



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED EN CREVILLENT (ALICANTE)

AUTOR: CARLOS ROSELLÓ GARCÍA

TUTOR: MIGUEL ÁNGEL SÁNCHEZ ROMERO

COTUTORA PAULA GISBERT GARRIDO

Curso Académico: 2016-17

RESUMEN:

La finalidad de este proyecto es el diseño de una planta solar fotovoltaica instalada en suelo y conectada a la red eléctrica de Media Tensión, en la localidad alicantina de Crevillente, y la elaboración de un estudio de viabilidad económica de la misma.

En primer lugar, se analiza la legislación vigente en cuanto a proyectos de este tipo en la localidad mencionada, atendiendo a la normativa municipal, autonómica y finalmente estatal, con el propósito de valorar las diferentes opciones relativas a la selección de la mejor parcela para emplazar la actividad.

Una vez seleccionada la parcela adecuada, el siguiente paso es el diseño y el cálculo de los elementos que forman parte de la instalación. Se atiende a diversos factores que hacen más razonable la elección de unos sobre otros, en base a la productividad, la eficiencia y más criterios técnicos y económicos.

La planta fotovoltaica está formada por un total de 4.140 módulos fotovoltaicos de 265 Watios pico de potencia, de tecnología multicristalina y adaptados a la normativa vigente, los cuales están repartidos en agrupaciones de 23 módulos en serie. Dichos paneles solares se instalan sobre una estructura fija que forma 34° con respecto a la horizontal y orientada al sur. Cada estructura soporte alberga un total de 46 módulos apilados en dos filas de 23, por lo que habrá un total de 90 estructuras soporte repartidas en dos sectores: el sector Oeste, con un total de 54 estructuras, y el sector Este, que cuenta con 36.

Los módulos fotovoltaicos ceden corriente continua en las horas de producción a un inversor modular de 970 kVA de potencia, que la convierte en corriente alterna para poder ser vertida a la red eléctrica.

Antes de ser llevada esta energía hasta la acometida de Media Tensión disponible en las cercanías de la parcela, es elevada desde 360 V hasta 20 kV en un centro de transformación.

A continuación, y una vez implantados todos los elementos en la parcela, se elabora el presupuesto de inversión y el presupuesto de explotación del proyecto. Son el punto de partida para realizar el análisis final de viabilidad económica del proyecto.

Previamente a este análisis, se calcula el rendimiento de la planta fotovoltaica, que tiene en cuenta pérdidas que se producen en los diferentes elementos de la misma. Teniendo en cuenta este rendimiento, junto con la irradiación solar media tomada de datos registrados, se obtiene la producción energética anual de la planta.

Finalmente, se hace el estudio de viabilidad económica del proyecto para un periodo de 25 años, que determinará si es o no rentable realizar la inversión. Para elaborar el estudio se ha supuesto un préstamo francés o de cuotas anuales constantes.

CONTENIDO:

Índice de figuras:	11
Índice de tablas	12
DOCUMENTO 1: MEMORIA	13
1. OBJETIVOS DEL TRABAJO	15
1.1 Objetivo	15
1.2 Alcance	15
1.3 Resultados	15
2. INTRODUCCIÓN	16
2.1 Antecedentes	16
2.2 Motivación y Justificación	16
2.3 Situación de la Fotovoltaica en España	17
3. MARCO REGULATORIO / LEGISLACIÓN	19
3.1 Legislación Vigente	19
3.2 Trámites Administrativos	20
3.3 Normativa Municipal de Crevillent	20
3.4 Normativa Autonómica Comunitat Valenciana	22
3.4.1 Normativa de Urbanismo	22
3.4.2 Normativa Ambiental	22
3.5 Normativa Estatal	22
3.5.1 Contrato con la Empresa Distribuidora	23
3.5.2 Derechos de los Productores de Energía Eléctrica en este ámbito	23
3.5.3 Obligaciones de los Productores a partir de Fuentes de Energía Renovables	23
3.6 Breve Explicación del Funcionamiento del Mercado Eléctrico en España	23
4. ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE LA PARCELA	24
4.1 Requerimientos Técnicos y Económicos	24
4.2 Elección de la Parcela	25
5. EXPLICACIÓN Y ASPECOS TÉCNICOS DE LA CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR MEDIANTE PLACAS FOTOVOLTAICAS	28
5.1 El Panel Fotovoltaico	28
5.2 Características Eléctricas del Panel Fotovoltaico	30
5.3 Comportamiento General del Panel Fotovoltaico	30
5.4 Horas de Sol Pico	31
6. CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	31
6.1 Inclinación y Azimut de los Paneles Fotovoltaicos	31

6.2	Separación Óptima entre Filas de Mesas	32
6.3	Pérdidas de Radiación por Sombras	33
6.4	Pérdidas de Radiación por Orientación e Inclinación	35
7.	ELEMENTOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN	36
7.1	Obra Civil	37
7.1.1	Acondicionamiento del Terreno	37
7.1.2	Hormigón	37
7.1.3	Instalación del Vallado Perimetral	37
7.2	El Módulo Fotovoltaico Seleccionado	38
7.3	Estructura Soporte de los Paneles Solares	38
7.4	Pilotes de Hormigón	39
7.5	Instalación Eléctrica en Baja Tensión	39
7.5.1	Módulos Fotovoltaicos	39
7.5.2	Cableado	39
7.5.2.1	Unión de Paneles Fotovoltaicos entre ellos	39
7.5.2.2	Finales de Serie	39
7.5.2.3	Unión Eléctrica de los Cuadros de Protección con el Inversor	39
7.5.2.4	Unión del Inversor y el Transformador	40
7.5.2.5	Cajas de Agrupamiento	40
7.5.2.6	Zanjas	40
7.5.2.7	Inversor	41
7.5.3	Protecciones	41
7.5.4	Puesta a Tierra	42
7.6	Instalación Eléctrica en Media Tensión	42
7.6.1	Línea Subterránea de Evacuación de la Energía	42
7.6.2	Centro de Transformación y Reparto	43
8.	SERVICIOS AUXILIARES	45
8.1	Sistema de Vigilancia	45
8.2	Alimentación de la Planta	45
8.3	Sistema Pararrayos	46
8.4	Sistema de Monitorización	46
9.	MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	46
9.1	Programa de Mantenimiento	46
10.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA PLANTA	47
10.1	Cálculo del Performance Ratio de la Instalación	47
10.1.1	Pérdidas por Suciedad y Polvo, F_{POL}	47

10.1.2	Pérdidas por Sombras, F_{SOM}	47
10.1.3	Pérdidas por Dispersión, F_{DISP}	47
10.1.4	Pérdidas en el Cableado, F_{CAB}	47
10.1.5	Pérdidas en el Inversor, F_{INV}	48
10.1.6	Pérdidas por Temperatura, F_{TEMP}	48
10.1.7	Performance Ratio Global	49
10.2	Cálculo de la Producción Anual Esperada.....	49
10.3	Régimen Retributivo Específico.....	50
10.4	Análisis de la Viabilidad de la Planta	51
10.4.1	Diseño del Plan de Financiación.....	51
10.4.2	Amortizaciones	52
10.4.3	Tabla de Resultados con Tarifa en Base a Legislación Actual	52
10.4.4	Rentabilidad de la Planta Fotovoltaica	54
11.	REFERENCIAS	55
ANEXO I: CÁLCULOS		57
1.	CÁLCULO DE LAS SERIES Y DEL NÚMERO TOTAL DE MÓDULOS	58
1.1	Cálculo del Número de Módulos a colocar en Serie.....	58
1.2	Cálculo del Número de Series a Colocar en Paralelo.....	62
2.	CABLEADO Y PROTECCIONES EN LA PARTE DE BAJA TENSIÓN	63
2.1	Finales de Series	64
1.3	Acometida del Cuadro de Agrupamiento Tipo I al Inversor	66
1.4	Línea del Inversor al Transformador.....	69
1.5	Cálculo de Protecciones	70
1.5.1	Fusibles en los Cuadros Tipo I.....	70
1.5.2	Protección de Líneas Previas al Inversor	71
1.5.3	Tierras de Baja Tensión.....	71
2.	CÁLCULOS EN LA PARTE DE MEDIA TENSIÓN.....	73
2.1	Intensidad de Media Tensión (Primario del Transformador)	73
2.2	Caída de Tensión en la Línea de Evacuación.....	73
2.3	Comprobación del Cable de Media Tensión frente a Cortocircuitos.....	74
2.4	Intensidad en Baja Tensión (Secundario del Transformador).....	75
2.5	Cálculos Mecánicos Línea Media Tensión	75
2.6	Intensidades de Cortocircuito	75
2.6.1	Cortocircuito en el Lado de Media Tensión.....	75
2.6.2	Cortocircuito en el Lado de Baja Tensión.....	75
2.7	Dimensionado del Embarrado	76

2.7.1	Comprobación por Densidad de Corriente.....	76
2.7.2	Comprobación por Solicitación Electrodinámica.....	76
2.7.3	Comprobación por Solicitación Térmica	76
2.8	Protecciones contra Sobrecargas y Cortocircuitos.....	76
2.9	Ventilación del Centro de Transformación.....	76
2.10	Cálculo de las Instalaciones de Puesta a Tierra.....	77
2.10.1	Características del Suelo.....	77
2.10.2	Determinación de las Corrientes Máximas de Puesta a Tierra y del Tiempo Máximo de Eliminación del Defecto	77
2.10.3	Diseño Preliminar de la Instalación de Tierra.....	78
2.10.4	Medidas de Seguridad Adicionales para Evitar Tensiones de Contacto.....	80
ANEXO II : ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL		83
1.	IMPACTO AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN Y SU OPERACIÓN.	85
2.	IMPACTO AMBIENTAL DURANTE EL PROCESO DE FABRICACIÓN.....	86
3.	IMPACTO AMBIENTAL EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA.....	86
4.	DESMANTELAMIENTO DE LA CENTRAL TRAS ACABAR SU VIDA ÚTIL.....	87
ANEXO III: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD		89
1.	OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD	91
2.	OBLIGACIONES.....	91
3.	CARACTERISTICAS DE LA OBRA.....	91
3.1	Descripción de la Obra	91
3.2	Situación de la Obra.....	92
3.3	Presupuesto y Plazo de Ejecución.....	92
3.4	Interferencias y Servicios Afectados.....	92
3.5	Unidades Constructivas que Componen la Obra	92
4.	DEFINICIÓN DE LOS RIESGOS: MEDIDAS DE PROTECCIÓN Y PREVENCIÓN	92
4.1	Obra Civil	92
4.1.1	Descripción de los Trabajos	92
4.1.2	Riesgos más Frecuentes	92
4.1.3	Normas básicas de seguridad	93
4.1.4	Protecciones personales	93
4.1.5	Protecciones colectivas	94
4.2	Montaje de equipos	94
4.2.1	Descripción de los trabajos	94
4.2.2	Movimiento de cargas	94
4.2.3	Instalaciones mecánicas: Equipos y Canalizaciones	95

