Caja derivación 11	296	13800	30	295	240	345	1	345	12.71	25	0.51%	240	0.05%		
Círculo 12																	
CT35	CT35	CT37	370	4600	30	98	25	100	1	100	5.30	25	0.21%	25	0.21%		
	CT37	CT39	380	9200	30	197	95	205	1	205	10.88	25	0.44%	95	0.11%		
	CT39	CT41	380	13800	30	295	240	345	1	345	16.31	25	0.65%	240	0.07%		
	CT41	Caja derivación 12	380	18400	30	393	400	445	1	445	21.75	25	0.87%	400	0.05%		
Círculo 13																	
CT36	CT36	CT38	380	4600	30	98	25	100	1	100	5.44	25	0.22%	25	0.22%		
	CT38	CT40	380	9200	30	197	95	205	1	205	10.88	25	0.44%	95	0.11%		
	CT40	Caja derivación 13	380	13800	30	295	240	345	1	345	16.31	25	0.65%	240	0.07%		
CT42	Caja derivación 10	Subestación	3039	64400	30	1377	400	470	3	1410	202.96	240	0.85%	400	0.51%		
Círculo 14																	
CT42	CT42	CT44	200	4600	30	98	25	100	1	100	2.86	25	0.11%	25	0.11%		
	CT44	CT46	218	9200	30	197	95	205	1	205	6.24	25	0.25%	95	0.07%		
	CT46	CT48	217	13800	30	295	240	345	1	345	9.32	25	0.37%	240	0.04%		
	CT48	Caja derivación 14	216	18400	30	393	400	445	1	445	12.36	25	0.49%	400	0.03%		
Círculo 15																	
CT43	CT43	CT45	220	4600	30	98	25	100	1	100	3.15	25	0.13%	25	0.13%		
	CT45	CT47	220	9200	30	197	95	205	1	205	6.30	25	0.25%	95	0.07%		
	CT47	CT49	218	13800	30	295	240	345	1	345	9.36	25	0.37%	240	0.04%		
	CT49	Caja derivación 15	219	18400	30	393	400	445	1	445	12.54	25	0.50%	400	0.03%		
CT50	Caja derivación 14	Subestación	2130	36800	30	787	400	470	2	940	121.93	150	0.81%	400	0.30%		

CASTRIL II

Z A N J A L A T E R A L E S T E 1	Criterio corriente										Criterio caída tensión			Final	
	Desde	Hasta	Longitud	Potencia (kW)	Voltage	Inominal	Sección por intensidad	I adm cable	Conductores por fase	Intensidad maxima admisible	sección por caída	sección normalizada	Caída de tensión	Sección Final	Caída tensión final
	CT1	CT2	254	4600	30	98	25	100	1	100	3.64	25	0.15%	25	0.15%
	CT2	Caja derivación 1-2	251	9200	30	197	95	205	1	205	7.18	25	0.29%	25	0.08%
	Circuito 2-2														
	CT3	CT5	298	4600	30	98	25	100	1	100	4.26	25	0.17%	25	0.17%
	CT5	CT7	296	9200	30	197	95	205	1	205	8.47	25	0.34%	95	0.09%
	CT7	CT9	295	13800	30	295	240	345	1	345	12.67	25	0.51%	240	0.05%
	CT9	Caja derivación 2-2	296	18400	30	393	400	445	1	445	16.94	25	0.68%	400	0.04%
	Circuito 3-2														
	CT4	CT6	310	4600	30	98	25	100	1	100	4.44	25	0.18%	25	0.18%
	CT6	CT8	295	9200	30	197	95	205	1	205	8.44	25	0.34%	95	0.09%
	CT8	Caja derivación 3-2	300	13800	30	295	240	345	1	345	12.88	25	0.52%	240	0.05%
	Circuito 4-2														
	CT10	CT12	362	4600	30	98	25	100	1	100	5.18	25	0.21%	25	0.21%
	CT12	CT14	361	9200	30	197	95	205	1	205	10.33	25	0.41%	95	0.11%
	CT14	CT16	352	13800	30	295	240	345	1	345	15.11	25	0.60%	240	0.06%
	CT16	Caja derivación 4-2	355	18400	30	393	400	445	1	445	20.32	25	0.81%	400	0.05%
	Caja derivación 1-2	Subestación	3829	59800	30	1279	400	470	3	1410	237.45	240	0.99%	400	0.59%

Z A N J A	Circuito 5-2														
	CT11	CT13	351	4600	30	98	25	100	1	100	5.02	25	0.20%	25	0.20%
	CT13	CT15	361	9200	30	197	95	205	1	205	10.33	25	0.41%	95	0.11%
L A T E R A L	CT15	Caja derivación 5-2	351	13800	30	295	240	345	1	345	15.07	25	0.60%	240	0.06%
	Circuito 6-2														
	CT17	CT19	483	4600	30	98	25	100	1	100	6.91	25	0.28%	25	0.28%
	CT19	CT21	482	9200	30	197	95	205	1	205	13.80	25	0.55%	95	0.15%
	CT21	CT23	476	13800	30	295	240	345	1	345	20.44	25	0.82%	240	0.09%
E S T E	CT23	Caja derivación 6-2	480	18400	30	393	400	445	1	445	27.48	35	0.79%	400	0.07%
	Circuito 7-2														
	CT18	CT20	482	4600	30	98	25	100	1	100	6.90	25	0.28%	25	0.28%
	CT20	CT22	483	9200	30	197	95	205	1	205	13.82	25	0.55%	95	0.15%
Z	CT22	Caja derivación 7-2	482	13800	30	295	240	345	1	345	20.69	25	0.83%	240	0.09%
	Circuito 8-2														
	CT24	CT26	361	4600	30	98	25	100	1	100	5.17	25	0.21%	25	0.21%
	CT26	CT28	361	9200	30	197	95	205	1	205	10.05	25	0.40%	95	0.11%
	CT28	CT30	361	13800	30	295	240	345	1	345	15.50	25	0.62%	240	0.06%
	CT30	Caja derivación 8-2	361	18400	30	393	400	445	1	445	20.67	25	0.83%	400	0.05%
	Caja derivación 5-2	Subestación	3342	64400	30	1377	400	470	3	1410	223.20	240	0.93%	400	0.56%

Z A N J A	Circuito 9-2														
	CT25	CT27	362	4600	30	98	25	100	1	100	5.18	25	0.21%	25	0.21%
	CT27	CT29	362	9200	30	197	95	205	1	205	10.36	25	0.41%	95	0.11%
L A T E R A L	CT29	Caja derivación 9-2	362	13800	30	295	240	345	1	345	15.54	25	0.62%	240	0.06%
	Circuito 10-2														
	CT31	CT32	152	4600	30	98	25	100	1	100	2.18	25	0.09%	25	0.09%
	CT32	CT33	154	9200	30	197	95	205	1	205	4.41	25	0.18%	95	0.05%
	CT33	Caja derivación 10-2	153	13800	30	295	240	345	1	345	6.57	25	0.26%	240	0.03%
E S T E	Circuito 11-2														
	CT34	CT36	262	4600	30	98	25	100	1	100	3.75	25	0.15%	25	0.15%
	CT36	CT38	273	9200	30	197	95	205	1	205	7.81	25	0.31%	95	0.08%
	CT38	CT40	273	13800	30	295	240	345	1	345	11.72	25	0.47%	240	0.05%
	CT40	Caja derivación 11-2	273	18400	30	393	400	445	1	445	15.63	25	0.63%	400	0.04%
3	Circuito 12-2														
	CT35	CT37	274	4600	30	98	25	100	1	100	3.92	25	0.16%	25	0.16%
	CT37	CT39	262	9200	30	197	95	205	1	205	7.50	25	0.30%	95	0.08%
	CT39	Caja derivación 12-2	270	13800	30	295	240	345	1	345	11.59	25	0.46%	240	0.04%
	Caja derivación 9-2	Subestación	2842	59800	30	1279	400	470	3	1410	176.25	185	0.95%	400	0.44%

CASTRIL III

Z A N J A L A T E R A L O E S T E 5	Criterio corriente										Criterio caída tensión			Final	
	Desde	Hasta	Longitud	Potencia (kW)	Voltage	Inominal	Sección por intensidad	I adm cable	Conductores por fase	Intensidad maxima admisible	sección por caída	sección normalizada	Caída de tensión	Sección Final	Caída tensión final
	CT1	CT2	200	4600	30	98	25	100	1	100	2.86	25	0.11%	25	0.11%
	CT2	CT3	220	9200	30	197	95	205	1	205	6.30	25	0.25%	95	0.07%
	CT3	Caja derivación 1-3	210	13800	30	295	240	345	1	345	9.02	25	0.36%	240	0.04%
	Circuito 2-3														
	CT4	CT6	428	4600	30	98	25	100	1	100	6.13	25	0.25%	25	0.25%
	CT6	CT8	505	9200	30	197	95	205	1	205	14.45	25	0.58%	95	0.15%
	CT8	CT10	438	13800	30	295	240	345	1	345	18.80	25	0.75%	240	0.08%
	CT10	Caja derivación 2-3	500	18400	30	393	400	445	1	445	28.62	35	0.82%	400	0.07%
	Circuito 3-3														
	CT5	CT7	471	4600	30	98	25	100	1	100	6.74	25	0.27%	25	0.27%
	CT7	CT9	450	9200	30	197	95	205	1	205	12.88	25	0.52%	95	0.14%
	CT9	Caja derivación 3-3	450	13800	30	295	240	345	1	345	19.32	25	0.77%	240	0.08%
	Circuito 4-3														
	CT11	CT13	417	4600	30	98	25	100	1	100	5.97	25	0.24%	25	0.24%
	CT13	CT15	516	9200	30	197	95	205	1	205	14.77	25	0.59%	95	0.16%
	CT15	CT17	471	13800	30	295	240	345	1	345	20.22	25	0.81%	240	0.08%
	CT17	Caja derivación 4-3	180	18400	30	393	400	445	1	445	10.30	25	0.41%	400	0.03%
	Caja derivación 1-3	Subestación	1773	64400	30	1377	400	470	3	1410	118.41	120	0.99%	400	0.30%

Z A N J A	Circuito 5-3														
	CT12	CT14	505	4600	30	98	25	100	1	100	7.23	25	0.29%	25	0.29%
	CT14	CT16	482	9200	30	197	95	205	1	205	13.80	25	0.55%	95	0.15%
	CT16	CT18	460	13800	30	295	240	345	1	345	19.75	25	0.79%	240	0.08%
	CT18	Caja derivación 5-3	480	18400	30	393	400	445	1	445	27.48	35	0.79%	400	0.07%
L A T E R A L	Circuito 6-3														
	CT19	CT21	493	4600	30	98	25	100	1	100	7.06	25	0.28%	25	0.28%
	CT21	CT23	494	9200	30	197	95	205	1	205	14.14	25	0.57%	95	0.15%

CASTRIL IV

Z A N J A L T E R A L	Circuito 1-4						Criterio corriente				Criterio caída tensión			Final	
	Desde	Hasta	Longitud	Potencia (kW)	Voltage	Inominal	Sección por intensidad	I adm cable	Conductores por fase	Intensidad maxima admisible	seccion por caída	sección normalizada	Caída de tensión	Sección Final	Caída tensión final
L T E R A L	CT1	CT2	285	4600	30	98	25	100	1	100	4.08	25	0.16%	25	0.16%
	CT2	CT3	280	9200	30	197	95	205	1	205	8.01	25	0.32%	95	0.08%
	CT3	CT4	274	13800	30	295	240	345	1	345	11.76	25	0.47%	240	0.05%
	CT4	Caja derivación 1-4	280	18400	30	393	400	445	1	445	16.03	25	0.64%	400	0.04%
E R A L	Circuito 2-4														
	CT5	CT6	374	4600	30	98	25	100	1	100	5.35	25	0.21%	25	0.21%
	CT6	CT7	370	9200	30	197	95	205	1	205	10.59	25	0.42%	95	0.11%
	CT7	Caja derivación 2-4	370	13800	30	295	240	345	1	345	15.89	25	0.64%	240	0.07%
E S T E	Circuito 3-4														
	CT8	CT9	175	4600	30	98	25	100	1	100	2.50	25	0.10%	25	0.10%
	CT9	CT10	185	9200	30	197	95	205	1	205	5.30	25	0.21%	95	0.06%
	CT10	CT11	175	13800	30	295	240	345	1	345	7.51	25	0.30%	240	0.03%
4	CT11	CT12	175	18400	30	393	400	445	1	445	10.02	25	0.40%	400	0.03%
	CT12	Caja derivación 3-4	175	23000	30	492	400	445	2	890	6.26	25	0.25%	400	0.02%
	Caja derivación 1-3	Subestación	2206	55200	30	1180	400	470	3	1410	126.28	150	0.84%	400	0.32%

Z A N J A L T E R A L	Circuito 4-4														
	CT13	CT14	121	4600	30	98	25	100	1	100	1.73	25	0.07%	25	0.07%
	CT14	CT15	110	9200	30	197	95	205	1	205	3.15	25	0.13%	95	0.03%
	CT15	Caja derivación 4-4	120	13800	30	295	240	345	1	345	5.15	25	0.21%	240	0.02%
A T E R A L	Circuito 5-4														
	CT16	CT17	424	4600	30	98	25	100	1	100	6.07	25	0.24%	25	0.24%
	CT17	CT18	692	9200	30	197	95	205	1	205	19.81	25	0.79%	95	0.21%
	CT18	CT19	274	13800	30	295	240	345	1	345	11.76	25	0.47%	240	0.05%
E S T E	CT19	Caja derivación 5-4	600	18400	30	393	400	445	1	445	34.35	35	0.98%	400	0.09%
	Circuito 6-4														
	CT20	CT22	341	4600	30	98	25	100	1	100	4.88	25	0.20%	25	0.20%
	CT22	CT24	341	9200	30	197	95	205	1	205	9.76	25	0.39%	95	0.10%
S	CT24	CT26	338	13800	30	295	240	345	1	345	14.51	25	0.58%	240	0.06%
	CT26	CT28	341	18400	30	393	400	445	1	445	19.52	25	0.78%	400	0.05%
	CT28	Caja derivación 6-4	341	23000	30	492	400	445	2	890	12.20	25	0.49%	400	0.03%
	Caja derivación 4-4	Subestación	1782	55200	30	1180	400	470	3	1410	102.01	120	0.85%	400	0.26%

Z A N J A L T E R A L	Circuito 7-4														
	CT21	CT23	340	4600	30	98	25	100	1	100	4.87	25	0.19%	25	0.19%
	CT23	CT25	350	9200	30	197	95	205	1	205	10.02	25	0.40%	95	0.11%
	CT25	CT27	340	13800	30	295	240	345	1	345	14.60	25	0.58%	240	0.06%
E S T E	CT27	Caja derivación 7-4	360	18400	30	393	400	445	1	445	20.61	25	0.82%	400	0.05%
	Circuito 8-4														
	CT29	CT31	340	4600	30	98	25	100	1	100	4.87	25	0.19%	25	0.19%
	CT31	CT33	354	9200	30	197	95	205	1	205	10.13	25	0.41%	95	0.11%
R A L	CT33	CT35	365	13800	30	295	240	345	1	345	15.67	25	0.63%	240	0.07%
	CT35	CT37	350	18400	30	393	400	445	1	445	20.04	25	0.80%	400	0.05%
	CT37	Caja derivación 8-4	342	23000	30	492	400	445	2	890	12.24	25	0.49%	400	0.03%
	Circuito 9-4														
E S T E	CT30	CT32	348	4600	30	98	25	100	1	100	4.98	25	0.20%	25	0.20%
	CT32	CT34	356	9200	30	197	95	205	1	205	10.19	25	0.41%	95	0.11%
	CT34	CT36	340	13800	30	295	240	345	1	345	14.60	25	0.58%	240	0.06%
	CT36	CT38	348	18400	30	393	400	445	1	445	19.92	25	0.80%	400	0.05%
6	CT38	Caja derivación 9-4	340	23000	30	492	400	445	2	890	12.16	25	0.49%	400	0.03%
	Circuito 10-4														
	CT39	CT41	101	4600	30	98	25	100	1	100	1.45	25	0.06%	25	0.06%
	CT40	CT41	95	9200	30	197	95	205	1	205	2.72	25	0.11%	95	0.03%
S	CT41	Caja derivación 10-4	101	13800	30	295	240	345	1	345	4.34	25	0.17%	240	0.02%
	Caja derivación 7-4	Subestación	1119	78200	30	1672	400	470	4	1880	68.06	70	0.97%	400	0.17%

CASTRIL V

Z A N J A L T E R A L	Circuito 1-5														
	Desde	Hasta	Longitud	Potencia (kW)	Voltage	Inominal	Sección por intensidad	I adm cable	Conductores por fase	Intensidad maxima admisible	seccion por caída	sección normalizada	Caída de tensión	Sección Final	Caída tensión final
L T E R A L	CT1	CT3	406	4600	30	98	25	100	1	100	5.81	25	0.23%	25	0.23%
	CT3	CT5	395	9200	30	197	95	205	1	205	11.31	25	0.45%	95	0.12%
	CT5	Caja derivación 1-5	1736	13800	30	295	240	345	1	345	74.10	95	0.78%	240	0.33%
	Circuito 2-5														
E R A L	CT2	CT4	406	4600	30	98	25	100	1	100	5.81	25	0.23%	25	0.23%
	CT4	CT6	395	9200	30	197	95	205	1	205	11.31	25	0.45%	95	0.12%
	CT6	Caja derivación 2-5	1428	13800	30	295	240	345	1	345	61.31	70	0.88%	240	0.26%
	Circuito 3-5														
S U R A L	CT7	CT9	427	4600	30	98	25	100	1	100	6.11	25	0.24%	25	0.24%
	CT9	CT11	416	9200	30	197	95	205	1	205	11.91	25	0.48%	95	0.13%
	CT11	CT13	416	13800	30	295	240	345	1	345	17.86	25	0.71%	240	0.07%
	CT13	Caja derivación 3-5	981	18400	30	393	400	445	1	445	56.73	70	0.83%	400	0.14%
1	Circuito 4-5														
	CT8	CT10	430	4600	30	98	25	100	1	100	6.15	25	0.25%	25	0.25%
	CT10	CT12	415	9200	30	197	95	205	1	205	11.88	25	0.48%	95	0.13%
	CT12	CT14	417	13800	30	295	240	345	1	345	17.90	25	0.72%	240	0.07%
Caja derivación 1-5	CT14	Caja derivación 4-5	683	18400	30	393	400	445	1	445	39.10	50	0.78%	400	0.10%
	Caja derivación 1-5	Subestación	902	64400	30	1377	400	470	3	1410	60.24	70	0.86%	400	0.15%

Z A N J A	Circuito 5-5															
	CT15	CT17	430	4600	30	98	25	100	1	100	6.15	25	0.25%	25	0.25%	
	CT17	CT19	405	9200	30	197	95	205	1	205	11.59	25	0.46%	95	0.12%	
	CT19	CT21	430	13800	30	295	240	345	1	345	18.46	25	0.74%	240	0.08%	
	CT21	Caja derivación 5-5	831	18400	30	393	400	445	1	445	47.57	50	0.95%	400	0.12%	
L A T	Circuito 6-5															
	CT16	CT18	430	4600	30	98	25	100	1	100	6.15	25	0.25%	25	0.25%	
	CT18	CT20	417	9200	30	197	95	205	1	205	11.94	25	0.48%	95	0.13%	
	CT20	CT22	417	13800	30	295	240	345	1	345	17.90	25	0.72%	240	0.07%	
	CT22	Caja derivación 6-5	627	18400	30	393	400	445	1	445	35.89	50	0.72%	400	0.09%	
E R A L	Circuito 7-5															
	CT23	CT25	430	4600	30	98	25	100	1	100	6.15	25	0.25%	25	0.25%	
	CT25	CT27	417	9200	30	197	95	205	1	205	11.94	25	0.48%	95	0.13%	
	CT27	CT29	417	13800	30	295	240	345	1	345	17.90	25	0.72%	240	0.07%	
	CT29	Caja derivación 7-5	717	18400	30	393	400	445	1	445	41.04	50	0.82%	400	0.10%	
S U R	Circuito 8-5															
	CT24	CT26	417	4600	30	98	25	100	1	100	5.97	25	0.24%	25	0.24%	
	CT26	CT28	417	9200	30	197	95	205	1	205	11.94	25	0.48%	95	0.13%	
	CT28	CT30	417	13800	30	295	240	345	1	345	17.90	25	0.72%	240	0.07%	
	CT30	Caja derivación 8-5	544	18400	30	393	400	445	1	445	31.14	35	0.89%	400	0.08%	
2	Caja derivación 5-5		Subestación	770	73600	30	1574	400	470	4	1380	44.08	50	0.88%	400	0.11%

ANEXO III: ODS

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 1GW EN ESPAÑA

Proyecto Castril

ANEXO III: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE INTEGRADOS EN EL PROYECTO

Autor: Pablo Riera Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Curso: 2024-2025

ANEXO III: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE INTEGRADOS EN EL PROYECTO

El proyecto de construcción de una planta fotovoltaica de 1 GW en Castril, Granada, se enmarca en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [1] establecidos por las Naciones Unidas, los cuales buscan transformar el mundo para lograr un futuro más sostenible, inclusivo y equitativo. En particular, este proyecto contribuye de manera destacada a los ODS 7, 13 y 8, los cuales son esenciales para el bienestar global y local.

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

El ODS 7 tiene como objetivo garantizar el acceso universal a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos. En este contexto, la planta fotovoltaica de 1 GW en Castril representa una contribución significativa a la transición energética hacia fuentes limpias y renovables. La instalación de esta planta generará una cantidad sustancial de electricidad a partir de energía solar, una fuente natural e inagotable, lo cual ayudará a reducir la dependencia de fuentes no renovables de energía como los combustibles fósiles.

Con una capacidad de 1 GW, la planta tiene el potencial de abastecer a miles de hogares y empresas en la región de Granada y sus alrededores, ofreciendo una opción de energía limpia que no solo favorece la sostenibilidad energética, sino que también asegura precios más estables y asequibles a largo plazo para la población. Además, la energía generada permitirá avanzar en la electrificación de sectores industriales y del transporte, fomentando la creación de una infraestructura energética más resiliente y sostenible.

ANEXO III: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE INTEGRADOS EN EL PROYECTO

ODS 13: Acción por el Clima

El ODS 13 se centra en la lucha contra el cambio climático mediante la adopción de medidas urgentes para mitigar sus efectos. En este sentido, la construcción de una planta fotovoltaica de gran capacidad contribuye directamente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La generación de electricidad mediante energía solar no produce emisiones de CO₂, lo que convierte a este proyecto en una herramienta fundamental en la lucha contra el cambio climático.

La planta ayudará a disminuir la huella de carbono de la región y, por ende, a mitigar los impactos del cambio climático. La producción de energía renovable contribuye a reducir la dependencia de las energías fósiles, las cuales son responsables de una gran parte de las emisiones globales de CO₂. En un escenario de creciente preocupación por los efectos del calentamiento global, este proyecto no solo cumple con los estándares internacionales de sostenibilidad, sino que también posiciona a Granada como un líder en el ámbito de la transición energética hacia un futuro bajo en carbono.

ODS 8: Trabajo Decente y Crecimiento Económico

El ODS 8 promueve el trabajo decente y el crecimiento económico, enfocándose en la creación de empleo de calidad y la mejora de las condiciones laborales, así como en el fomento de una economía inclusiva y sostenible. La construcción y operación de la planta fotovoltaica en Castril creará una gran cantidad de empleos directos e indirectos en diferentes etapas del proyecto, desde la construcción hasta la operación y mantenimiento de la planta una vez esté en funcionamiento.

Durante la fase de construcción, se generarán empleos en el ámbito de la ingeniería, la construcción de infraestructuras y la gestión de proyectos, favoreciendo a los trabajadores locales y estimulando la economía regional. En la fase operativa, los empleos continuarán

ANEXO III: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE INTEGRADOS EN EL PROYECTO

en áreas como la operación y el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, lo que contribuirá a la creación de empleo estable y bien remunerado a largo plazo.

Este proyecto también tiene un impacto positivo en la economía local a través de la inversión en infraestructura, la mejora de las redes eléctricas y la atracción de nuevas inversiones en la región. Además, al fomentar la diversificación económica, la planta fotovoltaica ayudará a reducir la dependencia de sectores económicos tradicionales y a consolidar una economía más sostenible y resistente frente a los retos del futuro.

En resumen, la planta fotovoltaica de 1 GW en Castril no solo es una iniciativa clave para impulsar la transición energética hacia un modelo sostenible y limpio, sino que también tiene un impacto positivo en el clima y en la economía local. Al alinearse con los ODS 7, 13 y 8, este proyecto no solo contribuye a la sostenibilidad ambiental, sino que también fomenta la creación de empleo, el desarrollo económico local y el acceso a energía limpia y asequible para todos

Bibliografía

[1] Naciones Unidas, "Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2022," 2022. Available: https://unstats.un.org/sdgs/report/2022/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2022_Spanish.pdf.

ANEXO IV: CATÁLOGO DE EQUIPOS

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 1GW EN ESPAÑA

Proyecto Castril

ANEXO IV: CATÁLOGO DE EQUIPOS

Autor: Pablo Riera Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Curso: 2024-2025



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG21C.20

POWER RANGE: 645-665W

665W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 665W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

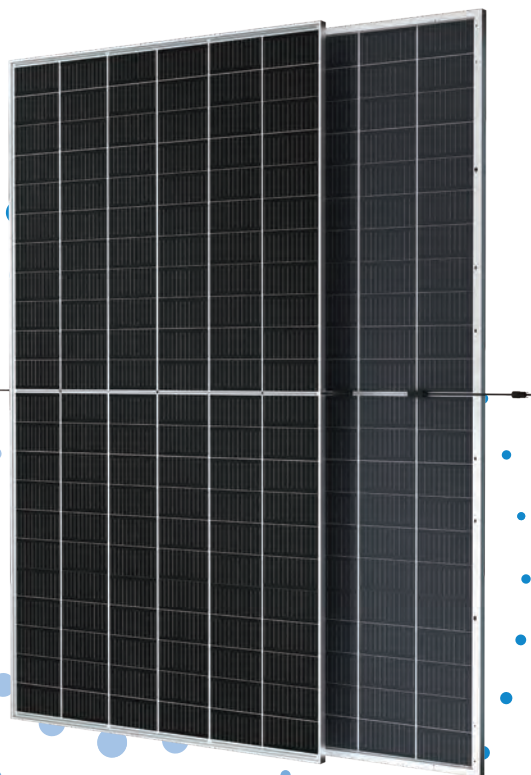
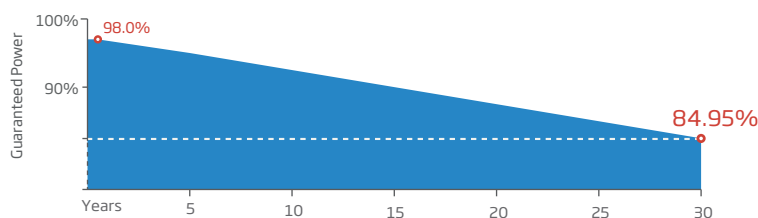
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

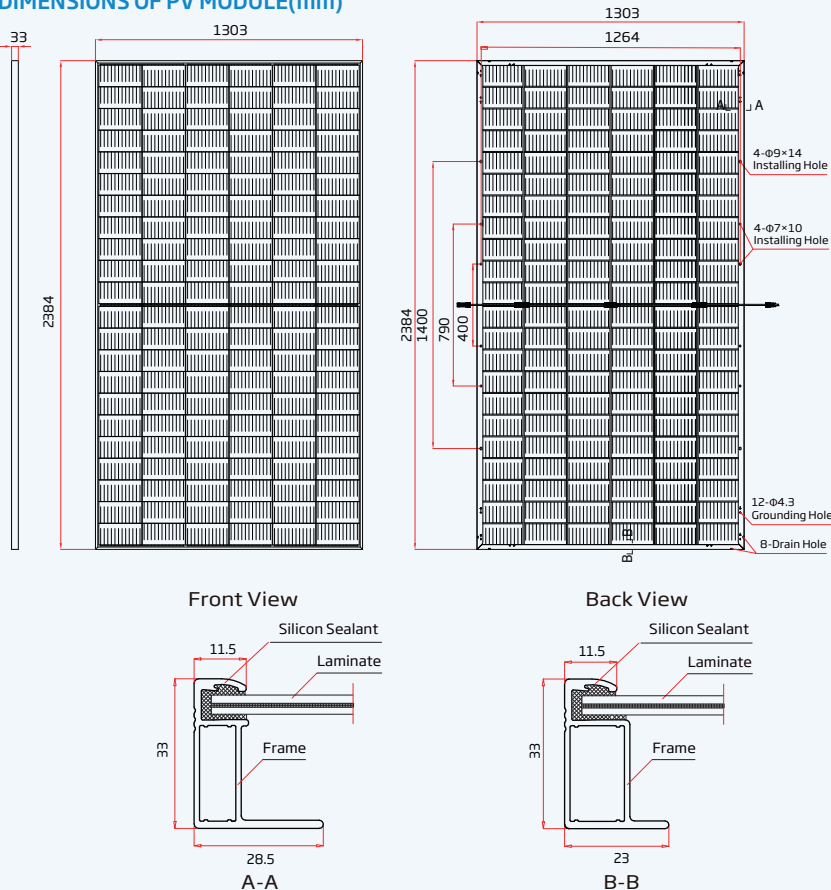


Comprehensive Products and System Certificates

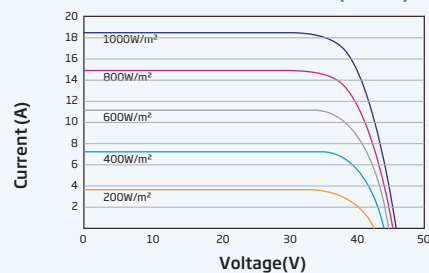


IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

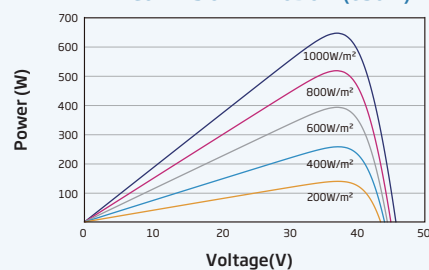
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



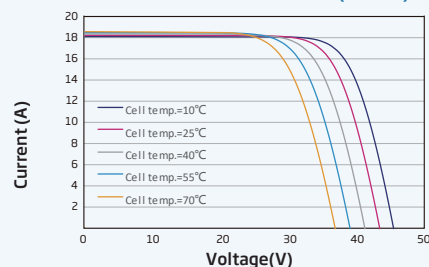
I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650W)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η _m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P _{MAX} (Wp)	690	696	701	706	712
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

ARMIGRON®-F Class (unipolar)

RVFAV / LX1AV / X1AV - Estándar de PVC

0,6/1 kV



ARMIGRON

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IEC 60502-1

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

CLASIFICACIÓN CPR

Cobre

DOP 000073

Clase **E_{ca}**

Aluminio

DOP 000198

Clase **E_{ca}**

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre o aluminio, clase 2 según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Poliétileno reticulado (XLPE) según IEC 60502-1.