4.2.4	Instalación Eléctrica.....	97
5.	MEDIOS AUXILIARES.....	100
5.1	Pala excavadora o tractor.....	100
5.1.1	Riesgos más frecuentes.....	100
5.1.2	Normas básicas de seguridad	100
5.1.3	Protecciones personales	100
5.1.4	Protecciones colectivas	101
5.2	Escaleras de mano	101
5.2.1	Descripción.....	101
5.2.2	Riesgos más frecuentes.....	101
5.2.3	Normas básicas de seguridad	101
5.2.4	Protecciones personales individuales.....	101
5.2.5	Protecciones colectivas.....	102
6.	NORMAS DE SEGURIDAD PARA LA PREVENCIÓN DE INCENDIOS	102
7.	INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR.....	103
8.	CONDICIONES DE LOS MEDIOS DE PROTECCIÓN.....	103
8.1	Protecciones personales.	103
8.2	Protecciones colectivas.....	103
8.2.1	Vallas autónomas de limitación y protección.....	103
8.2.2	Barandillas.....	103
8.2.3	Cables de sujeción de cinturones de seguridad y sus anclajes.....	103
8.2.4	Plataformas de trabajo.	103
8.2.5	Escalera de mano.....	103
8.2.6	Extintores.....	104
9.	SERVICIOS DE PREVENCIÓN	104
9.1	Servicio técnico de seguridad e higiene	104
9.2	Servicios médicos. Reconocimientos	104
9.3	Botiquín.....	104
10.	ASISTENCIA A ACCIDENTADOS. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD	104
	DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO.....	107
1.	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN.....	109
1.1	Presupuesto parcial.....	109
1.1.1	Módulos Fotovoltaicos	109
1.1.2	Cuadros de Agrupamiento	109
1.1.3	Inversor y Centro de Transformación.....	110
1.1.4	Cableado.....	110

1.1.5	Sistema de Medida en Baja Tensión.....	112
1.1.6	Instalación de Media Tensión.....	112
1.1.7	Elementos mecánicos.....	112
1.1.8	Obra Civil.....	113
1.1.9	Mano de obra.....	114
1.1.10	Parcela.....	115
1.1.11	Sistema de monitorización.....	115
1.1.12	Sistemas de vigilancia.....	115
1.1.13	Servicios Auxiliares.....	116
1.1.14	Otros elementos.....	116
1.2	Costes por partidas.....	116
1.3	Presupuesto total de inversión.....	117
2.	PRESUPUESTO DE EXPLOTACIÓN.....	117
2.1	Costes de personal.....	117
2.2	Limpieza.....	117
2.3	Seguro.....	117
2.4	Gastos Generales.....	117
2.5	Sistema de seguridad.....	118
2.6	Costes anuales de explotación.....	118
	DOCUMENTO 3: PLANOS.....	119

Índice de figuras:

Figura 1: Evolución de las instalaciones fotovoltaicas mundiales anuales y evolución de la capacidad global instalada.....	18
Figura 2: Capacidad instalada anual y evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España.....	19
Figura 3: Ejemplo de curvas agregadas de oferta y demanda de energía eléctrica en España	24
Figura 4: Vista aérea del municipio de Crevillent.....	25
Figura 5: Vista aérea de la parcela	26
Figura 6: Datos catastrales de la Parcela 47	26
Figura 7: Datos catastrales de la Parcela 49	26
Figura 8: Datos catastrales de la Parcela 48	27
Figura 9: Clasificación del suelo rural en Crevillent.....	27
Figura 10: Curva característica V-I del módulo fotovoltaico.....	28
Figura 11: Curvas I-V para distintos valores de irradiación solar a temperatura constante y temperatura célula a irradiación constante	29
Figura 12: Vista de sección del panel fotovoltaico	29
Figura 13: Explicación gráfica de las horas de sol pico	31
Figura 14: Datos de irradiación media mensual en Crevillent	32
Figura 15: Esquema de inclinación óptima de paneles fotovoltaicos.....	33
Figura 16: Esquema de sombras sobre la parcela.....	34
Figura 17: Trayectoria del sol para localidades a latitud 41°	34
Figura 18: Gráfico de pérdidas por orientación e inclinación	35
Figura 19: Esquema básico de planta fotovoltaica	36
Figura 20: Variación de la eficiencia del Inversor en función de la Potencia	48
Figura 21: Gráfica intensidad admisible/tiempo para el cable de 240 mm ² de Prysmian	74

Índice de tablas

Tabla 1. Pérdidas en el Performance Ratio por Temperatura.....	49
Tabla 2. Performance Ratio Global.....	49
Tabla 3. Producción energética mensual.....	50
Tabla 4. Préstamo Francés	52
Tabla 5. Estudio Contable de la Inversión	54
Tabla 6. Análisis de viabilidad económica.....	55
Tabla 7. Parámetros del inversor.....	61
Tabla 8. Longitudes y caídas de tensión sector Oeste	65
Tabla 9. Longitudes y caídas de tensión sector Este	66
Tabla 10. Caída de tensión acometidas cajas de agrupamiento a Inversor	67
Tabla 11. Dimensionado Fusibles sector Este.....	71
Tabla 12. Dimensionado Fusibles sector Oeste.....	71
Tabla 13. Coste Módulos Fotovoltaicos.....	109
Tabla 14. Coste Cuadros de Agrupamiento.....	109
Tabla 15. Coste Inversor Fotovoltaico	110
Tabla 16. Coste Cableado.....	112
Tabla 17. Coste Sistema de Medida en Baja Tensión	112
Tabla 18. Coste Sistema Media Tensión.....	112
Tabla 19. Coste Elementos Mecánicos	112
Tabla 20. Coste Obra Civil.....	114
Tabla 21. Coste Mano de Obra.....	114
Tabla 22. Coste Parcela.....	115
Tabla 23. Coste Sistema Monitorización	115
Tabla 24. Coste Sistemas de Vigilancia	115
Tabla 25. Coste Sercicios Auxiliares	116
Tabla 26. Coste otros elementos	116
Tabla 27. Costes por partidas	116
Tabla 28. Presupuesto total Inversión	117
Tabla 29. Costes del personal de la planta	117
Tabla 30. Costes anuales explotación de la planta.....	118

DOCUMENTO 1: MEMORIA

1. OBJETIVOS DEL TRABAJO

1.1 Objetivo

El objetivo de este trabajo es la elaboración del diseño técnico y análisis de viabilidad económica de una planta de producción de energía solar fotovoltaica de 1'097 MWp de potencia conectada a red eléctrica, formada por placas fotovoltaicas dispuestas sobre un terreno situado en el municipio de Crevillente (Alicante).

1.2 Alcance

En este proyecto se pasa por varias fases diferenciadas: empezando por la selección del terreno que cumpla con las condiciones legales, técnicas y económicas que satisfagan las necesidades básicas del proyecto, la elección, justificada, del modelo de los paneles fotovoltaicos y demás elementos que componen la instalación explicados más adelante, la implantación y situación de todos estos elementos en el terreno escogido y, finalmente, el estudio de viabilidad económica de la planta fotovoltaica.

El proyecto está compuesto por una memoria en la que se explican los antecedentes y la situación de la energía fotovoltaica en la actualidad, los elementos que forman parte de la planta fotovoltaica, el marco regulatorio al que se está sometido, la elección de la parcela, y el estudio de viabilidad económica tras haber obtenido los resultados finales.

Se incluye un anexo con los cálculos realizados para llegar a las soluciones adoptadas, un estudio de impacto medioambiental, un estudio básico de seguridad y salud, las hojas de características de los elementos seleccionados y, por último, el presupuesto adecuadamente detallado del proyecto. Se incluyen, además, planos que describen visualmente la situación del huerto solar, además de los diferentes elementos que forman parte del mismo.

Para la realización del trabajo, se ha estado siempre bajo las premisas de la legislación vigente en todos los ámbitos: legal sobre este tipo de proyectos en particular (legislación local, autonómica y estatal), ambiental y por último, el ámbito técnico, adecuándose siempre a las reglamentaciones técnicas vigentes que conciernen a todos los elementos que constituyen la planta fotovoltaica.

1.3 Resultados

La forma de determinar si la instalación será capaz de producir energía eléctrica con una elevada eficiencia es la obtención del parámetro conocido como 'Performance Ratio' de la instalación. Este parámetro permite comparar mutuamente el grado de bondad o eficiencia entre plantas fotovoltaicas distintas.

La elección de los elementos óptimos para sacar mayor partido de la instalación fotovoltaica hacen que se haya obtenido un Performance Ratio del 83'66, valor que se considera aceptable. A partir de este dato y de la radiación solar media en el municipio de Crevillente, la producción energética anual que se obtiene es de 1.946'40 MWh de energía eléctrica. Este es el dato de partida para realizar el estudio de viabilidad económica de la planta.

Estableciendo los costes de inversión y de operación de la planta, además del gasto financiero que conlleva el préstamo a 10 años que se ha seleccionado, se ha obtenido finalmente un Valor Actual Neto de 42.954'96 € en el año 25 después de la puesta en marcha de la instalación. Este valor positivo permite asumir que la planta fotovoltaica sería rentable si se cumpliesen las estimaciones tomadas en el momento de hacer el estudio de viabilidad económica. No

obstante, no es un valor que permita asegurar la rentabilidad de la inversión, pues el alto grado de incertidumbre hace que pueda ocurrir todo lo contrario.

De este resultado, la conclusión firme que podría adoptarse es que actualmente la rentabilidad de una planta fotovoltaica de estas características es inferior a la que podría esperarse cuando la regulación en España permitía obtener mayores ingresos por la venta de electricidad. Este resultado es revelador del motivo por el que en los últimos años se ha producido un agudo estancamiento en la proliferación de nuevas instalaciones fotovoltaicas en España.

2. INTRODUCCIÓN

2.1 Antecedentes

Con el paso del tiempo, han ido apareciendo primero, y perfeccionándose después, muy diversas formas de obtener energía eléctrica. En general, la forma más directa de clasificarlas es en función de la disponibilidad (ilimitada o limitada) de los recursos para obtener energía: decimos que existen energías renovables, por un lado, y no renovables, por el otro. Estas últimas se caracterizan por acarrear más inconvenientes, entre los que principalmente se encuentra el impacto ambiental. El vertido a la atmósfera de residuos generados en la utilización de combustibles fósiles está detrás del famoso efecto invernadero o la lluvia ácida, entre otras cuestiones.

En este contexto, las dos últimas décadas han sido testigo de un avance significativo en la proliferación y mejoras tecnológicas de las fuentes de energía renovables, con el objetivo principal de reducir las emisiones contaminantes y apoyar las energías limpias e inagotables. La directiva europea 2009/28/CE de 23 de abril de 2009 fijó los objetivos de metas de implantación de renovables para todos los países miembros. En el caso general, caso de nuestro país, se resumen en lo siguiente: en el año 2020, el 20 % del consumo energético nacional deberá proceder íntegramente de las energías renovables ^[1].

Entre las citadas energías renovables, la energía solar ocupa un puesto muy destacado. Existen dos formas de obtener energía a partir del sol: la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica.

A grandes rasgos, la energía fotovoltaica se aprovecha de una tecnología que permite transformar los fotones que emite el sol en diferencias de potencial originadas en una célula fotovoltaica, formada por material semiconductor (generalmente, el Silicio es el más utilizado). Estas diferencias de potencial se aprovechan para crear una corriente continua eléctrica que se hace pasar por un inversor para convertirla en corriente alterna, y por un transformador que eleva la tensión antes de verter esa corriente a la red eléctrica. Los paneles solares no son más que agrupaciones de células fotovoltaicas dispuestas en serie y en paralelo.

2.2 Motivación y Justificación

Las energías renovables constituyen un campo de creciente actividad en los últimos años. Esto es debido, principalmente, a que son la forma más limpia de obtener energía, frente a los procesos convencionales que se vienen llevando a cabo desde tiempo atrás, unido a que los gobiernos de la mayoría de países de todo el mundo se han comprometido a la reducción del impacto ambiental que originan esas formas de obtener energía.

Este tipo de proyectos tiene dos finalidades principales: por un lado, se busca obtener energía de una forma totalmente ecológica, pues esta fuente de energía renovable no genera residuo alguno que interceda en el medio ambiente. La energía que se recupera mediante el funcionamiento continuo de las placas fotovoltaicas durante las horas de sol permite recuperar la inversión energética inicial necesaria para la fabricación de los módulos fotovoltaicos.

Según un estudio llevado a cabo por Karl Knapp y Theresa Jester en el año 2000 ^[2], al analizar la actividad y producción de un módulo fotovoltaico modelo sc Si SP75 de la fábrica Siemens, los resultados obtenidos son muy reveladores: el tiempo de recuperación energética resultó ser de 2-3 años, un dato significativamente menor que la duración del sistema (más de 25 años), y la energía producida es de 9 a 17 veces superior a la invertida.

Se ha de tener en cuenta también que ha pasado mucho tiempo desde entonces, y los avances que ha habido en la tecnología fotovoltaica deberían permitir crear sin ningún tipo de incertidumbre que en todo este tiempo se debe haber reducido, más si cabe, ese tiempo de recuperación energética. Además de esto, la tecnología fotovoltaica ha evolucionado enormemente en estos años, juntándose otro factor clave: la gran reducción de precios en tecnología fotovoltaica.

Por otro lado, la segunda finalidad de este tipo de proyectos es la recuperación de la inversión inicial y la obtención de beneficios a largo plazo por la venta directa de energía eléctrica en el mercado.

Las plantas fotovoltaicas tienen un peso fundamental dentro del conjunto de energías renovables, enmarcadas en el grupo de energía solar fotovoltaica. Los dos factores más importantes que hacen que sea una temática muy interesante como elección de Trabajo Final de Grado son los siguientes:

- La incorporación de conocimientos técnicos ingenieriles previos al diseño global de la planta fotovoltaica.
- Constituir un tipo de proyectos de elevada trascendencia en la sociedad, los cuales han tenido un gran desarrollo en los últimos años.

Además de ello, permiten al alumno Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales tener una primera toma de contacto con el mundo externo a la universidad, con todo lo que ello comporta.

El carácter académico del proyecto es vinculante a que todos los cálculos y procesos llevados a cabo durante el mismo sean explicados con detalle. En un proyecto externo a estos límites académicos no sería necesaria la explicación detallada de los cálculos y resultados.

2.3 Situación de la Fotovoltaica en España

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en los últimos años en una de las fuentes de generación de energía eléctrica esenciales para frenar el cambio climático. Las razones de su uso generalizado son diversas, siendo una de los más determinantes el abaratamiento espectacular que han experimentado los precios de los paneles solares. Desde comienzos del siglo XXI, numerosos países, como Alemania y España en primer lugar y posteriormente Estados Unidos, Italia, China, India y Japón, comenzaron a incentivar el uso de las energías renovables en general y de la solar fotovoltaica en particular, mediante el pago de primas por la electricidad producida. La siguiente figura muestra la evolución de la potencia fotovoltaica instalada y acumulada en el mundo durante el período 2000-2014 ^{:[3]} :

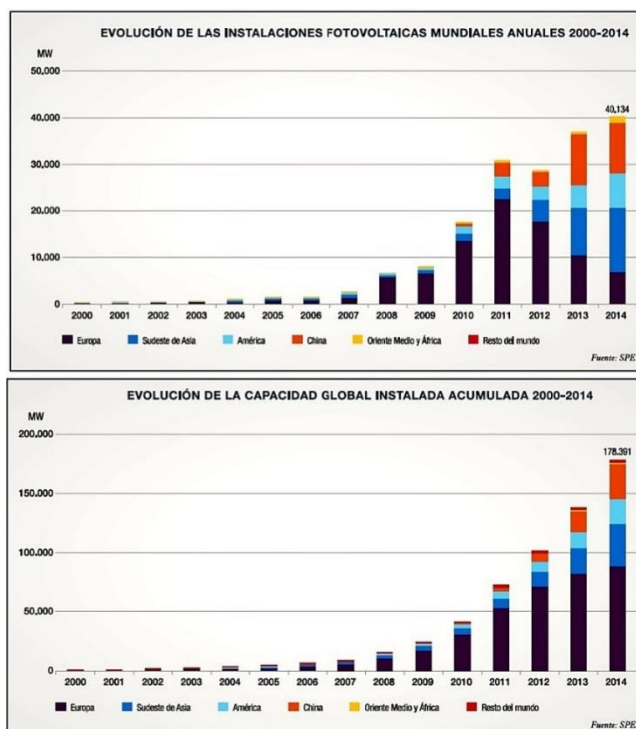


Figura 1: Evolución de las instalaciones fotovoltaicas mundiales anuales y evolución de la capacidad global instalada. (Fuente: Unión Española Fotovoltaica, Informe Anual 2015)

Obsérvese que Europa fue pionera en la instalación masiva de centrales solares fotovoltaicas en todo el mundo.

En concreto, en nuestro país, los años 2004 y 2007 fueron el escenario temporal de un ‘boom’ en la proliferación de instalaciones fotovoltaicas, incentivada por una firme apuesta por esta tecnología, mediante los Reales Decretos 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Estos Reales Decretos incluían primas a los productores de energía fotovoltaica.

Sin embargo, el diseño del sistema de retribuciones a los vendedores de esta energía fue concebido de tal manera que hubo un crecimiento desproporcionado y totalmente imprevisto en aquel momento. La causa fundamental fue que no se establecieron límites a la capacidad total instalada. Esto tuvo como consecuencia la modificación de la regulación, y un acentuado estancamiento en el año 2009 en la proliferación de plantas fotovoltaicas. En la siguiente gráfica se observa la evolución de la potencia instalada anualmente en España, a la izquierda, y la capacidad acumulada a la derecha, hasta el año 2014 ^[3]:

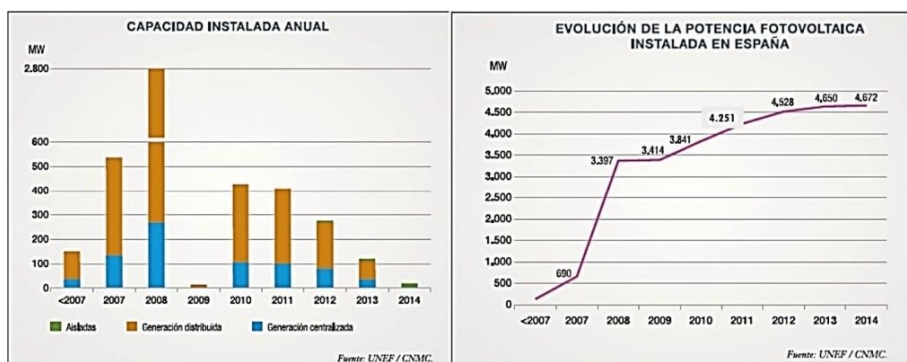


Figura 2: Capacidad instalada anual y evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España. (Fuente: Unión Española Fotovoltaica, Informe Anual 2015)

El freno al sector fotovoltaico ha llegado hasta el punto de que mientras que en 2015, en el mundo se instalaron 51.000 MW (en los países de nuestro entorno, 4.000 MW en Gran Bretaña, 1.400 MW en Alemania, 1.100 MW en Francia), en España sólo se añadieron 49 MW. En 2016 según datos del Avance del Sistema Eléctrico Español 2016 de REE, la solar fotovoltaica ha registrado un leve incremento del 0,3%, es decir, tan sólo 5 MW.