3. CUBIERTA INTERIOR

Policloruro de vinilo (PVC).

4. ARMADURA

Fleje de aluminio.

5. CUBIERTA EXTERIOR

Policloruro de vinilo (PVC) tipo ST2 según IEC 60502-1.

APLICACIONES

Cables armados con fleje de aluminio para la distribución de energía de baja tensión.

Resistente a la acción de los roedores.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C.

Temperatura mínima de trabajo: -25 °C.



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP

(declaración de prestaciones)

<https://es.prysmiangroup.com/dop>

N° DoP 000073
000198

General Cable

ARMIGRON®-F Class (unipolar)

RVFAV / LX1AV / X1AV - Estándar de PVC

0,6/1 kV



ARMIGRON

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Cobre

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad admisible al aire (1) (A)	Intensidad admisible enterrado (2) (A)	Caída de tensión cos Φ= 0.8 (V/A.km)
1x25	15,0	430	135	122	96	2,2
1x35	16,0	535	144	153	117	1,5
1x50	17,5	670	158	188	138	1,2
1x70	19,5	905	176	243	170	0,86
1x95	21,5	1200	194	298	202	0,62
1x120	23,5	1440	212	350	230	0,53
1x150	25,5	1750	230	401	260	0,45
1x185	27,5	2140	248	460	291	0,37
1x240	30,5	2740	275	545	336	0,3
1x300	33,5	3360	302	630	380	0,26
1x400	37,5	4250	375	749	446	-
1x500	42,0	5219	420	861	-	-
1x630	47,0	6714	470	990	-	-

Aluminio

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad admisible al aire (1) (A)	Intensidad admisible enterrado (2) (A)	Caída de tensión cos Φ= 0.8 (V/A.km)
1x25	15,0	285	135	91	58	2,2
1x35	16,0	325	144	114	74	1,5
1x50	17,5	390	158	140	90	1,2
1x70	19,5	500	176	180	107	0,86
1x95	21,5	610	194	219	132	0,62
1x120	23,5	730	212	254	157	0,53
1x150	25,0	860	225	294	178	0,45
1x185	27,5	1010	248	337	201	0,37
1x240	30,0	1260	270	399	226	0,3
1x300	33,0	1520	297	462	261	0,26
1x400	37,0	1890	333	-	-	0,22
1x500	41,5	2390	374	-	-	0,19
1x630	46,5	3070	419	-	-	0,17

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→XLPE3 con instalación tipo F columna 11 (1x, trifásica).

→XLPE2 con instalación tipo E columna 12(2x, 3G monofásica).

→XLPE3 con instalación tipo E columna 10b (3x,4x,4G, trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo (25 °C) con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 2x, 3G monofásica.

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 3x,4x,4G, trifásica.

Según UNE-HD 60364-5-52; IEC 60364-5-52.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

General Cable

RH5ZI-OL 18/30KV

Aluminium medium voltage cables 30kV



Medium voltage cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) used for industrial installations or for a distribution network. Designed for fixed installations indoors, outdoors or in buried installations. Conductor shape round, class 2 = stranded; red outer sheath
Outer sheath materials: ALCUDIA C-240-UV (BAG) and GRANIC 535 (BIGBAG)

STANDARDS AND CERTIFICATIONS



EN 60228
DND 02100

IEC 60502-2

EN 60754-1

Conductors of insulated cables
Insulated cables for overhead and underground medium voltage networks up to 30 kV
Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
Test on gases evolved during combustion of materials from cables. Halogen acid gas content.

CABLE DESIGN

Conductor material	Aluminium
Core insulation material	XLPE
Radial water blocking cable	Yes
Material outer sheath	Other
Cable shape	Round

ELECTRICAL & THERMAL PARAMETERS

Nominal voltage U_0 [V]	18,000
Nominal voltage U [V]	30,000
Test voltage [kV]	63
Rated voltage U_0/U (U_m)	18/30 (36) kV
Max. conductor temperature [°C]	90
Max. conductor temperature at short circuit [°C]	250
Laying temperature (min) [°C]	-20
Laying temperature (max) [°C]	50

Technical data, dimensions and weights are subject to change. All sizes and values without tolerances are reference values. Specifications are for products supplied by Prysmian: any modification or alteration of products may give different results. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is correct to the best of our knowledge at the time of publication. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian. © All rights reserved by Prysmian 2024 - www.prysmian.com

CHEMICAL PROPERTIES

Resistant to UV	Yes
UV resistant	Yes
Silicon free	Yes
Lead free	Yes

CHARACTERISTICS

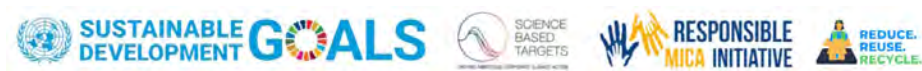
Outdoor installation	Yes
Suitable for concrete installation	No
Underground installation	Yes
Suitable as installation cable	Yes
Bending radius (rule)	During installing: 15 x D single-core cables

SUSTAINABILITY COMMITMENT

Our commitment to a low-carbon future remains unwavering as we strive to create sustainable solutions while upholding quality standards. We prioritize sustainability and environmental protection in our daily operations, collaborating with local communities to ensure workplace safety and safeguard the areas we operate in.

Sustainability and environmental responsibility is evident also in our **packaging** solutions across the CEE region. We use fully recyclable drum cover foils to minimize environmental impact. Our packaging for rings is made from 30% recycled materials, supporting a circular economy. Additionally, our boxes are made from recyclable, environment-friendly cardboard, promoting eco-conscious choices. By choosing Prysmian, you are not only selecting high-quality products but also contributing to a greener future.

Check for more details about our sustainability commitment here: [Sustainability report and responsibility](#).



CABLE PROPERTIES

Basic construction	SAP code	Nominal thickness insulation [mm]	Nominal diameter over insulation [mm]	Nominal outer diameter [mm]	Cable weight [kg/km]	Bending radius, during laying (min) [mm]	Conductor resistance at 20° C [Ohm/km]	Short circuit current conductor (1sec) [kA]	Short circuit current screen (1sec) [kA]
1x300RM	17100103008	7.25	36.3	43.6	1,960	654	0.1	28.8	4.3
1x400RM	20303276	7.25	38.8	48.8	2,393	732	0.0778	38.3	4.8
1x630RM	20262783	7.25	45.2	53.4	3,207	801	0.0469	60.2	5.4

CURRENT CARRYING CAPACITY

Cross-section (mm²)	Direct in ground trefoil (A)	Direct in ground flat spaced (A)	Air trefoil (A)	Air flat spaced (A)
70	186	192	230	278
95	221	229	280	338
120	252	260	324	391
150	281	288	368	440
185	317	324	424	504
240	367	373	502	593
300	414	419	577	677
400	470	466	673	769
500	535	524	781	884
630	608	578	903	996
800	681	630	1029	1105
1000	753	681	1165	1219
1200	885	790	1274	1305

Ground temperature: 20°C; Air temperature: 30°C
Depth of laying: 0,8 m; Soil resistivity, moist: 1,5 K.m/W
Screen bonded at both ends

/ SC 4000 UP / SC 4200 UP / SC 4400 UP / SC 4600 UP



Sunny Central UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 200% 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

- One device for all applications
- PV application with DC-coupled battery-storage system and charging from the AC utility as an option

Easy to Use

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

With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery 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 UP

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V _{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1050 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage V _{DC, min} / Start voltage V _{DC, Start}	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage V _{DC, max}	1500 V	1500 V
Max. DC current I _{DC, max}	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current I _{DC, SC}	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA ¹²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ¹²⁾ / 3780 kVA
Nominal AC active power at cos φ =0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW ¹²⁾ / 2880 kW	3360 kW ¹²⁾ / 3024 kW
Nominal AC current I _{AC, nom} (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / AC voltage range ^{1) 8)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}		
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
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)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	65.0 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 ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○	● / ○ / -
Fresh air consumption	6500 m³/h	
Features		
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	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	AR-N 4110, AR-N 4120 ¹³⁾ , Arrêté du 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEEE1547, UL 840 Cat. IV	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1050 V	1003 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ¹²⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ¹²⁾ / 4140 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ¹²⁾ / 3168 kW	3680 kW ¹²⁾ / 3312 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / AC voltage range ^{1) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}		
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
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)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	65.0 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 ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m³/h	
Features		
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	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	AR-N 4110, AR-N 4120 ¹³⁾ , Arrêté du 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEEE1547, UL 840 Cat. IV	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP

1) At grid voltage lower than nominal AC voltage, the 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_n at 25 °C

6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °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) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA

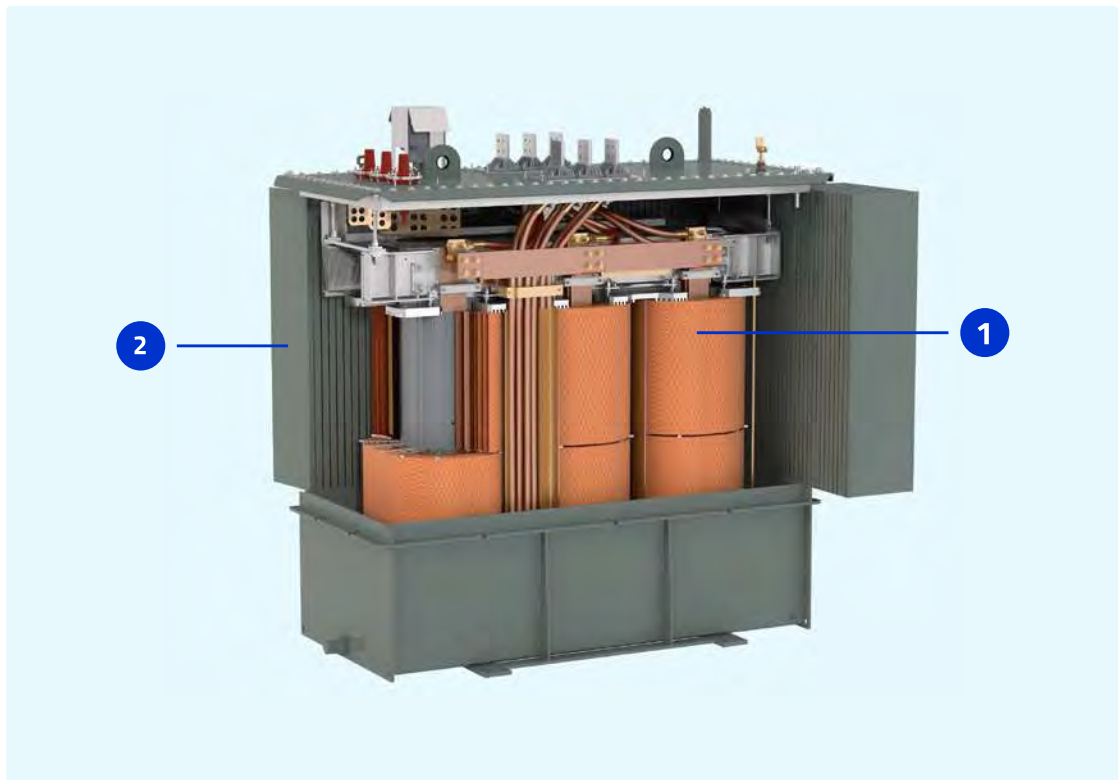
10) Depending on the DC voltage

11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage

12) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1050 V_{DC}

13) except SC 4600 UP

Estructura constructiva



1 Parte activa

Es el sistema de transformación de energía, compuesto por el núcleo ferromagnético, los arrollamientos y las conexiones de media tensión (MT) y baja tensión (BT).

2 Envoltente y dieléctrico

La envoltente metálica del transformador y el dieléctrico líquido aportan el aislamiento y la refrigeración necesarios.



Green generation & storage

Una gama de transformadores para conectar a la red de distribución **parques fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de energía, Plantas de H2 y/o Statcom**. Un diseño que se basa en nuestra amplia y reconocida experiencia.

Disponibilidad de soluciones estandarizadas para diferentes mercados y compañías eléctricas. Experiencia en el desarrollo de soluciones compactas, en estrecha colaboración con los principales actores en el sector de la generación fotovoltaica.

Opciones de digitalización y smartización para un completo control y monitorización de las condiciones de operación de la instalación.

Características generales	
Diseño general	Transformador hermético de llenado integral
Tipo de devanado	Simple
Potencia asignada*	Hasta 5000 kVA
Tensión asignada primaria	Hasta 36 kV
Tensión asignada secundaria*	Hasta 800 V
Frecuencia asignada	50 / 60 Hz
Impedancia de cortocircuito a 75 °C	entre 6 y 8 %
Distorsión armónica total*	≤ 3 %
Cambiador de tomas	Sin tensión (DETC) / en carga (OLTC)
Refrigeración	ONAN - KNAN
Dielectrico Liquido	Aceite mineral, ester natural o sintético
Cuba	Elástica de paredes corrugadas (aletas)
Tratamiento anticorrosivo	Hasta C5H
Material de bobinados	Aluminio o cobre
Material del núcleo ferromagnético	Acero magnético de grano orientado
Normativa	IEC 60076

* Para valores superiores consultar con Ormazabal.