No obstante, cabe destacar que se está en una muy buena posición para que tenga lugar una nueva época de esplendor en el sector. Además, la localización geográfica en nuestro país es envidiable, pues está situada en una latitud con una irradiación solar abundante. Un reciente estudio elaborado por *Ernst & Young* para Solar Power Europe señala a España como uno de los mercados que más va a crecer en los próximos cinco años. El estudio pronostica una recuperación del sector, lo que facilitará la instalación de 2.100 MW y la creación de 5.500 nuevos empleos hasta 2020. ^[3]

3. MARCO REGULATORIO / LEGISLACIÓN

3.1 Legislación Vigente

A modo de resumen, se detallan a continuación las leyes y reglamentos que afectan a este proyecto en general:

- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 21/2013, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

- Ley 6/2014, de Prevención, Calidad y Control ambiental de Actividades en la Comunitat Valenciana.
- Ley 5/2014, de 25 de julio, de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje, de la Comunitat Valenciana.
- Normas Urbanísticas Ayuntamiento de Crevillent (revisión Plan General Crevillent).
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red de IDAE.
- Reglamento de alta tensión, instrucción técnica complementaria MIE RAT 13 “Instalaciones de puesta a tierra”.
- Recomendación UNESA “Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría”.

3.2 Trámites Administrativos

Se describen a continuación los trámites necesarios para la conexión de la instalación fotovoltaica:

- Solicitud de punto de conexión a la empresa distribuidora.
- Licencia de Obra.
- Autorización administrativa e inclusión en el régimen especial.
- Inscripción previa en el registro autonómico de productores de electricidad en régimen especial.
- Aval y depósito.
- Alta censal en Hacienda.
- Celebración del contrato con la empresa distribuidora.
- Boletín de instalación por parte de instalador de baja tensión.
- Puesta en servicio provisional.
- Inscripción definitiva y conexión final.

3.3 Normativa Municipal de Crevillent

El proceso de legalización de la planta fotovoltaica comienza, en primer lugar, por analizar la normativa urbanística vigente del Ayuntamiento de Crevillent. Toda esta normativa está recogida en la revisión que se llevó a cabo del plan general de organización urbanística (PGOU), la cual fue publicada en el Boletín Oficial de Alicante en fecha 3 de octubre de 2011. A modo de resumen de la normativa aplicable a este proyecto y procedimiento para legalizar el mismo, se incluyen los siguientes puntos:

- El artículo 3.1 del documento de la revisión del plan general de Crevillent, dictamina que las obras de construcción, edificación e implantación de instalaciones de nueva planta, grupo de obras en el que se enmarca este proyecto, estarán sujetas a la obtención de licencia municipal. Además, se establece en el punto cinco del artículo 3.2 que las obras de nueva planta serán obras mayores, las cuales requerirán de proyecto técnico.
- El artículo 3.4 establece que las autorizaciones administrativas sectoriales exigidas en la legislación, tienen el carácter de previas a la licencia municipal, no siendo en ningún

caso sustitutivas de la misma. Además, las construcciones y usos que precisen la declaración de interés comunitario (entre las que se encuentra este proyecto, hecho justificado en el apartado siguiente de esta memoria), deberán haber obtenido ésta con carácter previo a la concesión de la licencia de obras.

- El artículo 3.6 determina que se acompañará a la solicitud de licencia de obra mayor el correspondiente proyecto técnico por duplicado o triplicado, cuando la naturaleza del objeto de la licencia lo requiera.

La intención en este proyecto será la de ubicar la planta fotovoltaica en suelo calificado como 'no urbanizable', puesto que comprar un terreno que esté clasificado en esta categoría de uso será mucho más viable económicamente para el proyecto que un terreno clasificado como urbanizable de uso industrial (que en primera instancia sería el adecuado para el propósito de ubicar una planta fotovoltaica, pues ésta se puede considerar como una actividad del ámbito industrial).

Dentro de los terrenos calificados como no urbanizables, se encuentran de dos tipos, según el PGOU: Suelo Urbanizable Común y Suelo Urbanizable Protegido. Dentro de este segundo grupo encontramos los siguientes tipos:

- Suelo No Urbanizable Protegido del Medio Natural.
- Suelo No Urbanizable Protegido de Zonas Húmedas, Cauces y Barrancos.
- Suelo No Urbanizable Protegido de Zonas Arqueológicas.
- Suelo No Urbanizable de Protección Ecológica, Paisajística y/o de los Recursos Agronómicos.

La delimitación de cada uno de los tipos, situaciones y categorías de suelo se contiene en los planos de ordenación que se encuentran anexos al PGOU.

Las normas urbanísticas resueltas en el PGOU dictan que los parques fotovoltaicos únicamente podrán ubicarse en Suelo no Urbanizable Común. Esto queda reflejado en el artículo 7.10, donde se señala que están permitidas en este suelo las actividades enmarcadas en los artículos 24 a 27 de la Ley 10/2004, entre las que se encuentra la generación de energía renovable. Esto se tendrá en cuenta en el proceso de localización de la parcela.

Las condiciones que deben cumplir las construcciones son las siguientes:

- Ocupación máxima: 50 % (es el porcentaje de suelo edificado con respecto al suelo total del terreno).
- Edificabilidad: la permitida por la ocupación.
- Número de plantas: Sótano +2.
- Altura total: 9 metros.
- Retranqueos a eje camino: 10 metros.
- Retranqueos a lindes: 5 metros.
- Parcela mínima: 5.000 m².

3.4 Normativa Autonómica Comunitat Valenciana

3.4.1 Normativa de Urbanismo

La ley 5/2014, de 25 de julio, de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje, de la Comunidad Valenciana, deroga la anterior Ley 10/2004 del Suelo no Urbanizable y es el marco legal que se sigue para este proyecto.

El título IV establece el Régimen del suelo no urbanizable:

- En el artículo 197, apartado d), se determina la posibilidad de uso de este tipo de suelo para generación de energía renovable.
- En el artículo 200, se determina que estarán sujetos a licencia urbanística municipal y, en su caso, a previa declaración de interés comunitario (en adelante DIC), los actos de uso y aprovechamiento que promuevan los particulares en el suelo no urbanizable.
- En el artículo 202, de actividades que requieren declaración de interés comunitario, se establece en el apartado 2.d) que estarán exentas de realizar DIC las instalaciones generadoras de energía solar fotovoltaica cuya potencia de producción energética sea menor o igual a 250 kW. Por lo tanto, en el caso de este proyecto, será necesario realizar la DIC junto con la solicitud de licencia urbanística municipal.
- En el artículo 203, sobre el régimen general de la declaración de interés comunitario, en el apartado 3, se establece que la autorización de usos en suelo no urbanizable mediante su DIC requerirá la elaboración de un estudio de integración paisajística, cuyo contenido se adaptará al tipo de actuación propuesta y al paisaje donde se ubica.

Por último, en el ANEXO II de la citada ley, se concreta en distintos puntos la información que deberá contener el estudio de integración paisajística previsto en la ley y requerido para este proyecto, que habrá de adaptarse al tipo, escala y alcance de la actuación y al paisaje donde ésta se ubique.

3.4.2 Normativa Ambiental

En cuanto a la normativa ambiental, se está bajo la regulación de la Ley 6/2014, de 25 de julio, de Prevención, Calidad y Control ambiental de Actividades en la Comunitat Valenciana. En ella se hace una distinción de las actividades que deben someterse a Autorización Ambiental Integrada, a Licencia Ambiental, a Declaración Responsable Ambiental, o a Comunicación de Actividades Inocuas, según el caso.

Se concluye que, según las características de este proyecto y tras estudiar los criterios establecidos en dicha Ley, para legalizarlo hará falta tramitar la Declaración Responsable Ambiental.

Por otro lado, no será necesaria una evaluación de impacto ambiental ordinaria ni simplificada, según los criterios establecidos en la Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental.

3.5 Normativa Estatal

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, son los principales marcos regulatorios nacionales que rigen la actividad de esta planta fotovoltaica.

3.5.1 Contrato con la Empresa Distribuidora

Tal y como se establece en el artículo 5 del Real Decreto 413/2014, los propietarios de las instalaciones y la empresa distribuidora suscribirán un contrato por el que se registrarán las condiciones técnicas entre ambos. Adicionalmente, en el caso de conexión a la red de transporte, suscribirán un contrato técnico de acceso a la red en los términos previstos en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

3.5.2 Derechos de los Productores de Energía Eléctrica en este ámbito

De conformidad con lo establecido en el artículo 26.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, los titulares de las instalaciones incluidas en este ámbito tendrán los siguientes derechos:

- Contratar la venta o adquisición de energía eléctrica.
- Despachar su energía a través del operador del sistema.
- Tener acceso a las redes de distribución y transporte.
- Percibir la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica.

3.5.3 Obligaciones de los Productores a partir de Fuentes de Energía Renovables

De conformidad con lo establecido en el artículo 26.3 de la Ley 24/2013, los titulares de las instalaciones incluidas en este ámbito tendrán las siguientes obligaciones:

- Disponer de los equipos de medida de energía eléctrica necesarios.
- Que las instalaciones estén inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual, para la instalación de 1 MW de la que trata este proyecto.

3.6 Breve Explicación del Funcionamiento del Mercado Eléctrico en España

Los intercambios de energía eléctrica en la Península Ibérica (tanto España como Portugal) se negocian a través del conocido como *pool* o mercado eléctrico, cuyo funcionamiento se trata de explicar brevemente.

Para cada hora, los productores y consumidores que quieran producir o consumir energía, deberán presentar una oferta, según sus necesidades y, usualmente, a través de un representante o comercializador (suele denominarse *agente de mercado*), al precio que consideren.

El mercado es gestionado por un operador independiente (OMIE), y se articula a través de una sesión diaria y seis intradiarias. La sesión diaria, o mercado diario, permite la presentación de ofertas para las 24 horas del día siguiente al de su cierre, a las 12:00h, y es en la que más energía se negocia. Los mercados intradiarios se van convocando a lo largo del día anterior y del propio día de entrega, y la energía negociada es menor, ya que su horizonte horario se va reduciendo paulatinamente y están destinados a cambios de previsiones de compraventa. Las ofertas se introducen a través de *Unidades de Oferta* (UOF), que integran la producción de una

o más centrales representadas por el mismo agente, o la demanda de un conjunto de consumidores suministrados por el mismo comercializador.

Si bien, productores y compradores pueden pactar un intercambio bilateral independiente al mercado, lo habitual es que la mayor parte de éstos acudan al pool para realizar sus compraventas. Los vendedores son las centrales de producción, mientras que por otro lado están los compradores, que son la totalidad de los consumidores (domésticos e industriales). Adicionalmente existen unidades que trasladan la energía fruto de intercambios internacionales, comerciales o no.

Horariamente y para cada una de las sesiones, OMIE ordena las ofertas recibidas en *Unidades de Oferta* de menor a mayor precio para la venta y de mayor a menor precio para la compra, siendo el precio inferior 0 y el superior 180'30 €/MWh. El resultado sería un gráfico de dos curvas agregadas, donde el eje 'x' es la energía y el eje 'y' es el precio. La casación es *marginalista*, pues donde se cruzan ambas curvas agregadas, se establece el precio de casación para esa hora y sesión, al cual venderán y comprarán las unidades que hubieran quedado por debajo y por encima, respectivamente, de ese valor, es decir toda la electricidad contratada. Un ejemplo de gráfico de las dos curvas agregadas de oferta y demanda sería el siguiente: ^[4]

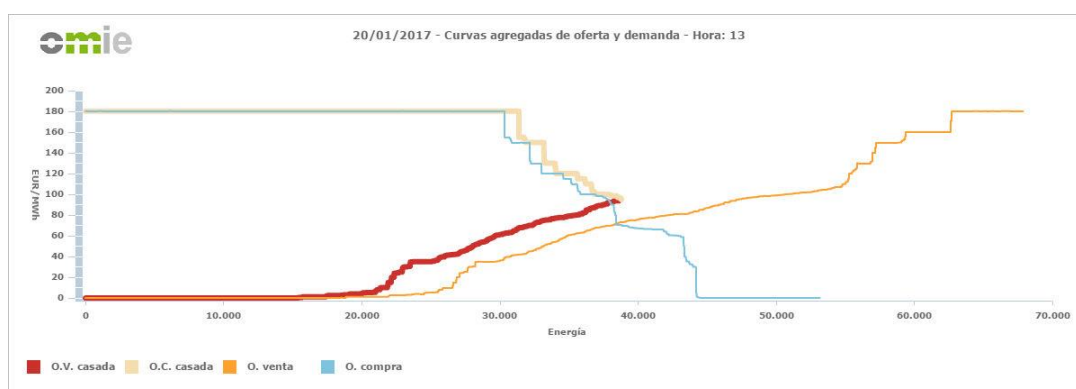


Figura 3: Ejemplo de curvas agregadas de oferta y demanda de energía eléctrica en España. (Fuente: elaboración propia a partir de web OMIE)

En el caso de este proyecto, se decide tener en cuenta en el estudio de viabilidad económica de la planta el precio de venta en el mercado que se estableció en el ANEXO V del Real Decreto 413/2014.

4. ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE LA PARCELA

4.1 Requerimientos Técnicos y Económicos

La premisa básica que se sigue en este proyecto para elegir el terreno sobre el que se ubicará el huerto solar es el tipo de terreno. Se busca el máximo ahorro posible en la inversión inicial que supone la compra del mismo. Además, el suelo ha de cumplir con ciertas características técnicas:

- Que sea un terreno de escaso valor ecológico.

- Un terreno fácil de preparar previamente a la instalación y fabricación de todos los elementos que conforman el huerto solar.
- Que sea un terreno con escaso o nulo aprovechamiento, es decir, que no se esté desarrollando sobre el mismo ninguna actividad económica.

Para emplazar la situación de la planta fotovoltaica, se han de tener en cuenta varios factores de cara a optimizar la producción de energía eléctrica y satisfacer una inversión razonable, con arreglo a la viabilidad económica del proyecto:

- Parcela con un bajo coste por metro cuadrado del suelo. Esto se consigue hallando una que tenga el suelo calificado como no urbanizable, pues al elegir suelo de uso industrial, se incurriría en muchos gastos que harían inviable el proyecto.
- Orientación sur de la parcela (dado que se encuentra en el hemisferio norte).
- Poca o nula presencia de obstáculos en el entorno que puedan interferir y ocasionar sombras.
- Se ha de tener en cuenta que se necesitan entorno a unas 2'5 hectáreas de terreno por MW de potencia requerida en la instalación.
- Existencia próxima de una línea de media tensión para evacuar la energía eléctrica y verterla a la red, sin incurrir en muchos gastos.

4.2 Elección de la Parcela

El suelo rústico, pues, será el más adecuado para ubicar el huerto solar, al ser más económico que el suelo de tipo industrial. Esto repercute directamente en el coste del proyecto. Dicho esto, se procede a localizar una parcela candidata en el municipio de Crevillent.

Puesto que para una instalación fotovoltaica de 1 MWp de potencia con placas de estructura fija se necesitan entorno a unas 2'5 Ha de terreno, para que haya buena separación entre placas y no se produzcan sombras, se buscará en la sede virtual del catastro y con la ayuda también de *Google Maps* una parcela, o varias, que cuenten con una superficie superior a 25.000 m² y ubicadas en suelo rústico, con ayuda de los planos del PGOU de Crevillent, en los que viene diferenciada la clasificación de todos los tipos de suelo.

Tras estudiar las zonas calificadas con suelo no urbanizable de usos mixtos (es el tipo de suelo en el que está permitido el emplazamiento de una planta fotovoltaica), y valorar distintas posibles soluciones para ubicar la planta fotovoltaica, se encuentran tres terrenos anexos que, conjuntamente, cumplirán con los requisitos para albergar la planta fotovoltaica de 1 MWp de potencia. La situación de estos tres terrenos se puede observar en las siguientes fotografías satélite obtenidas mediante *Google Maps*:

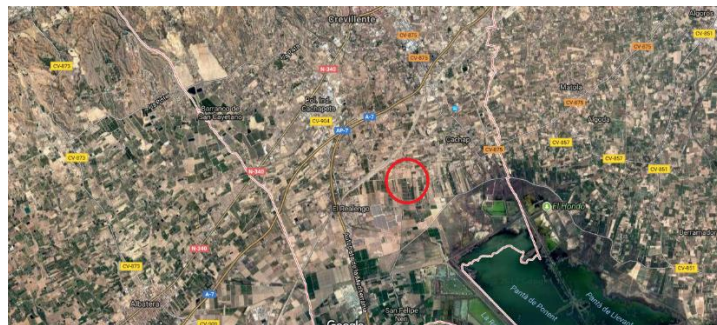


Figura 4: Vista aérea del municipio de Crevillent. (Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps)

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED



Figura 5: Vista aérea de la parcela. (Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps)

Los datos obtenidos en la sede virtual del catastro para las tres parcelas adjuntas que conforman la totalidad del terreno a utilizar, se muestran a continuación:

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE			
Referencia catastral	03059A0210004700001A		
Localización	Polígono 21 Parcela 47 VEREDA ORIHUELA. CREVILLENT (ALICANTE)		
Clase	Rústico		
Uso principal	Agrario		
PARCELA CATASTRAL			
	Localización	Polígono 21 Parcela 47 VEREDA ORIHUELA. CREVILLENT (ALICANTE)	
	Superficie gráfica	13.937 m ²	
CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	CR Labor o labradío regadío	01	13.937

Figura 6: Datos catastrales de la Parcela 47. (Fuente: elaboración propia a partir de sede electrónica del Catastro)

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE			
Referencia catastral	03059A0210004900001Y		
Localización	Polígono 21 Parcela 49 VEREDA ORIHUELA. CREVILLENT (ALICANTE)		
Clase	Rústico		
Uso principal	Agrario		
PARCELA CATASTRAL			
	Localización	Polígono 21 Parcela 49 VEREDA ORIHUELA. CREVILLENT (ALICANTE)	
	Superficie gráfica	8.535 m ²	
CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
0	OR Olivos regadío	00	8.535

Figura 7: Datos catastrales de la Parcela 49. (Fuente: elaboración propia a partir de sede electrónica del Catastro)

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE			
Referencia catastral	03059A021000480000IB		
Localización	Polígono 21 Parcela 48 VEREDA ORIHUELA. CREVILLENT (ALICANTE)		
Clase	Rústico		
Uso principal	Agrario		

PARCELA CATASTRAL	
	Localización: Polígono 21 Parcela 48 VEREDA ORIHUELA. CREVILLENT (ALICANTE)
	Superficie gráfica: 3.775 m ²

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m ²
a	CR Labor o labradío regadío	01	3.749
b	I- Improductivo	00	26

Figura 8: Datos catastrales de la Parcela 48. (Fuente: elaboración propia a partir de sede electrónica del Catastro)

Así pues, los datos básicos de los tres terrenos son los siguientes:

- Terreno 1: Polígono 21, Parcela 47. Suelo rústico. Superficie total: 13.937 m².
- Terreno 2: Polígono 21, Parcela 49. Suelo rústico. Superficie total: 8.535 m².
- Terreno 3: Polígono 21, Parcela 48. Suelo rústico. Superficie total: 3.775 m².

La superficie total de la suma de los tres terrenos es de 26.247 m², y las coordenadas UTM son las siguientes: 38°12'33.6"N , 0°47'43.9"W. El terreno total se asemeja a un rectángulo de longitudes aproximadas de 150 x 166 metros.