The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker



TECHNICAL DATASHEET



Single-Axis Tracker

MAIN FEATURES

Tracking System	Horizontal Single-Axis with independent rows
Tracking Range	± 55° Optional: ± 60°
Drive System	Enclosed Slewing Drive, DC Motor
Power Supply	Dedicated Panel Optional: 120/240 Vac or 24 Vdc power-cable
Tracking Algorithm	Astronomical Algorithm with Asymmetric Backtracking
Communication	Full Wireless Optional: RS-485 Full Wired RS-485 cable not included in Soltec scope
Wind Resistance	Per Local Codes
Land Use Features	
Independent Rows	YES
Slope North-South	Up to 17%
Slope East-West	Configurable
Ground Coverage Ratio	Configurable. Typical range: 30-50%
Foundation	Driven Pile Ground Screw Concrete
Temperature Range	
Standard	- 4°F to +131°F -20°C to +55°C
Extended	-40°F to +131°F -40°C to +55°C
Availability	>99%
Modules	Standard: 72 / 78 cells Optional: 60 Cells; Crystalline, Thin Film (Solar Frontier, First Solar and others)

SPAIN / Headquarters

Pol. Ind. La Serreta
Gabriel Campillo, s/n, 30500
Molina de Segura, Murcia, Spain
info@soltec.com
+34 968 603 153

MADRID

Núñez de Balboa 33, 1ªA
28001 Madrid
emea@soltec.com
+34 91 449 72 03

UNITED STATES

usa@soltec.com
+1 510 440 9200

BRAZIL

brasil@soltec.com
+55 071 3026 4900

MEXICO

mexico@soltec.com
+52 1 55 5557 3144

CHILE

chile@soltec.com
+56 2 25738559

PERU

peru@soltec.com
+51 1422 7279

INDIA

india@soltec.com
+91 124 4568202

AUSTRALIA

australia@soltec.com
+61 2 9275 8806

CHINA

china@soltec.com
+86 21 66285799

ARGENTINA

argentina@soltec.com
+54 9 114 889 1476

EGYPT

egypt@soltec.com

MODULE CONFIGURATIONS Approximate Dimensions

	Length	Height	Width		Length	Height	Width
2x28	29.2 m (95' 10")			2x42	43.6 m (143')		
2x29	30.2 m (99' 1")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")	2x43.5	45.6 m (149' 7")	4.1 m (13' 4")	4.1 m (13' 4")
2x30	31.4 m (103')			2x45	46.7 m (153' 3")		

SERVICES

Pull Test Plan	Commissioning Plan
Factory Support Plan	Operation & Maintenance Plan
Onsite Advisory Plan	Tracker Monitoring System Plan
Construction Plan	Solmate Customer Care

MAINTENANCE ADVANTAGES

Self-lubricating Bearings
Face to Face Cleaning Mode
2x Wider Aisles

WARRANTY*

Structure 10 years
Motor 5 years
Electronics 5 years

*extendable under quotation

soltec.com

Contents subject to change without prior notice © Soltec Energías Renovables • SF7.2022-11-11.V12

Monitoring & Control references on this document are subject to availability. Alternative electronics could be finally provided for your project if needed

B&V Bankability report
DNV GL Technology
Review available
RWDI WIND TUNNEL TESTED



Serie Aves



R.D. 223/2008



VIENTO DE 180 km/h



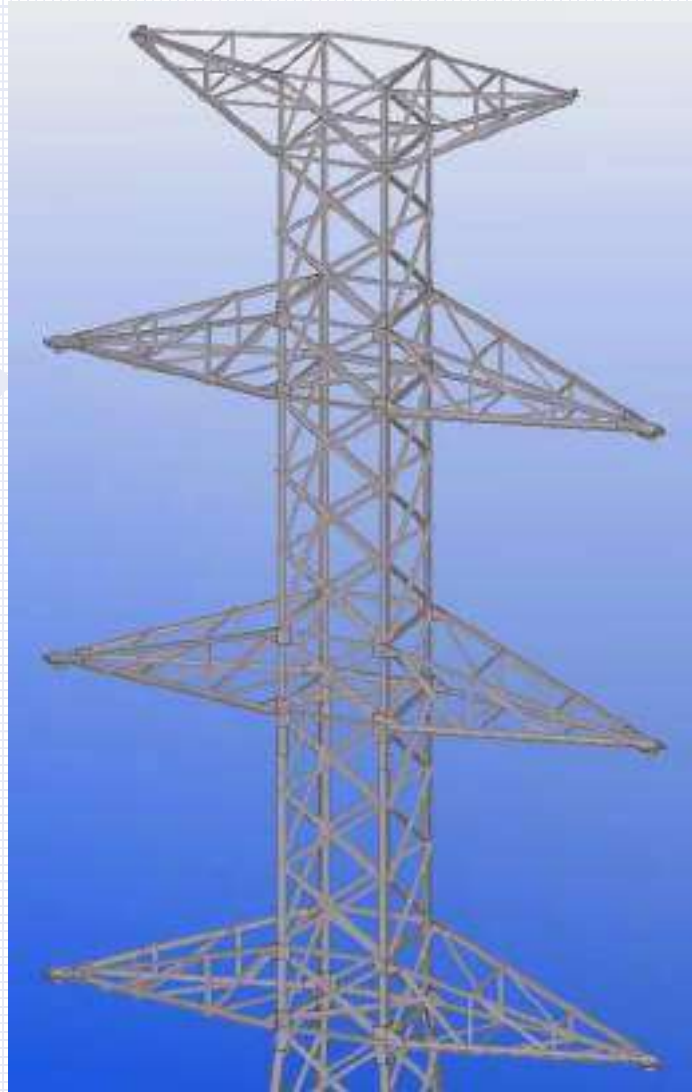
2023

**CATÁLOGO
GENERAL**



IMEDEXSA

INDUSTRIAS MECÁNICAS DE EXTREMADURA, S.A.

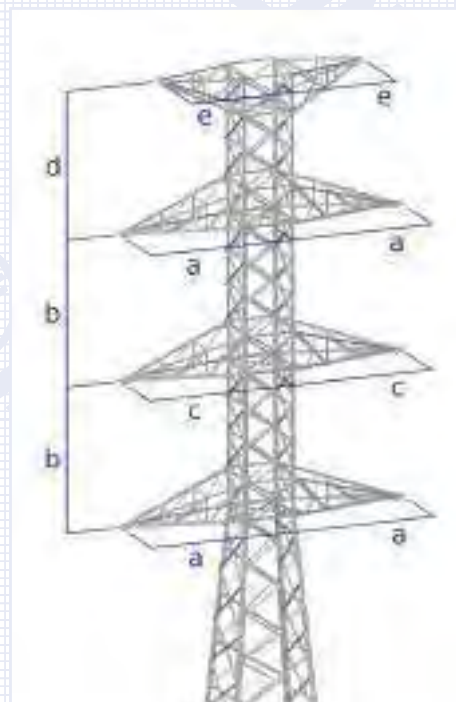


TIPO CÓNDOR DOBLE CÚPULA

1. COMPOSICIÓN DOBLE CÚPULA

CÓNDOR	
d	e
3,3	3
4,4	3
5,5	3

CÓNDOR	PESO CÚPULAS		
	d-e (m)		
	3,3-3	4,4-3	5,5-3
3/5/7.000	270	326	387
9/12/15/18.000	362	441	538
27/33.000	443	545	667



2. DESIGNACIÓN

Los apoyos tipo Cóndor con doble cúpula poseen una geometría y dimensiones que no se ajustan a los modelos de cúpula única, por lo que la denominación de los mismos se determinará mediante un código compuesto de una letra (S o N si es tresbolillo o doble circuito, respectivamente) seguida de cuatro dígitos (que seguirán el siguiente orden: "/b/a/c/d-e/") que tomaremos de la tabla siguiente.

Ejemplo: simple circuito; b=4,4 m; a=3 m; c=3,2 m; cúpula doble, d=4,4 m, e=3m. Su denominación será: **S2126**

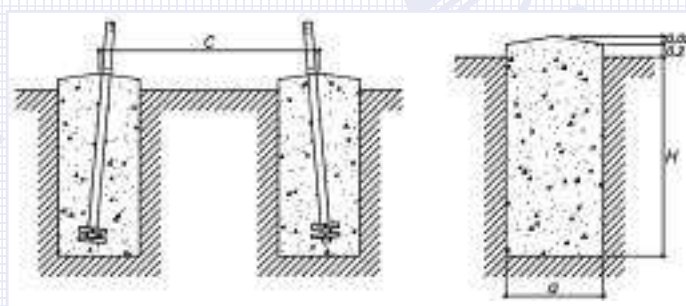
COTAS	CÓDIGOS CÓNDOR							
	1	2	3	4	5	6	7	8
b (m)	3,3	4,4	5,5	...	...	...	...	...
a / c (m)	3,0	3,2	3,6	3,8	4,1	4,3	4,6	4,9
h / d-e (m)	4,3	5,2	5,9	6,6	3,3-3	4,4-3	5,5-3	...

10. CIMENTACIONES

Las cimentaciones de estas torres son de macizos independientes para las cuatro patas. En la siguiente tabla se muestra la distancia entre hoyos para las cimentaciones tanto de sección cuadrada como de sección circular. En las posteriores tablas se indican, en metros, las principales dimensiones del macizo y los volúmenes aproximados de excavación por patas diferenciando entre sección cuadrada y sección circular.

TIPO	DISTANCIA ENTRE HOYOS C (m)									
	12	15	18	21	24	27	30	33	36	39
3/7.000	3,49	3,93	4,38	4,83	5,30	5,72	6,20	6,61	7,06	7,51
9/33.000	3,80	4,32	4,85	5,35	5,92	6,40	6,95	7,43	7,97	8,50

CIMENTACIÓN CUADRADA RECTA

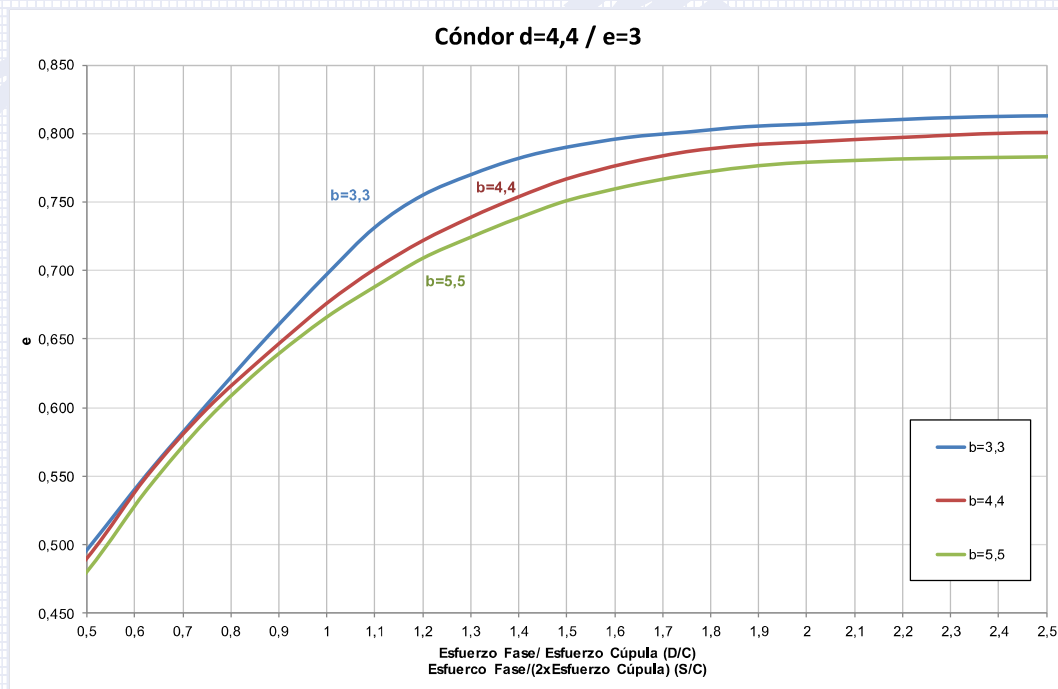
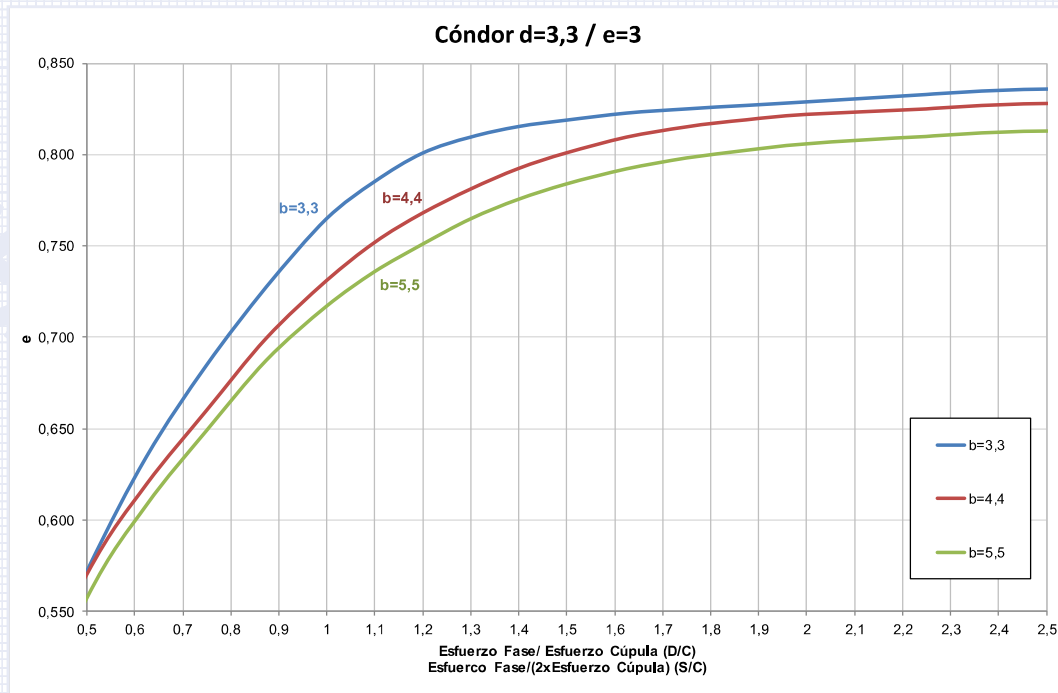