En el siguiente plano de la zona, se demuestra que este tipo de suelo es no urbanizable de usos mixtos (es decir, libre de prohibiciones para albergar la instalación fotovoltaica según la planificación urbanística del ayuntamiento). Este plano está extraído del plano incluido en el PGOU de Crevillent en el que se distingue la clase de suelo de los distintos terrenos del municipio. El color blanco es el característico de los suelos no urbanizables de usos mixtos, según la leyenda del plano original:

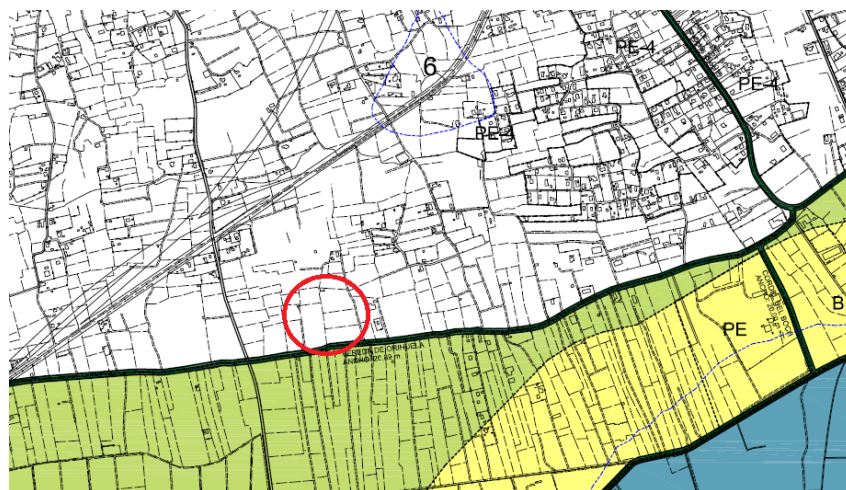


Figura 9: Clasificación del suelo rural en Crevillent. (Fuente: PGOU Ayuntamiento de Crevillent)

En las proximidades de estas parcelas, se ha encontrado la presencia de líneas de Media Tensión, requisito necesario para albergar la planta fotovoltaica en dicha situación. En concreto, en la parcela sur y a unos 120 metros de distancia de la caseta del transformador, está el poste de Media Tensión más próximo al que se realizará la acometida.

Por otro lado, no parece que haya obstáculos que produzcan sombras sobre las placas en el lugar elegido; por tanto, este terreno reúne las características óptimas para albergar una instalación fotovoltaica de 1 MW de potencia, con todos los elementos necesarios para ella, los cuales se detallarán en el transcurso del proyecto.

5. EXPLICACIÓN Y ASPECOS TÉCNICOS DE LA CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR MEDIANTE PLACAS FOTOVOLTAICAS

5.1 El Panel Fotovoltaico

Al grupo de células o celdas fotovoltaicas se le conoce como panel fotovoltaico.

Los paneles fotovoltaicos consisten, fundamentalmente, en una red de células conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

Los dos tipos de módulos son monocristalinos, por un lado, y policristalinos por el otro lado. Al principio los monocristalinos tenían un mayor rendimiento, pero actualmente son los policristalinos los que más se usan, ya que la tendencia en cuanto a calidad ha ido cambiando y además los policristalinos suelen ser muy rentables.

La curva característica del panel fotovoltaico es una gráfica que representa todos los pares de puntos de funcionamiento Tensión – Intensidad que tiene cualquier panel. Estas curvas son distintas en función de varios parámetros, entre los que está la radiación incidente y la temperatura de la placa. Un ejemplo de curva característica sería el siguiente, en el que también se muestra la curva de potencia para cada punto de funcionamiento: ^[5]

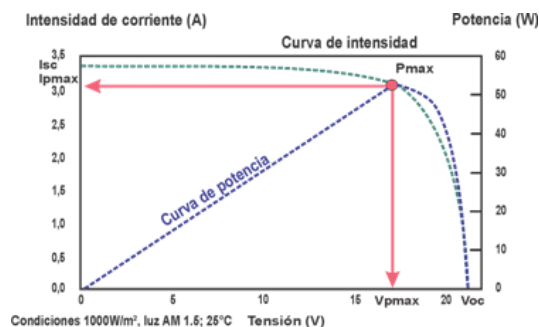


Figura 10: Curva característica V-I módulo fotovoltaico. (Fuente: Universidad de Jaén)

En las siguientes dos gráficas se puede observar, además, las diferentes curvas de funcionamiento de una misma placa que se obtienen al ir variando la radiación incidente sobre la placa, en la primera gráfica, y la temperatura de la placa, en la segunda gráfica:

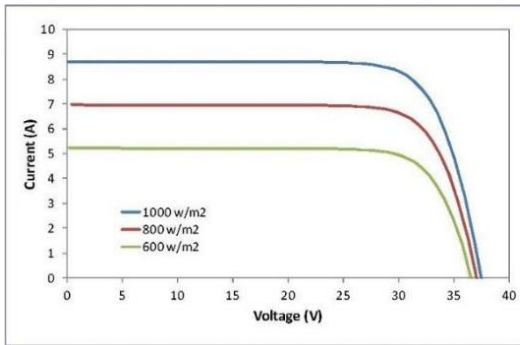


Figura Fa. Curvas I-V para distintos valores de la irradiancia solar
Temperatura constante de la célula (25° C)

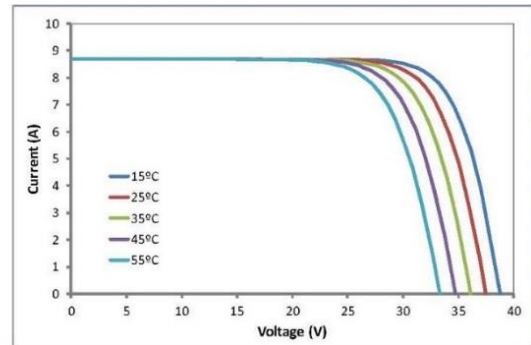


Figura Fb. Curvas I-V para distintas temperatura de la célula
Valor de irradiancia solar constante (1000 W/m²)

Figura 11: Curvas I-V para distintos valores de irradiancia solar a temperatura constante y temperatura de la célula a irradiancia constante. (Fuente: Universidad de Jaén)

Aparte de las células fotovoltaicas, los paneles cuentan con otros elementos (de protección, sujeción, etc.) que les permiten su correcta operación. Son los siguientes:

- Cubierta de vidrio: Primera capa de la cara principal de la placa. El material es vidrio templado, antirreflectante y con buenas cualidades de transmisión de la luz solar, resistente a la abrasión e impactos.
- Encapsulante: Suele estar formado por el componente denominado EVA (etilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- Protección posterior: Debe dar rigidez y protección frente a los agentes atmosféricos, por lo que es una parte con una función muy importante.
- Marco metálico: Suele ser de Aluminio más que de Acero Inoxidable, y debe asegurar una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto.
- Cableado y bornas de conexión: Habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas. Las bornas de conexión son para la conexión del módulo.
- Diodo de protección: Impide daños en la placa fotovoltaica producidos por sombras parciales sobre la misma, además de proteger contra sobrecargas u otras alteraciones en el funcionamiento de la misma.

En la siguiente imagen, se representan las partes ya mencionadas del panel fotovoltaico: ^[5]

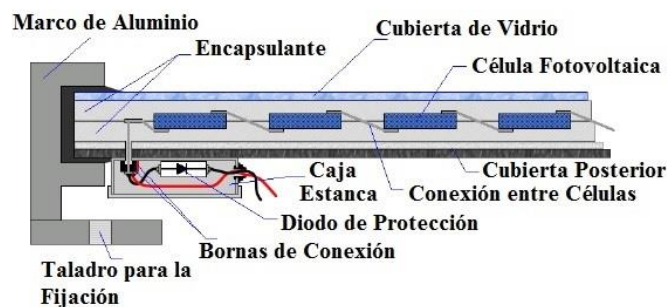


Figura 12: Vista de sección de panel fotovoltaico. (Fuente: Universidad de Jaén)

5.2 Características Eléctricas del Panel Fotovoltaico

Las características eléctricas vienen referidas en hoja de características ofrecida por el fabricante del módulo. Son los siguientes parámetros:^[5]

- Potencia pico: se define como la máxima potencia eléctrica que puede generar el módulo bajo las siguientes condiciones estándares de medida:
 - o Irradiancia: 1000 W/m² (1 KW/m²).
 - o Distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire).
 - o Incidencia normal.
 - o Temperatura de la célula: 25 °C.
- Corriente de cortocircuito (IscG): Obtenida al cortocircuitar los terminales del panel (V=0). La intensidad que circularía por el panel es la corriente máxima.
- Tensión de circuito abierto (VocG): Se obtiene al dejar los terminales del panel en circuito abierto (I=0). Entre ellos aparece una tensión que será máxima.

Otro parámetro que debería ser suministrado es la TONC o Temperatura de Operación Nominal de la Célula. Dicho parámetro se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

- Irradiancia: 800 W/m².
- Distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire).
- Incidencia normal.
- Temperatura ambiente: 20 °C.
- Velocidad del viento: 1m/s.

5.3 Comportamiento General del Panel Fotovoltaico

Ya se ha explicado cómo es y cómo funciona un panel fotovoltaico. En este apartado, se verán las diferentes posibilidades reales de funcionamiento del mismo en función de las condiciones climatológicas y del entorno que se pueden presentar en cualquier momento del año:^[5]

- La intensidad de la corriente eléctrica aumenta con la radiación incidente, aunque el voltaje permanece más o menos constante: Es importante conocer este efecto ya que en muchas ocasiones los paneles se estropean por un mal diseño, ya que se desprecia el efecto de radiaciones intensas.
- La exposición de las células al sol provocan su calentamiento, y esto lleva aparejados cambios en la generación de electricidad. A medida que aumenta la temperatura, la tensión generada es menor, por lo que es recomendable montar los paneles de tal manera que estén bien aireados. Este factor condiciona enormemente el diseño de los sistemas fotovoltaicos.
- El número de células por módulo afecta al voltaje: Cada una de ellas produce entorno a unos 0'4 Voltios. La Voc del módulo aumenta en esa proporción. Un panel solar fotovoltaico se diseña para trabajar a una tensión nominal Vpn, procurando que los valores de VPmax en las condiciones de iluminación y temperatura más frecuentes coincidan con Vpn.

Como se puede observar, los parámetros bajo los que operan los paneles fotovoltaicos, para una determinada localización, hacen que la característica de voltaje DC de salida varíe dentro de un margen considerable a lo largo de todo el año.

5.4 Horas de Sol Pico

El parámetro conocido como “horas de sol pico” es el que permite calcular directa e intuitivamente la energía eléctrica producida por una planta fotovoltaica. Permite además extraer la variable de la ubicación del proyecto, es decir, con este parámetro se puede analizar la idoneidad de cada localización distinta en la geografía de un lugar para ubicar una planta fotovoltaica.

El método de las horas de sol pico consiste en tomar la radiación solar incidente a lo largo de un día (Wh/m^2) y dividirla entre 1.000 W/m^2 , que es la irradiancia en condiciones estándar y bajo la que son medidas las características de los módulos fotovoltaicos.

Gráficamente, las horas de sol pico (hsp) equivalen a la base del rectángulo de 1.000 W/m^2 de altura, cuya área es la misma que el área bajo la curva de la irradiancia solar diaria en una localización determinada.^[5]

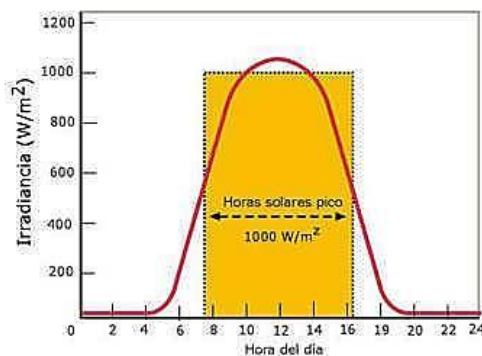


Figura 13: Explicación gráfica de las horas de sol pico. (Fuente: Universidad de Jaén)

De esta manera, se equipara la radiación solar incidente a lo largo de un día en un lugar con las hsp. La producción diaria de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos se obtendrá directamente multiplicando la potencia pico por el número de hsp. Posteriormente habría que utilizar factores de reducción (cableado, inversores, transformadores, suciedad, sombras...) para llegar a la energía eléctrica evacuada por la instalación.

Cabe mencionar que: $1 \text{ hsp} = 1\text{kWh/m}^2 = 3.600 \text{ KJ/m}^2$.

6. CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

6.1 Inclinación y Azimut de los Paneles Fotovoltaicos

Dado que los paneles fotovoltaicos van a ser montados sobre estructuras fijas, es muy importante determinar cuál será la inclinación óptima respecto a un plano horizontal con la que tendrán que ser montadas las estructuras que soportan los paneles. También es importante definir el azimut: ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la

superficie del módulo y el meridiano del lugar. Se elige un azimut de 0°, dado que es el adecuado, tal y como se verá en el apartado 6.4.

Por otra parte, para hallar la inclinación más adecuada, se recurre a una aplicación denominada ‘Photovoltaic Geographical Information System’ (PVGIS) del “Institute for Energy and Transport” perteneciente al “Joint Research Centre” de la Comisión Europea.^[6] Mediante esta aplicación, se nos ofrece una serie de mapas interactivos de Europa, que recogen los datos referentes a la irradiancia solar sobre la superficie, a lo largo del tiempo y para diversos ángulos de incidencia.

Con PVGIS se pueden obtener datos de irradiancia, radiación, temperaturas medias y también estimaciones sobre la producción eléctrica de un sistema fotovoltaico. A continuación se muestran los datos obtenidos mediante la aplicación para la situación exacta del terreno donde se ubica la huerta solar:

Location: 38°14'40" North, 0°48'40" West, Elevation: 113 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 34 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_{opt}	I_{opt}
Jan	4310	63
Feb	5040	55
Mar	6120	42
Apr	6160	25
May	6650	13
Jun	7070	5
Jul	7270	8
Aug	6970	20
Sep	6130	36
Oct	5500	50
Nov	4450	61
Dec	3930	65
Year	5810	34

H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)
 I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

Figura 14: Datos de irradiación media mensual en Crevillent. (Fuente: PVGIS)

Como se puede observar, la inclinación óptima que deberían tener las placas es de 34°. Por tanto, esta será la inclinación escogida para los soportes de los módulos fotovoltaicos.

Para la inclinación óptima, se tiene una Irradiancia media diaria de 5.810 Wh/m². Esto equivale a que se tendrán 5'81 horas de sol pico diarias de media en la localización de la parcela. Anualmente, pues, se dispondrá de 2.120'65 kWh/m², o lo que es lo mismo, 2.120'65 horas de sol pico anuales.

6.2 Separación Óptima entre Filas de Mesas

La forma de calcular la separación mínima que deben tener filas contiguas de paneles solares se calcula teniendo en cuenta la proyección de la sombra de un módulo sobre el siguiente en el mediodía solar del día más desfavorable, que es el solsticio de invierno (21 de diciembre). La siguiente figura es explicativa del proceso de cálculo:^[7]

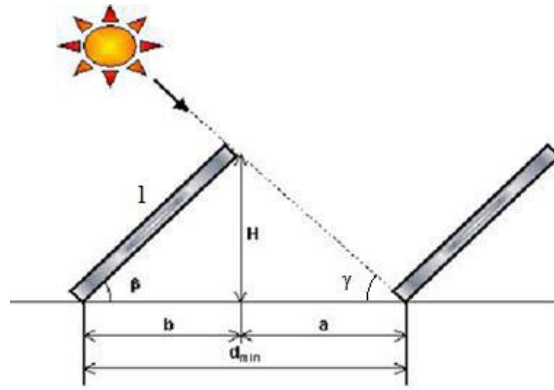


Figura 15: Esquema de inclinación óptima de paneles fotovoltaicos. (Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas IDAE)

La altura solar, según el IDAE [8], tiene el siguiente valor en el mediodía solar del día más desfavorable:

$$\gamma = (90^\circ - \text{Latitud_del_lugar}) - 23'5^\circ - 5'5^\circ \quad (1)$$

Por lo tanto, como la latitud del lugar es $38^\circ 12'33.6''\text{N}$, que equivale a $38^\circ 2'$ a efectos de cálculo, ya que los minutos máximos son 60, el valor de γ es $22'8^\circ$.

Atendiendo a la figura mostrada anteriormente, la distancia mínima la hallamos de la siguiente manera:

$$d_{\text{mín}} = l \cdot \left(\cos\beta + \frac{\sin\beta}{\tan\gamma} \right) \quad (2)$$

Donde $d_{\text{mín}}$ es la distancia mínima a calcular, γ es la altura solar calculada antes, β es la inclinación óptima de los módulos, obtenida en el apartado anterior, y l se calcula teniendo en cuenta la disposición de los paneles fotovoltaicos sobre la estructura soporte. En este caso se obtiene un valor de 3'31 metros.

Se obtiene un valor de distancia mínima de 7'148 metros, por lo que redondeando serán 7'15 metros de distancia entre filas de mesas.

6.3 Pérdidas de Radiación por Sombras

Para tener una solución realista de la radiación incidente sobre las placas fotovoltaicas, se deben tener en cuenta posibles pérdidas por sombras producidas por elementos próximos a la parcela y que estén al sur de la misma (dado que en este caso, la parcela se encuentra en el hemisferio norte). La forma de calcular las posibles pérdidas está explicada en el pliego de condiciones técnicas de IDAE [8], y mediante esta forma se obtiene un resultado final en forma de porcentaje de pérdidas sobre la radiación solar incidente total en el supuesto caso de que estas sombras fueran inexistentes.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol.

En primer lugar, se trata de localizar los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).



Figura 16: Esquema de sombras sobre la parcela. (Fuente: elaboración propia a partir de Google Maps)

El único elemento apreciable en las proximidades del terreno que pueda afectar y generar sombras sobre los paneles es un edificio situado al sur del terreno, que tiene unos 10 metros de altura y solamente afecta a una pequeña longitud del terreno ya que es un edificio estrecho. La distancia de la línea roja al centro de la parcela es de unos 145 metros, mientras que la línea verde mide 139 metros. Con esto, se tiene en primer lugar que la elevación respecto a la horizontal de la línea roja es de 4° , mientras que de la línea verde es de $4^\circ 12'$. El desvío (azimut) respecto de la orientación sur es de 13° y 7° respectivamente.

Teniendo estos datos en cuenta, solamente queda representar el perfil de obstáculos en el siguiente diagrama ^[8], en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número.

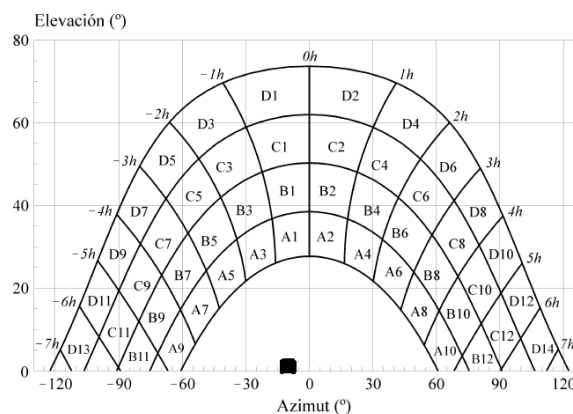


Figura 17: Trayectoria del sol para localidades a latitud 41° . (Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas IDAE)

Cada una de las porciones representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

Como se puede observar en el diagrama, el edificio (cuya representación es el cuadrado negro) no ocasiona ninguna sombra sobre la parte central de la instalación, por lo que en un principio las pérdidas por sombras serían nulas. Sin embargo, no se ha tenido en cuenta la sombra que sí podría generarse sobre alguna de las placas situadas más al sur, además de otras sombras producidas por otros elementos de la planta, como pueden ser sombras de una fila de mesas sobre la siguiente situada más al norte, en las horas iniciales o finales del día, por ejemplo. Por lo tanto, se toma un 0'5 % de pérdidas por sombras.