CO		TERRENO BLANDO ($\sigma = 2 \text{ daN/cm}^2$ $\alpha = 20^\circ$)										TERRENO NORMAL ($\sigma = 3 \text{ daN/cm}^2$ $\alpha = 30^\circ$)										TERRENO DURO ($\sigma = 4 \text{ daN/cm}^2$ $\alpha = 35^\circ$)									
		3,000	5,000	7,000	9,000	12,000	15,000	18,000	27,000	33,000	3,000	5,000	7,000	9,000	12,000	15,000	18,000	27,000	33,000	3,000	5,000	7,000	9,000	12,000	15,000	18,000	27,000	33,000			
12	a	1,25	1,30	1,45	1,40	1,70	1,85	2,00	2,40	2,70	0,90	0,90	1,05	1,10	1,25	1,35	1,50	1,80	2,00	0,90	0,90	0,90	0,90	1,05	1,15	1,25	1,50	1,65			
	H	2,05	2,25	2,60	2,60	2,80	3,15	3,25	3,50	3,80	2,00	2,20	2,50	2,50	2,75	3,00	3,25	3,50	3,80	1,90	2,10	2,45	2,50	2,75	3,00	3,25	3,50	3,80			
	V	3,20	3,80	5,47	5,10	8,09	10,78	13,00	20,16	27,70	1,62	1,78	2,76	3,03	4,30	5,47	7,31	11,34	15,20	1,54	1,70	1,98	2,03	3,03	3,97	5,08	7,88	10,35			
15	a	1,30	1,35	1,55	1,45	1,70	1,85	2,05	2,45	2,75	0,90	0,90	1,05	1,10	1,25	1,40	1,55	1,85	2,00	0,90	0,90	0,90	0,95	1,05	1,15	1,30	1,50	1,65			
	H	2,05	2,30	2,60	2,65	2,90	3,15	3,25	3,55	3,80	2,05	2,25	2,55	2,55	2,85	3,00	3,25	3,55	3,80	1,90	2,15	2,45	2,55	2,85	3,00	3,25	3,55	3,80			
	V	3,46	4,19	6,25	5,57	8,38	10,78	13,66	21,31	28,74	1,66	1,82	2,81	3,09	4,45	5,88	7,81	12,15	15,20	1,54	1,74	1,98	2,30	3,14	3,97	5,49	7,99	10,35			
18	a	1,25	1,30	1,50	1,50	1,70	1,90	2,10	2,55	2,80	0,90	0,95	1,10	1,15	1,30	1,40	1,55	1,85	2,05	0,90	0,90	0,90	0,95	1,10	1,20	1,30	1,55	1,70			
	H	2,20	2,40	2,70	2,65	2,90	3,15	3,25	3,60	3,80	2,10	2,25	2,55	2,60	2,85	3,00	3,25	3,60	3,80	2,05	2,25	2,55	2,60	2,85	3,00	3,25	3,60	3,80			
	V	3,44	4,06	6,08	5,96	8,38	11,37	14,33	23,41	29,79	1,70	2,03	3,09	3,44	4,82	5,88	7,81	12,32	15,97	1,66	1,82	2,07	2,35	3,45	4,32	5,49	8,65	10,98			
21	a	1,30	1,40	1,55	1,50	1,75	1,90	2,10	2,55	2,85	0,90	0,95	1,10	1,15	1,30	1,45	1,55	1,90	2,10	0,90	0,90	0,95	0,95	1,10	1,20	1,30	1,55	1,70			
	H	2,20	2,40	2,70	2,70	2,90	3,20	3,25	3,60	3,85	2,15	2,35	2,60	2,60	2,90	3,10	3,25	3,60	3,85	2,05	2,25	2,55	2,60	2,90	3,10	3,25	3,60	3,85			
	V	3,72	4,70	6,49	6,08	8,88	11,55	14,33	23,41	31,27	1,74	2,12	3,15	3,44	4,90	6,52	7,81	13,00	16,98	1,66	1,82	2,30	2,35	3,51	4,46	5,49	8,65	11,13			
24	a	1,25	1,35	1,50	1,55	1,75	1,95	2,15	2,60	2,85	0,95	0,95	1,15	1,15	1,35	1,45	1,60	1,90	2,10	0,90	0,90	0,95	1,00	1,10	1,20	1,35	1,60	1,75			
	H	2,30	2,50	2,80	2,75	2,95	3,20	3,25	3,60	3,80	2,15	2,35	2,70	2,65	2,90	3,15	3,25	3,60	3,80	2,15	2,35	2,70	2,65	2,90	3,15	3,25	3,60	3,80			
	V	3,59	4,56	6,30	6,61	9,03	12,17	15,02	24,34	30,87	1,94	2,12	3,57	3,50	5,29	6,62	8,32	13,00	16,76	1,74	1,90	2,44	2,65	3,51	4,54	5,92	9,22	11,64			
27	a	1,30	1,35	1,55	1,55	1,80	2,00	2,15	2,65	2,90	0,90	1,00	1,15	1,20	1,35	1,50	1,60	1,95	2,10	0,90	0,90	0,95	1,00	1,15	1,25	1,35	1,60	1,75			
	H	2,30	2,50	2,80	2,75	2,95	3,20	3,30	3,65	3,80	2,20	2,40	2,65	2,60	2,95	3,15	3,30	3,65	3,80	2,15	2,35	2,65	2,60	2,95	3,15	3,30	3,65	3,80			
	V	3,89	4,56	6,73	6,61	9,56	12,80	15,25	25,63	31,96	1,78	2,40	3,50	3,74	5,38	7,09	8,45	13,88	16,76	1,74	1,90	2,39	2,60	3,90	4,92	6,01	9,34	11,64			
30	a	1,30	1,40	1,55	1,60	1,80	2,05	2,15	2,65	2,95	0,90	1,00	1,20	1,20	1,35	1,50	1,60	1,95	2,15	0,90	0,90	1,00	1,00	1,15	1,25	1,35	1,60	1,75			
	H	2,30	2,50	2,90	2,70	2,95	3,25	3,25	3,65	3,85	2,25	2,40	2,80	2,65	2,95	3,15	3,25	3,65	3,85	2,15	2,35	2,80	2,65	2,95	3,15	3,25	3,65	3,85			
	V	3,89	4,90	6,97	6,91	9,56	13,66	15,02	25,63	33,50	1,82	2,40	4,03	3,82	5,38	7,09	8,32	13,88	17,80	1,74	1,90	2,80	2,65	3,90	4,92	5,92	9,34	11,79			
33	a	1,30	1,40	1,60	1,60	1,85	2,05	2,20	2,70	2,95	0,90	1,05	1,20	1,20	1,40	1,55	1,65	2,00	2,15	0,90	0,90	1,00	1,00	1,15	1,25	1,35	1,65	1,80			
	H	2,35	2,55	2,90	2,75	2,95	3,20	3,30	3,65	3,80	2,25	2,40	2,75	2,70	2,95	3,20	3,30	3,65	3,80	2,20	2,40	2,75	2,70	2,95	3,20	3,30	3,65	3,80			
	V	3,97	5,00	7,42	7,04	10,10	13,45	15,97	26,61	33,07	1,82	2,65	3,96	3,89	5,78	7,69	8,98	14,60	17,57	1,78	1,94	2,75	2,70	3,90	5,00	6,01	9,94	12,31			
36	a	1,35	1,45	1,60	1,65	1,85	2,10	2,25	2,75	3,00	0,95	1,10	1,20	1,25	1,40	1,55	1,70	2,00	2,20	0,90	0,90	1,00	1,05	1,20	1,30	1,40	1,65	1,80			
	H	2,40	2,75	2,95	2,80	3,05	3,20	3,35	3,75	3,85	2,30	2,65	2,85	2,75	3,05	3,20	3,35	3,75	3,85	2,25	2,65	2,85	2,75	3,05	3,20	3,35	3,75	3,85			
	V	4,37	5,78	7,55	7,62	10,44	14,11	16,96	28,36	34,65	2,08	3,21	4,10	4,30	5,98	7,69	9,68	15,00	18,63	1,82	2,15	2,85	3,03	4,39	5,41	6,57	10,21	12,47			
39	a	1,40	1,50	1,70	1,65	1,95	2,10	2,30	2,75	3,00	0,95	1,10	1,30	1,25	1,45	1,55	1,70	2,00	2,20	0,90	0,95	1,05	1,05	1,25	1,30	1,40	1,65	1,80			
	H	2,45	2,80	2,95	2,85	3,10	3,20	3,45	3,75	3,90	2,35	2,65	2,95	2,80	3,10	3,20	3,45	3,75	3,90	2,30	2,65	2,95	2,80	3,10	3,20	3,45	3,75	3,90			
	V	4,80	6,30	8,53	7,76	11,79	14,11	18,25	28,36	35,10	2,12	3,21	4,99	4,38	6,52	7,69	9,97	15,00	18,88	1,86	2,39	3,25	3,09	4,84	5,41	6,76	10,21	12,64			

3. ESFUERZO HORIZONTAL ADMISIBLE EN APOYOS CON CÚPULA

A partir de las siguientes gráficas se pueden determinar cómo afectan al apoyo los esfuerzos transmitidos por el cable de tierra o la fibra óptica según la altura a la que estén aplicados.

Conociendo el esfuerzo horizontal de fase y protección de cada hipótesis, podemos obtener un coeficiente que nos permita calcular el esfuerzo necesario para seleccionar correctamente el apoyo.



ACSR

ACSR

Steel-reinforced aluminium conductors

Características, según norma en 50182:2001

Tipo AL1/ST1A – España.

Código	Código antiguo	Sección			Nº de alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud	Resistencia a la tracción asignada	Resistencia en c.c.
		Al	Acero	Total			Al	Acero	Alma	Conductor			
		mm ²	mm ²	mm ²	Al	Acero	mm	mm	mm	mm			
27-AL1/4-ST1A	LA 30	26,7	4,45	31,1	6	1	2,38	2,38	2,38	7,14	107,8	9,74	1,0736
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,79	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	188,8	16,29	0,6129
67-AL1/11-ST1A	LA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,3	271,8	23,12	0,4256
94-AL1/22-ST1A	LA 110	94,2	22	116,2	30	7	2	2	6	14	432,5	43,17	0,3067
119-AL1/28-ST1A	LA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	6,75	15,8	547,4	54,03	0,2423
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,4	181,6	30	7	2,5	2,5	7,5	17,5	675,8	64,94	0,1963
242-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,8	976,2	84,89	0,1195
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381	54	7	2,82	2,82	8,46	25,4	1 274,6	107,18	0,0857
402-AL1/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,7	1 520,5	123,75	0,0719
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,1	30,4	1 831,1	149,04	0,0597

Código	Código antiguo	Sección			Nº de alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud	Resistencia a la tracción asignada	Resistencia en c.c.
		Al	Acero	Total			Al	Acero	Alma	Conductor			
		mm ²	mm ²	mm ²	Al	Acero	mm	mm	mm	mm	kg / km	kN	Ω / km
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	11	32,9	2 123,0	174,14	0,0512



ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 1GW EN ESPAÑA

Proyecto Castril

Documento Nº2: **PLANOS**

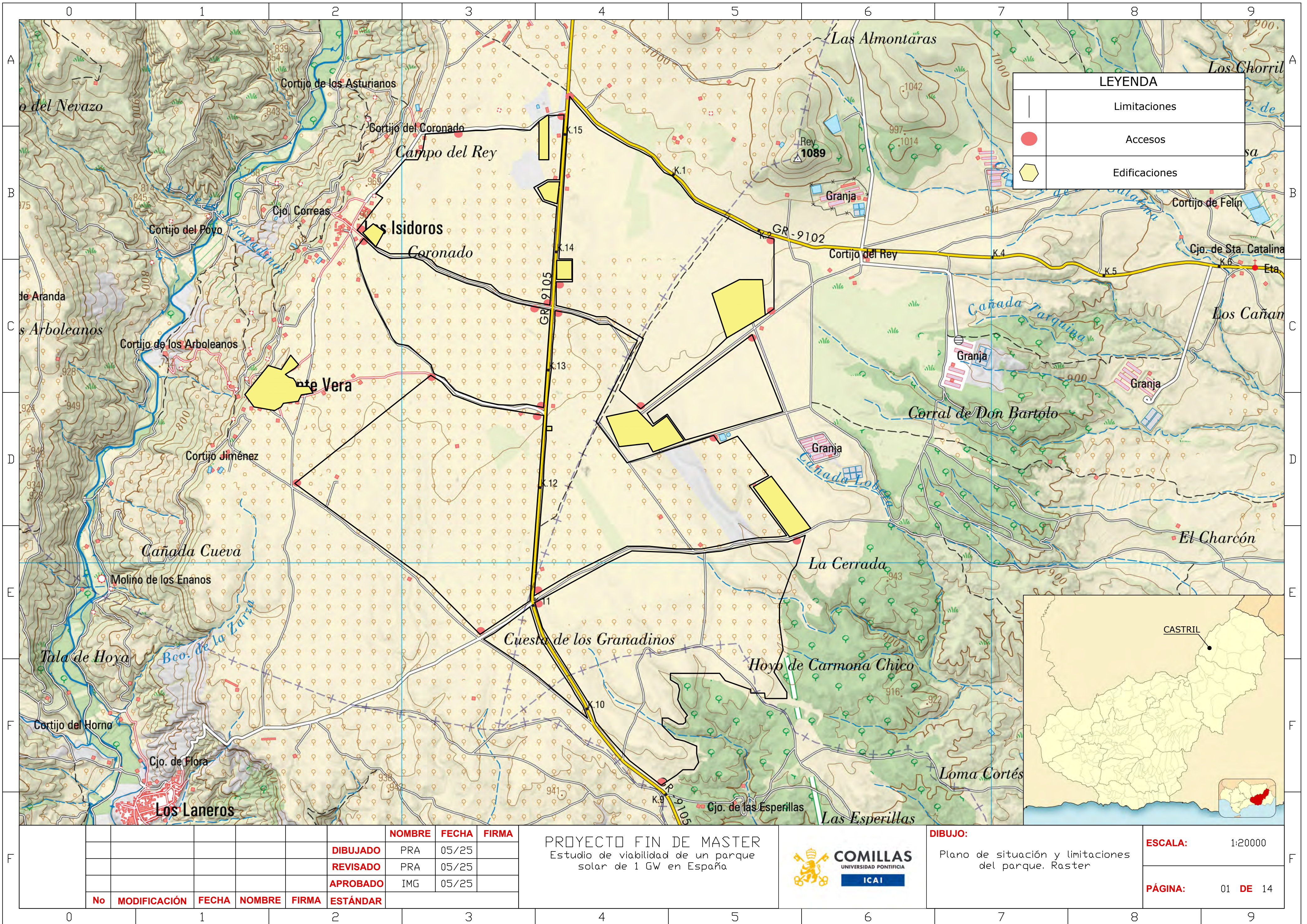


Autor: Pablo Riera Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Curso: 2024-2025

Dibujo	Página
Plano de situación y limitaciones del parque. Ráster.	1
Plano de situación y limitaciones del parque. Ortofoto.	2
Disposición trackers.	3
Disposición cableado MT, inversores + CT y Zanjas para cableado MT.	4
Plano detallado Castril I.	5
Plano detallado Castril II.	6
Plano detallado Castril III.	7
Plano detallado Castril IV.	8
Plano detallado Castril V.	9
Unifilar circuitos y centros de transformación. En particular, circuito 1 de Castril I.	10
Unifilar Subestación 30kV/400 kV. Lado de media tensión. Posición línea Castril I.	11
Unifilar Subestación 30kV/400 kV. Lado de Alta Tensión.	12
Plano topográfico y disposición línea 400 kV.	13
Perfil topográfico y disposición de apoyos.	14



LEYENDA	
	Limitaciones
	Accesos
	Edificaciones

No	MODIFICACIÓN	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESTÁNDAR

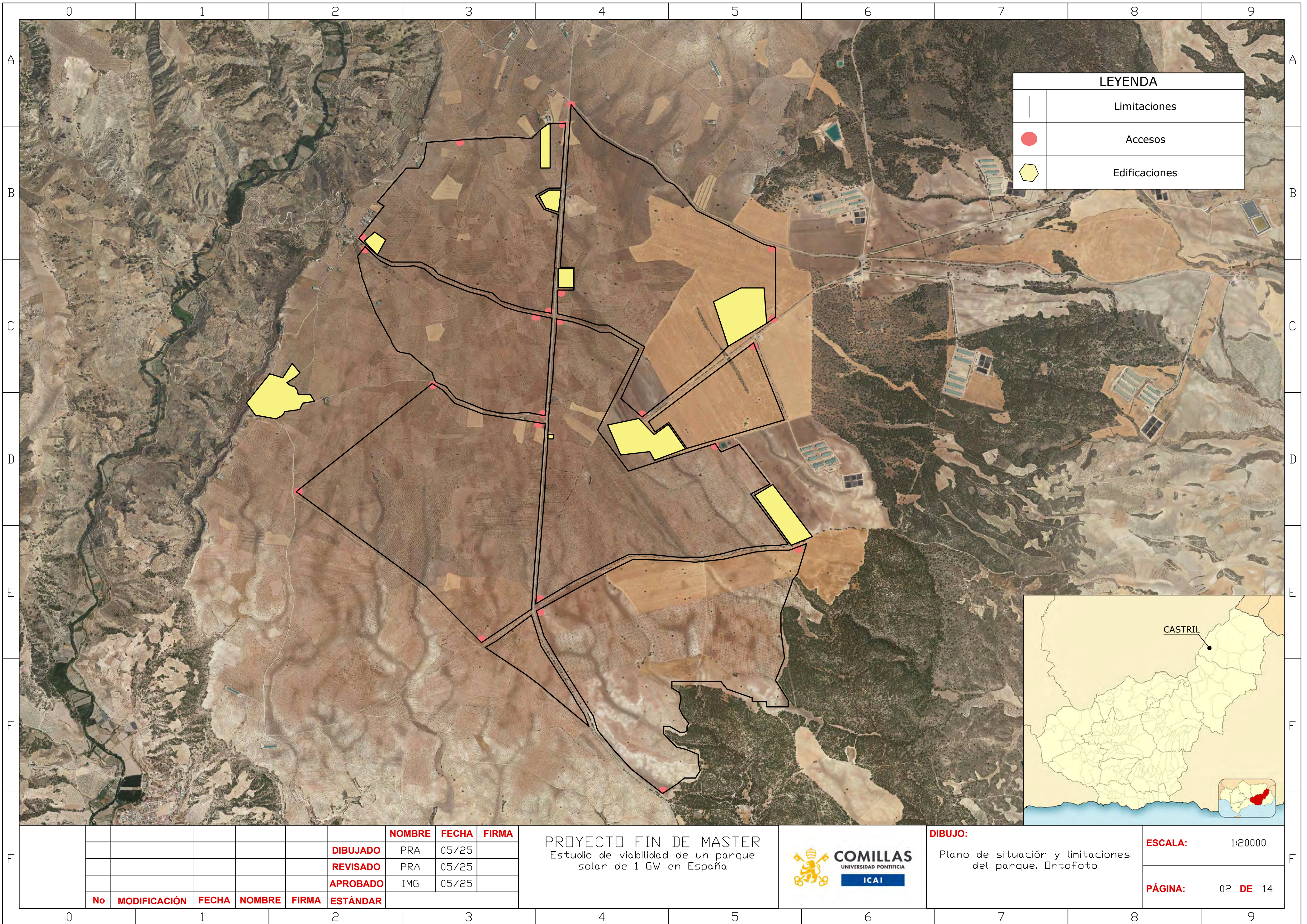
NOMBRE	FECHA	FIRMA
DIBUJADO	PRA	05/25
REVISADO	PRA	05/25
APROBADO	IMG	05/25

PROYECTO FIN DE MASTER
Estudio de viabilidad de un parque
solar de 1 GW en España



DIBUJO:
Plano de situación y limitaciones
del parque. Raster

ESCALA: 1:20000
PÁGINA: 01 DE 14



LEYENDA	
	Limitaciones
	Accesos
	Edificaciones



No	MODIFICACIÓN	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESTÁNDAR

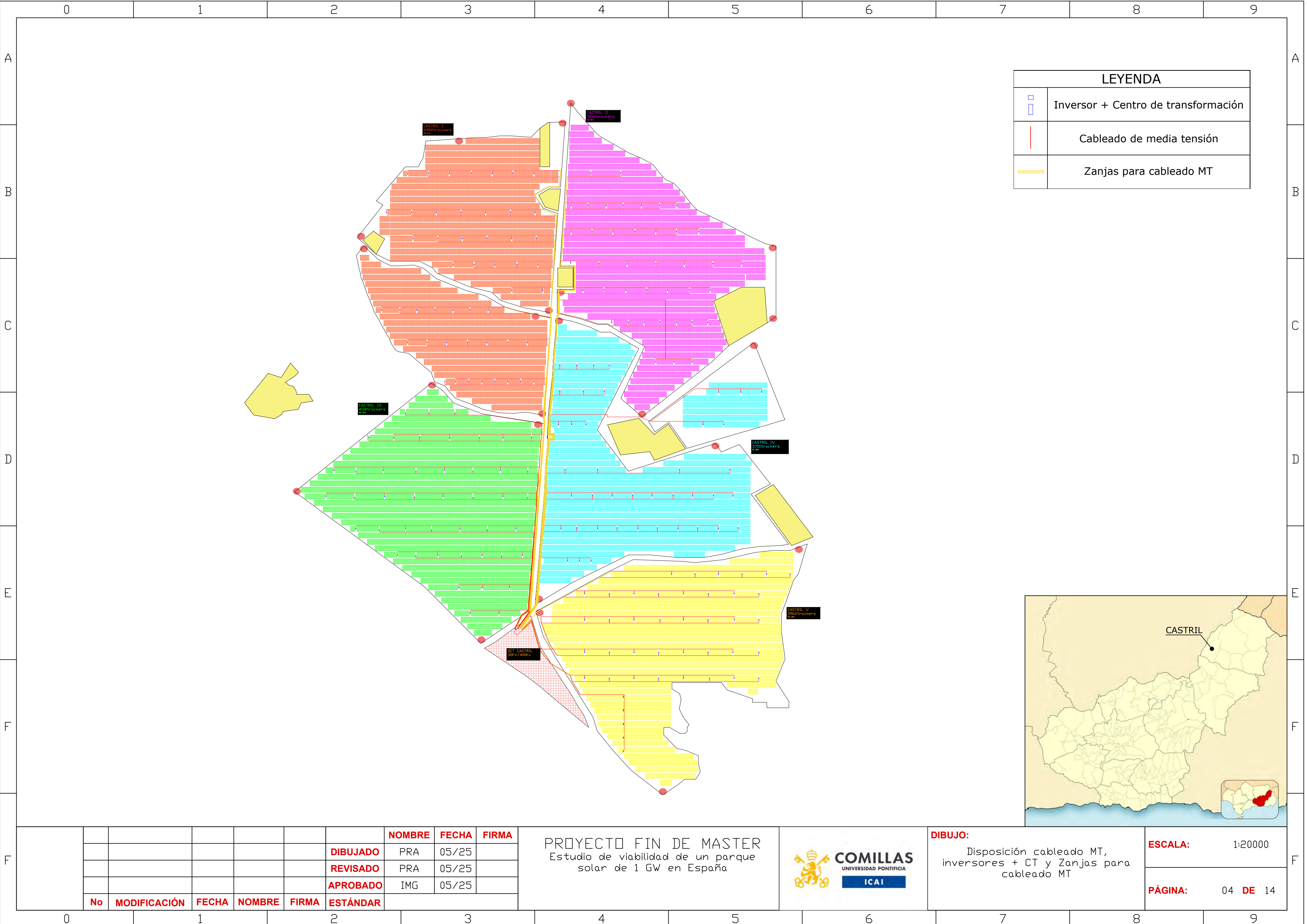
NOMBRE	FECHA	FIRMA
DIBUJADO	PRA	05/25
REVISADO	PRA	05/25
APROBADO	IMG	05/25

PROYECTO FIN DE MASTER
Estudio de viabilidad de un parque solar de 1 GW en España



DIBUJO:	Plano de situación y limitaciones del parque. Ortofoto
---------	--

ESCALA:	1:20000
PÁGINA:	02 DE 14



LEYENDA	
	Inversor + Centro de transformación
	Cableado de media tensión
	Zanjas para cableado MT



No	MODIFICACIÓN	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESTÁNDAR

	NOMBRE	FECHA	FIRMA
DIBUJADO	PRA	05/25	
REVISADO	PRA	05/25	
APROBADO	IMG	05/25	

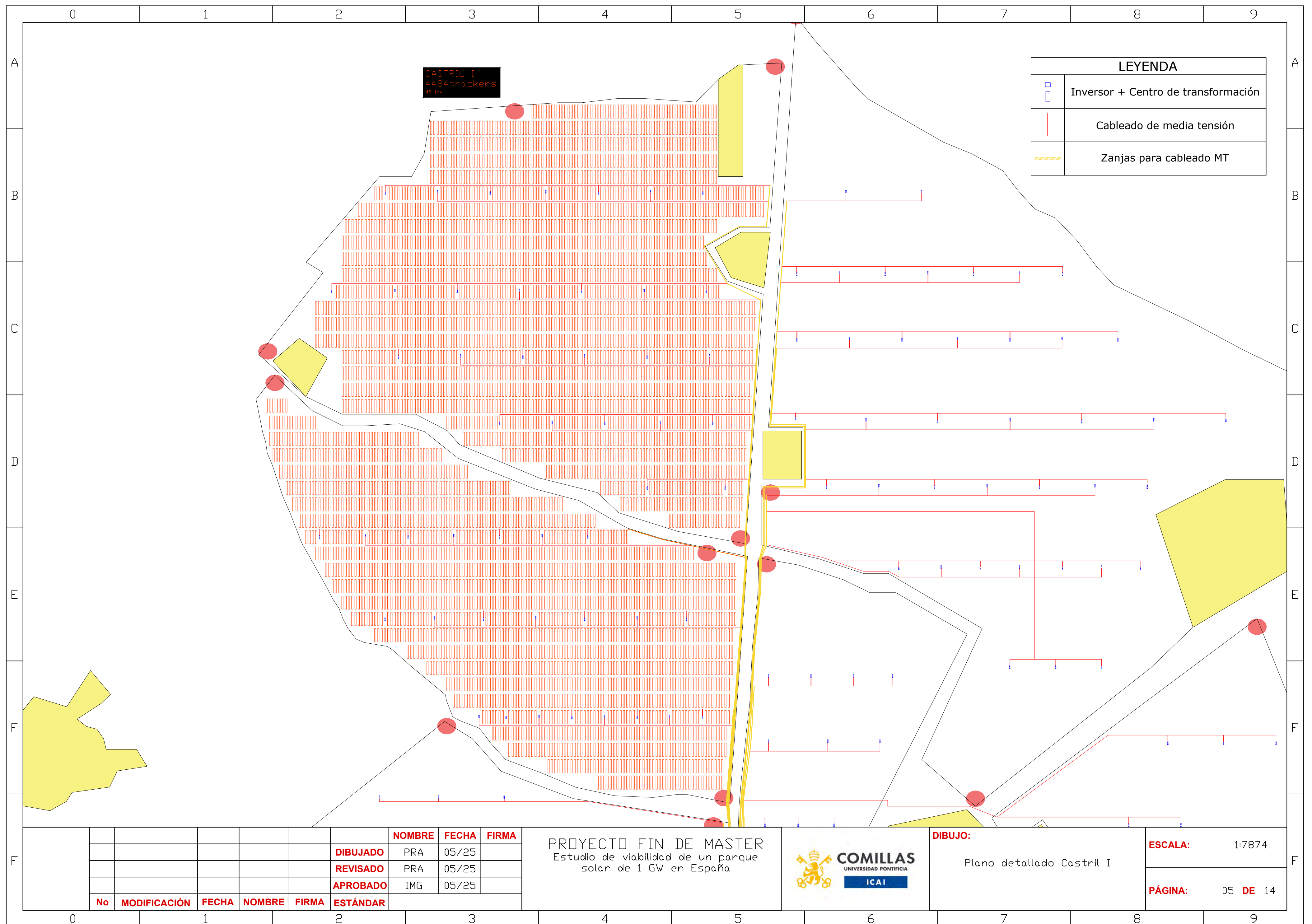
PROYECTO FIN DE MASTER
Estudio de viabilidad de un parque solar de 1 GW en España

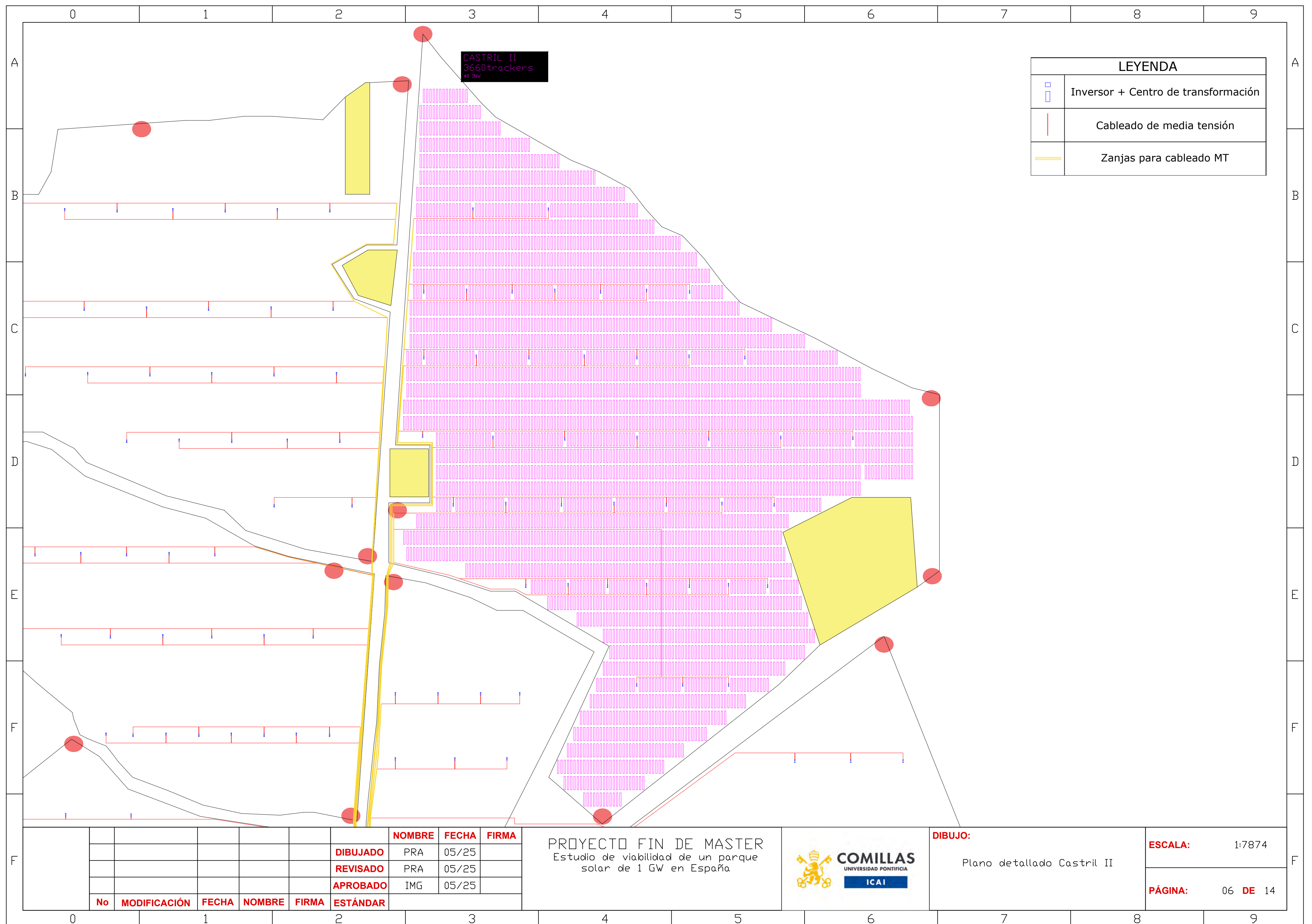


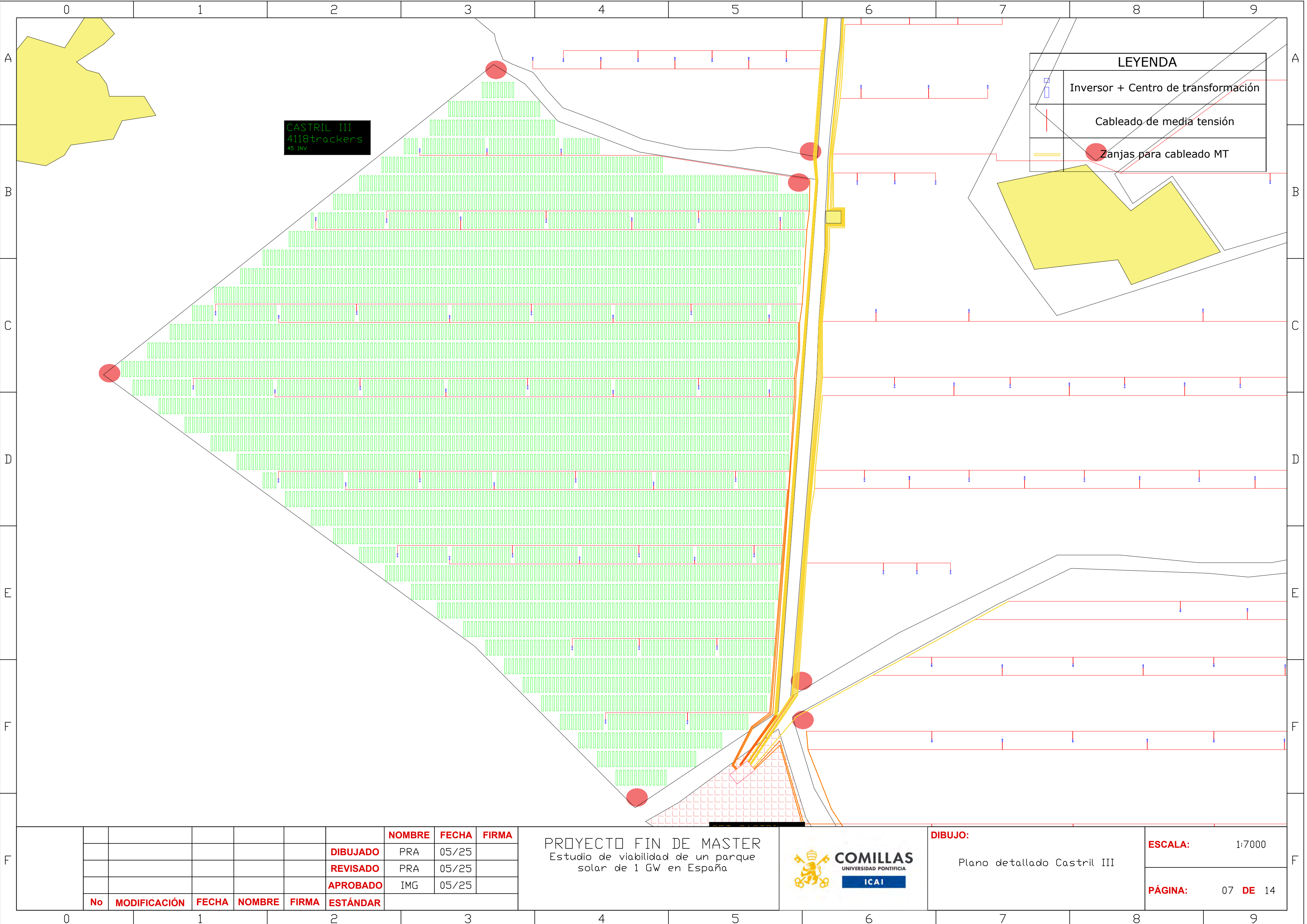
DIBUJO:
Disposición cableado MT,
inversores + CT y Zanjas para
cableado MT

ESCALA: 1:20000

PÁGINA: 04 DE 14







CASTRIL III
4118trackers
45 INV

LEYENDA	
	Inversor + Centro de transformación
	Cableado de media tensión
	Zanjas para cableado MT

No	MODIFICACIÓN	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESTÁNDAR

	NOMBRE	FECHA	FIRMA
DIBUJADO	PRA	05/25	
REVISADO	PRA	05/25	
APROBADO	IMG	05/25	

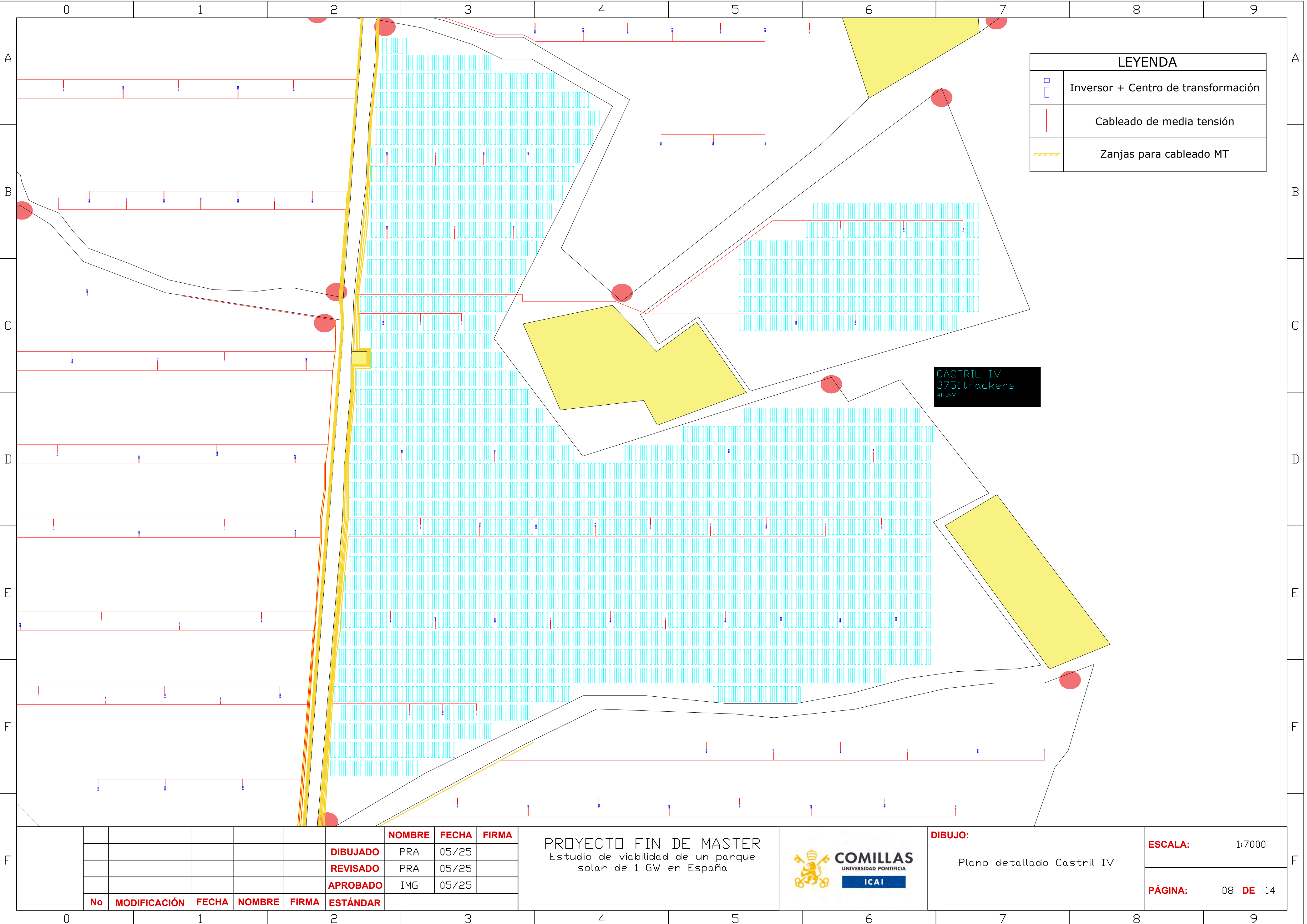
PROYECTO FIN DE MASTER
Estudio de viabilidad de un parque solar de 1 GW en España



DIBUJO:
Plano detallado Castril III

ESCALA: 1:7000

PÁGINA: 07 DE 14



LEYENDA	
	Inversor + Centro de transformación
	Cableado de media tensión
	Zanjas para cableado MT

CASTRIL IV
3751trackers
41 INV

F							NOMBRE	FECHA	FIRMA
							DIBUJADO	PRA	05/25
							REVISADO	PRA	05/25
							APROBADO	IMG	05/25
	No	MODIFICACIÓN	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESTÁNDAR			

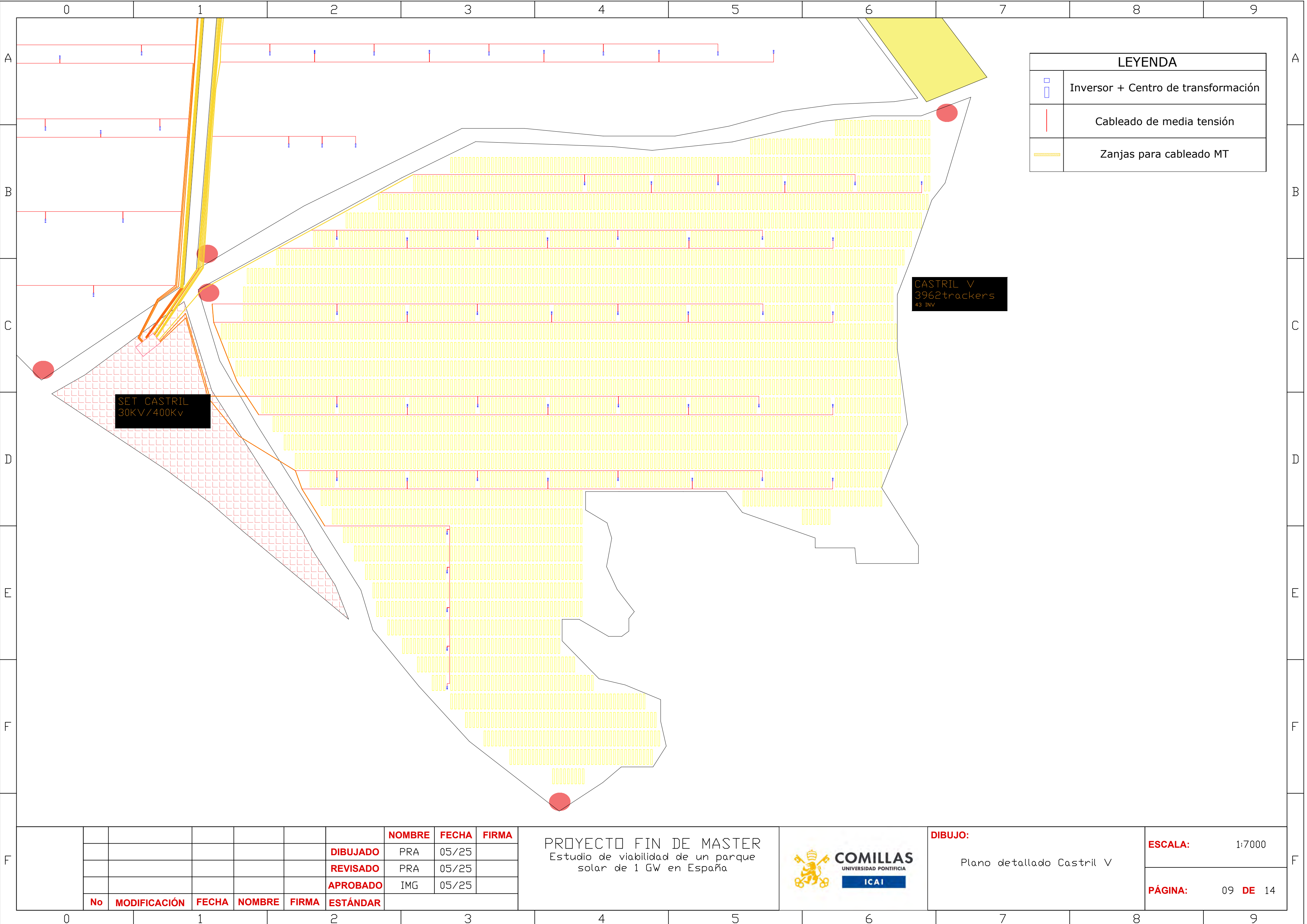
PROYECTO FIN DE MASTER
Estudio de viabilidad de un parque solar de 1 GW en España



DIBUJO:
Plano detallado Castril IV

ESCALA: 1:7000

PÁGINA: 08 DE 14



LEYENDA	
	Inversor + Centro de transformación
	Cableado de media tensión
	Zanjas para cableado MT

SET CASTRIL
30kV/400kV

CASTRIL V
3962trackers
43 INV

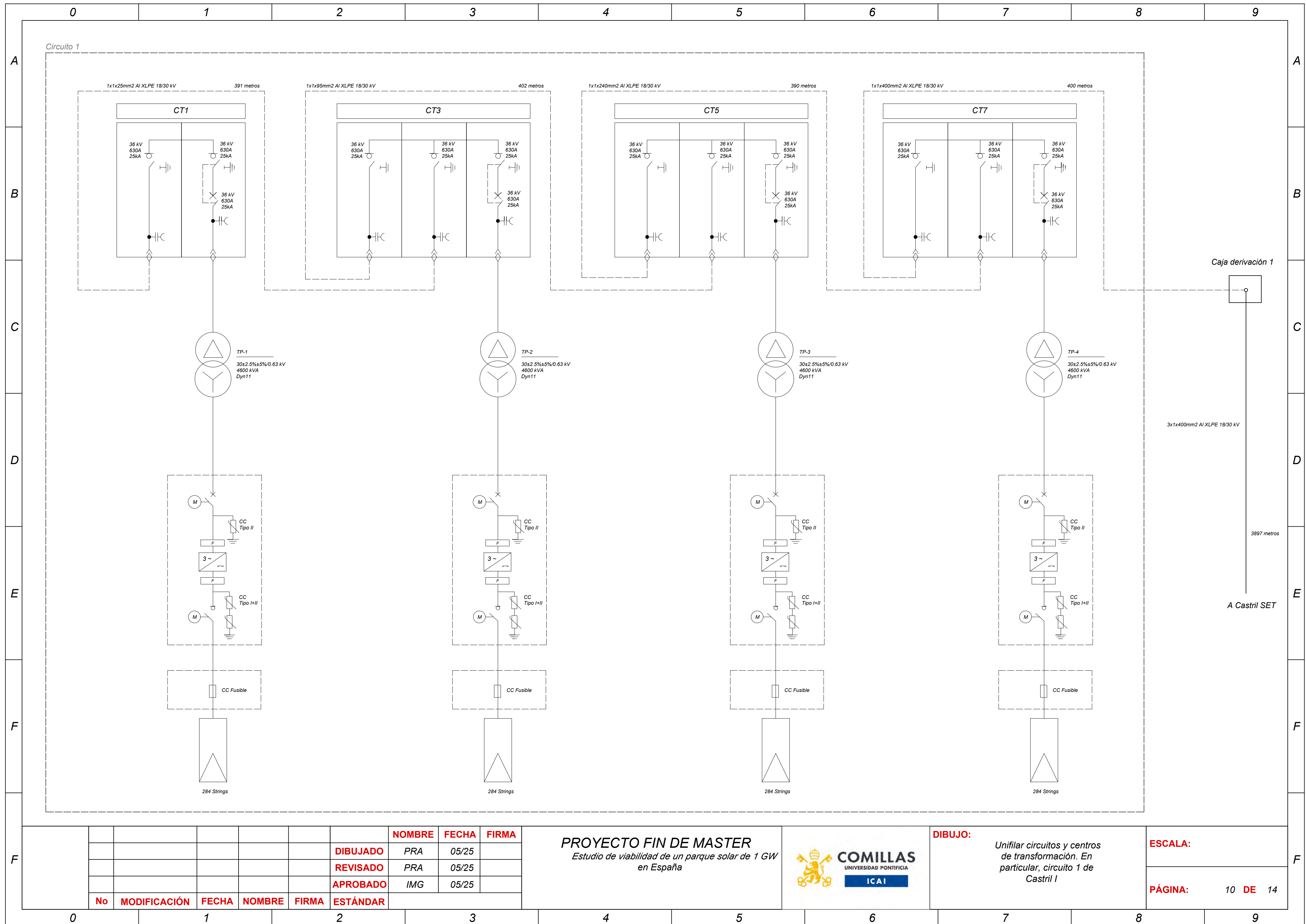
							NOMBRE	FECHA	FIRMA
							DIBUJADO	PRA	05/25
							REVISADO	PRA	05/25
							APROBADO	IMG	05/25
No	MODIFICACIÓN	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESTÁNDAR				

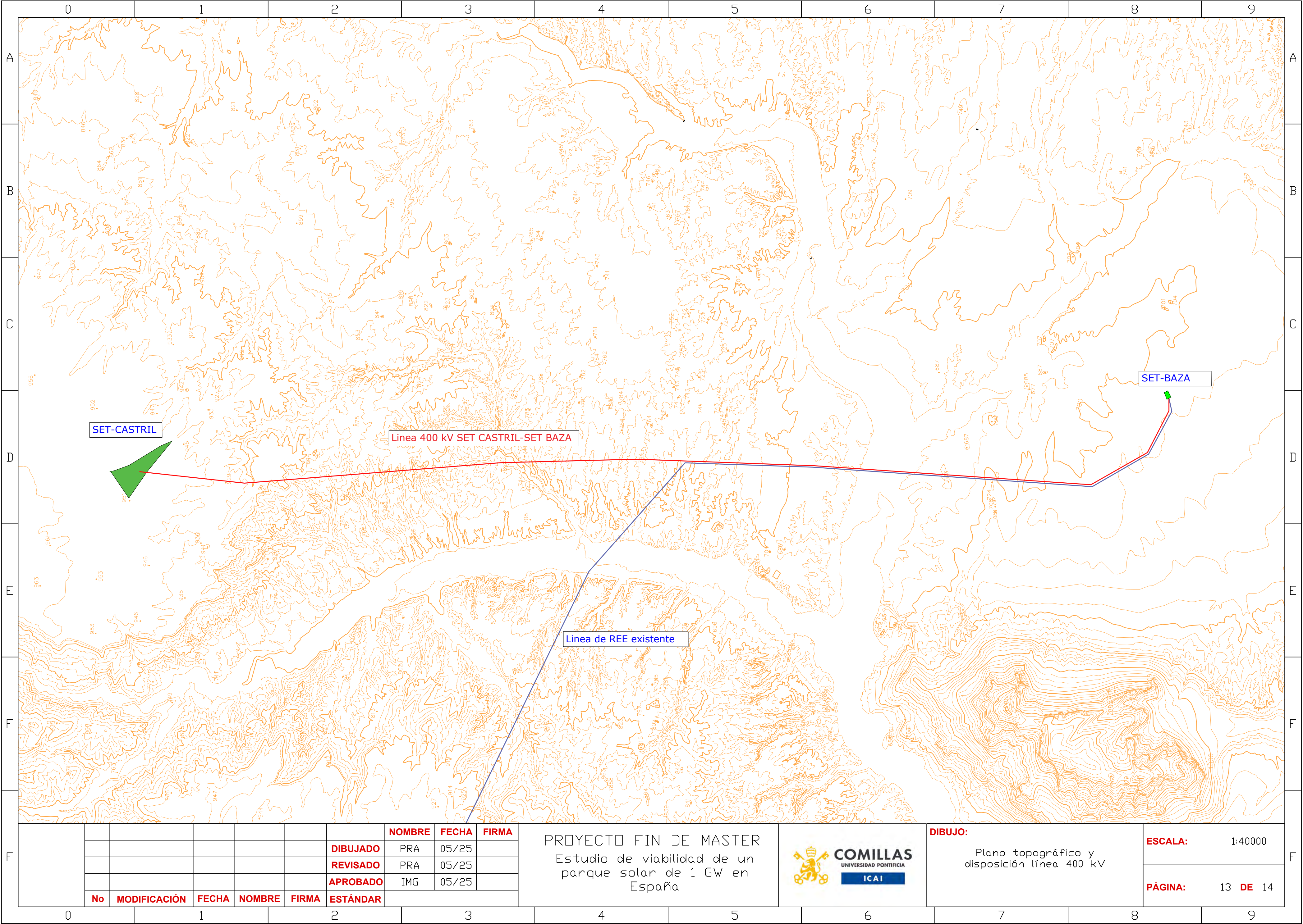
PROYECTO FIN DE MASTER
Estudio de viabilidad de un parque solar de 1 GW en España



DIBUJO:
Plano detallado Castril V

ESCALA: 1:7000
PÁGINA: 09 DE 14





SET-CASTRIL

Línea 400 kV SET CASTRIL-SET BAZA

SET-BAZA

Línea de REE existente

PROYECTO FIN DE MASTER
Estudio de viabilidad de un
parque solar de 1 GW en
España



DIBUJO:
Plano topográfico y
disposición línea 400 kV

ESCALA: 1:40000

PÁGINA: 13 DE 14



ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE SOLAR DE 1GW EN ESPAÑA

Proyecto Castril

Documento Nº3: PRESUPUESTO



Autor: Pablo Riera Alonso

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Curso: 2024-2025

Capítulo 1

Código	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 1. Equipos principales					
Subcapítulo 1. Módulos FV					
1.1	Módulo solar Trina Solar TSM-DEG21C 650 Wp	ud	1.797.942	120,00	215.753.040,00
Subcapítulo 2. Inversores y CT					
1.2	Inversor SUNNY CENTRAL SC 4600 UP	ud	218	230.000,00	50.140.000,00
1.3	Transformador Ormazabal 4600 KVA	ud	218	50.125,00	10.927.250,00
1.4	Celdas de línea	ud	436	3.500,00	1.526.000,00
1.5	Celdas protección y medida	ud	218	7.000,00	1.526.000,00
1.6	Cuadro de Baja tensión	ud	218	5.000,00	1.090.000,00
1.7	Cubierta prefabricada	ud	218	10.000,00	2.180.000,00
Subcapítulo 3. Seguidores solares					
1.8	Seguidor SOLTEC 1 eje 2v45	ud	19.977	2.709,60	54.129.679,20
Subcapítulo 4. Cajas String					
1.9	Cajas String	ud	1.422	300,00	426.600,00
Total capítulo 1					337.698.569,20

Capítulo 2

Código	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 2. Instalación eléctrica					
Subcapítulo 1. Cableado MT					
2.1	Prysmian RH5Z1-OL 18/30 kV (25mm ²)	metros	64.944	7,74	502.666,56
2.2	Prysmian RH5Z1-OL 18/30 kV (95mm ²)	metros	66.267	10,53	697.493,31
2.3	Prysmian RH5Z1-OL 18/30 kV (240mm ²)	metros	67.884	15,63	1.061.026,92
2.4	Prysmian RH5Z1-OL 18/30 kV (300mm ²)	metros	25.920	18,21	472.003,20
2.5	Prysmian RH5Z1-OL 18/30 kV (400mm ²)	metros	342.477	22,52	7.713.438,23
2.6	Mano de obra (tendido y pruebas)	global	-	6.000.000,00	6.000.000,00
Subcapítulo 2. Cableado BT					
	Prysmian ARMIGRON®-F Class		-	-	
2.6	0.6/1kV (2.5 mm ² -240 mm ²)				29.002.527,75
2.7	Mano de obra (tendido y pruebas)	global	-	5.000.000,00	5.000.000,00
Subcapítulo 3. Red de puesta a Tierra					
2.7	Picas acero-cobre 2,5 m	ud	500	30,50	15.250,00
2.8	Cable cobre desnudo 50 mm ²	m	22.000	7,15	157.300,00
2.9	Grapas puesta a tierra para estructuras	ud	19.977	3,90	77.910,30
2.10	Conectores y empalmes	lote	1	1.950,00	1.950,00
2.11	Mano de obra (tendido y pruebas)	global	-	2.000.000,00	2.000.000,00

2.12 Contingencias (5%)	-	-	-	2.635.078,31
-------------------------	---	---	---	--------------

Total capítulo 2				55.336.644,59
-------------------------	--	--	--	----------------------

Capítulo 3

Código	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 3. Protecciones BT					
3.1	Fusibles	ud	247.992	19,50	4.835.844,00
3.2	Interruptor seccionador	ud	436	65,00	28.340,00
3.3	Protección contra sobre tensiones de Clase I+II	ud	436	260,00	113.360,00
3.4	Protección contra sobre tensiones de Clase II	ud	436	117,00	51.012,00
3.5	Seccionador	ud	436	110,50	48.178,00
3.6	Mano de obra (instalación y pruebas)	global	-	3.000.000,00	3.000.000,00
Total capítulo 3					8.076.734,00

Capítulo 4

Código	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 4. SET Y Línea 400 KV					
Subcapítulo 1. SET					
4.1	Conectores en T	ud	21	1500	31.500,00
4.2	Transformador de intensidad	ud	28	26.000,00	728.000,00
4.3	Detector de tensión	ud	21	10.000,00	210.000,00
4.4	Interruptor de potencia	ud	28	180.000,00	5.040.000,00
4.5	Seccionador unipolar	ud	21	26.000,00	546.000,00
4.6	Transformador de 200 MVA	ud	3	3.150.000,00	9.450.000,00
4.7	Transformador de 225 MVA	ud	1	3.300.000,00	3.300.000,00
4.8	Transformador de 250 MVA	ud	1	3.450.000,00	3.450.000,00
4.9	Transformador de tensión inductivo	ud	7	25.000,00	175.000,00
4.10	Transformador de tensión capacitivo	ud	6	30.000,00	180.000,00
4.11	Autoválvula	ud	6	15.000,00	90.000,00
4.12	Seccionador de columnas giratorias puestas a tierra	ud	8	30.000,00	240.000,00
4.13	Seccionador de columnas giratorias	ud	2	25.000,00	50.000,00
4.14	Contingencias (5%)	-	-	-	1.234.185,17
Subcapítulo 2. Línea 400 kV--18.4 km					
4.15	Cadena amarre (La Granja Insulator)	ud	168	400	67.200,00

4.16	Cadena suspensión (La Granja Insulator)	ud	420	190	79.800,00
4.17	Conductor BRONMETAL. (ACSR) 147-AL1/34-ST1A 30/7	Kg	149.216	8	1.193.728,00
4.18	Apoyo IMEDEXSA. Gran Condor Doble cruceta	ud	49 21.300		1.043.700,00
4.19	Cimentaciones Apoyo Suspensión	m3	2.800	600	1.680.000,00
4.20	Cimentaciones Apoyo Amarre	m3	300	600	180.000,00
4.21	Cimentaciones Apoyo Ángulo	m3	1.080	600	648.000,00
4.22	Cimentaciones inicio/fin línea	m3	280	600	168.000,00
4.23	Servidumbre de paso, caminos y accesos	km	18	60000	1.104.000,00
4.24	Tendido de conductores	km	18	75000	1.380.000,00
4.25	Montaje de apoyos	ud	49	1500	73.500,00
4.26	Transporte de materiales	%(apoyos y conductores)	0,06	2.384.428,00	143.065,68
4.27	Dirección de obra y coordinación de seguridad	global	-	-	102.364,00
4.28	Contingencias e imprevistos	global	-	-	255.909,00
4.29	Seguridad y salud	global	-	-	76.773,00
4.30	Accesos provisionales y acondicionamiento	km	18,4	5000	92.000,00
4.31	Contingencias (5%)	-	-	-	433.080,39

Total capítulo 4

33.445.805,24

Capítulo 5

Código	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 5. Obra Civil					
5.1	Desbroce y limpieza de terreno	ha	3.473	3.500,00	12.155.500,00
5.2	Movimiento de tierras y nivelación	ha	3.473	5.200,00	18.059.600,00
5.3	Zanjas para cableado (BT y MT)	m3	204.506	117,00	23.927.202,00
5.4	Zanjas para cableado PAT	m3	2.640	117,00	308.880,00
5.5	Camas de hormigón para bandejas (en CTs)	ud	145	2.340,00	339.300,00
5.6	Bases para CT prefabricados	ud	218	7.800,00	1.700.400,00
5.7	Vallado perimetral (malla + postes)	m	20.000	143,00	2.860.000,00
5.8	Accesos y explanadas para subestación	ud	1	2.600.000,00	2.600.000,00
5.9	Gestión de residuos y seguridad	global	1	260.000,00	260.000,00
5.10	O&M building y almacén	global	1	4.000.000,00	4.000.000,00
5.11	Contingencias (5%)	-	-	-	3.470.506,65
Total capítulo 5					69.681.388,65

Capítulo 6

Código	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 6. Ingeniería y dirección de obra					
	Ingeniería básica y de detalle del proyecto (incluye EPC y				
6.1	evacuación)	global	1	-	20.300.000,00
	Estudios técnicos (topográficos, eléctricos, constructivos,				
6.2	QA/QC)	global	1	-	7.700.000,00
6.3	Tramitaciones, licencias y autorizaciones administrativas	global	1	-	7.700.000,00
6.4	Supervisión de obra, seguridad y documentación final	global	1	-	7.000.000,00
Total capítulo 6					42.700.000,00

Capítulo 7

Código	Descripción	Unidades	Cantidad	Precio unitario (€)	Total (€)
Capítulo 7. Sistema de control					
7.1	Hardware SCADA	global	1	-	1.982.500,00
7.2	Red de comunicaciones	global	1	-	1.105.000,00
7.3	Software SCADA y HMI	global	1	-	1.527.500,00
7.4	Ingeniería, integración y puesta en marcha	global	1	-	1.235.000,00
Total capítulo 7					5.850.000,00

Resumen del presupuesto y total

Código	Descripción	Total (€)
Capítulo 1. Equipos principales		
	Módulos FV	215.753.040,00
	Inversores y CT	67.389.250,00
	Seguidores solares	54.129.679,20
	Cajas String	426.600,00
Capítulo 2. Instalación eléctrica		
	Cableado MT	16.446.628,22
	Cableado BT	34.002.527,75
	Red de puesta a Tierra	4.887.488,61
Capítulo 3. Protecciones BT		8.076.734,00
Capítulo 4. SET Y Línea 400 KV		
	SET	24.724.685,17
	Línea 400 kV--18.4 km	8.721.120,07
Capítulo 5. Obra Civil		69.681.388,65
Capítulo 6. Ingeniería y dirección de obra		42.700.000,00
Capítulo 7. Sistema de control		5.850.000,00
TOTAL		552.789.141,67

El presupuesto total estimado para el proyecto de la planta solar fotovoltaica en Castril es:

QUINIENTOS CINCUENTA Y DOS MILLONES SETECIENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL CIENTO CUARENTA Y UN EUROS CON SESENTA Y OCHO CÉNTIMOS (552.789.141,68 €)