6.4 Pérdidas de Radiación por Orientación e Inclinación

Las pérdidas por orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos se calculan en función del ángulo de incidencia (β), definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal, y el ángulo de azimut (α), definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

- Conocido el azimut (0°) en nuestro caso, se determinan a partir de la siguiente figura los límites de inclinación en el caso de latitud (\varnothing) de 41° . Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

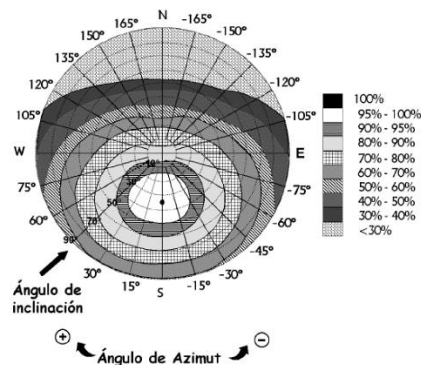


Figura 18: Gráfico de pérdidas por orientación e inclinación. (Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas IDAE)

- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para la latitud $\varnothing 41^\circ$. En nuestro caso, se obtiene que con un azimut de 0° , los límites de inclinación son de 34° para inclinación mínima y 37° para inclinación máxima, para que no haya ninguna pérdida de este tipo.
- Se corrigen los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\varnothing = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (3)$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\varnothing = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad (4)$$

- Dado que la latitud del lugar es de 38° , se obtiene una inclinación máxima de 34° y una inclinación mínima de 31° . Como la inclinación elegida de los paneles es de 34° , las pérdidas por orientación e inclinación serán nulas.

7. ELEMENTOS QUE COMPONEN LA INSTALACIÓN

Cualquier instalación fotovoltaica instalada sobre suelo, para vertido de electricidad a red, está compuesta de los siguientes elementos:

- Terreno sobre el que se ubica la planta fotovoltaica.
- Campo generador: está conformado por todos los módulos fotovoltaicos dispuestos en serie y en paralelo, para obtener la tensión y la corriente requeridas.
- Estructura soporte de los generadores: suele ser de aluminio, y las hay de dos tipos: fijas y móviles. Las estructuras fijas son más baratas pero obtienen menos cantidad de energía que las estructuras móviles.
- Cableado y protecciones: Todos los elementos encargados de conectar las diferentes partes eléctricas de la instalación.
- Inversor: Es un aparato eléctrico encargado de convertir la corriente continua propiciada por los generadores en corriente alterna que se verterá a la red. La rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas está fuertemente relacionada a la calidad y el rendimiento del inversor seleccionado.
- Centro de transformación: es un local que alberga el transformador encargado de elevar la tensión para adecuarla a la línea de Media Tensión. Además, también alberga todos los elementos de protección y medida necesarios.
- Equipo de medida bidireccional: mide la energía eléctrica exportada a la red y la importada para el consumo de los elementos de la instalación que necesitan energía eléctrica para su funcionamiento.
- Sistema de monitorización: cada fabricante suele aportar el suyo propio. Mediante este software, en general se pueden controlar en tiempo real todos los parámetros de producción y técnicos de la planta.



Figura 19: Esquema básico de planta fotovoltaica. (Fuente: <http://www.solarinnova.net/images/stories/servicios/instalaciones/fotovoltaica/suelo.jpg>)

7.1 Obra Civil

La obra civil estará formada por diferentes actuaciones. En primer lugar, se deberá acondicionar el terreno, para poder instalar después todos los elementos de la planta. Se deberá también hacer zanjas para las canalizaciones de baja tensión y media tensión y las comunicaciones.

7.1.1 Acondicionamiento del Terreno

El terreno debe ser apto para la instalación de todos los elementos de la planta fotovoltaica. Para ello, antes de proceder, hay que llevar a cabo una serie de acciones que comprenden las actividades siguientes:

- Debido a la ubicación de las parcelas seleccionadas, se deberá realizar trabajos de trasplante de ocho olivos existentes situados en la zona noroeste. También hará falta el desbroce y limpieza del terreno, que consistirá en retirar escombros, basura, maleza, plantas y todo tipo de material indeseable, por medios mecánicos.
- El siguiente paso será el embastado, refinado y escarificado, que básicamente se tratará de dotar al terreno de una inclinación y cotas óptimas en toda su extensión, además de compactarlo para dotarlo de mayor homogeneidad. Todo ello se llevará a cabo por medios mecánicos.
- Explanaciones: no será necesario llevar a cabo este tipo de acciones, dado que la orografía del terreno es la óptima.
- Excavación de zanjas y pozos: se deberá realizar esta acción con objeto de la instalación de las canalizaciones eléctricas. Posterior a la excavación, se deberá proceder al acondicionamiento con cama de arena, así como su tapado final. Siempre se procederá con medios mecánicos, tipo retroexcavadora o similar.
- Viales: existirá un vial perimetral y otro que discurrirá entre los sectores Este y Oeste, con objeto del mantenimiento de la planta fotovoltaica. La distancia total de los dos viales será de 700 metros, y serán capaces de soportar presencia de vehículos. La anchura de los viales tendrá 5 metros y contará con un espesor de zahorra de unos 5 cm, cuya extensión será mediante retroexcavadora.
- Red de evacuación de aguas: esta red dispondrá de las medidas y pendientes adecuadas para la correcta evacuación de aguas pluviales. Se realizará por medios mecánicos, tipo retroexcavadora.

7.1.2 Hormigón

Se utilizará dos tipos de hormigón, según los siguientes puntos:

- Ha-20/B/20/IIa: Pilotes sobre los que descansan las estructuras soporte de los módulos.
- HM-15/B/20/IIa: Postes del vallado, arquetas y zanjas.

7.1.3 Instalación del Vallado Perimetral

La superficie total de la parcela estará rodeada en la totalidad de su perímetro por una valla conformada por malla de simple torsión que estará separada 1 metro de los límites de la parcela. Contará con una altura de 2 metros, y tendrá una separación mínima de 5 metros con respecto a todos los elementos de la planta.

Las dimensiones y características del vallado son las siguientes:

- 640 metros aproximados de longitud lineal.

- Postes cada 4 metros.
- Acabado superior en bayoneta, para la colocación de alambre de espino.

7.2 El Módulo Fotovoltaico Seleccionado

La recomendación que se suele seguir para módulos fotovoltaicos instalados sobre soporte fijo es que estos deben ser de silicio policristalino. Teniendo esto en cuenta, y tras buscar suficiente información sobre diferentes modelos que hay en el mercado, se ha optado por elegir el módulo fotovoltaico TSM-265 PC05A del fabricante Trina Solar, puesto que reúne las características técnicas óptimas para las necesidades de este proyecto y es relativamente barato. Tiene las siguientes características básicas:

- Eficiencia máxima del 16'2 % (está dentro de los márgenes de rendimiento típicos en la actualidad).
- 265 W de potencia máxima por unidad (potencia pico).
- Tolerancia en la potencia reducida (3 %).
- Dimensiones: 1650 x 992 x 35 mm.
- Peso: 18'6 kg.
- 6 filas x 10 células = 60 células por módulo.
- TONC : 44 °C.

El resto de especificaciones técnicas y operativas están referenciadas en el apartado de cálculos.

7.3 Estructura Soporte de los Paneles Solares

Si bien existen dos tipos de estructuras soporte, las fijas y las móviles, para las placas fotovoltaicas, las primeras de ellas son más baratas y requieren menor mantenimiento, a costa de obtener menores rendimientos que las estructuras con seguidor solar. Sin embargo, y dada su sencillez, se ha optado en este proyecto por elegir estructuras soporte de los módulos fotovoltaicas de la tipología fijas.

Como ya se ha explicado, las placas estarán orientadas al sur y tendrán una inclinación de 34° con respecto a la horizontal. Se ha optado por elegir una estructura soporte que ya viene montada de fábrica, de la marca MFV, cuyo material es el aluminio. Este material se caracteriza por su elevada durabilidad, resistencia a la corrosión, facilidad de instalación y facilidad de reciclado.

Cada estructura soporte está concebida para albergar una totalidad de 46 módulos fotovoltaicos dispuestos en dos filas de 23 módulos. Se apoyará sobre ocho patas delanteras y otras tantas traseras, ancladas a pilotes de hormigón que serán la cimentación. La unión de las placas fotovoltaicas a la estructura soporte se realizará mediante dos anclajes Fischer FBN M10/A4 o similar, por pata.

Cabe destacar que la estructura soporte de los módulos ha sido sometida convenientemente a los ensayos de durabilidad y resistencia por parte de la empresa fabricante, y cumple con todos los requisitos técnicos, por lo que no será necesario el cálculo estructural de la misma.

7.4 Pilotes de Hormigón

Como se ha explicado, las estructuras soporte de los módulos irán apoyadas sobre pilotes de hormigón que ya vendrán de fábrica. Habrá dos tipos de pilotes: los pilotes delanteros (sur) y los traseros (norte). Los delanteros tendrán un diámetro de 50 cm y longitud de 50 cm, mientras que los pilotes traseros tendrán un diámetro de 60 cm y longitud de 100 cm.

7.5 Instalación Eléctrica en Baja Tensión

En los apartados que siguen, se tratará de resumir brevemente los diferentes elementos que forman el sistema eléctrico de la parte de baja tensión en esta instalación, todo ello atendiendo a los resultados obtenidos en el apartado de cálculos realizados.

7.5.1 Módulos Fotovoltaicos

La instalación está formada por un total de 4.140 módulos fotovoltaicos de 265 Wp de potencia que harán un total 1'0971 MWp, repartidos en 180 series de 23 módulos cada una. Habrá un total de 72 series en el sector Este y 108 series en el sector Oeste, según la distribución adoptada.

7.5.2 Cableado

La sección de los cables, tanto en la parte de continua antes del inversor como en la parte de alterna después del mismo, se calcula y diseña en función de los criterios de intensidad máxima admisible y caída de tensión máxima entre los extremos del mismo. Las longitudes de los mismos se diseñan a partir de la distribución en planta de los módulos fotovoltaicos, los cuadros de agrupamiento, el inversor y el centro de transformación.

En los siguientes subapartados se definen los tipos de conductores para cada uso.

7.5.2.1 Unión de Paneles Fotovoltaicos entre ellos

Para unir los paneles entre ellos, se utiliza el mismo cable que proporciona el fabricante. Éste es un cable unipolar de cobre, contando con 4 mm² de sección y tensión de aislamiento de 1.000 V.

7.5.2.2 Finales de Serie

Los finales de serie son los cables que unen el final de cada serie con cada cuadro de protección. Por lo tanto, a cada cuadro de protección le llegarán 12 o 18 series, en función de si se encuentra en el sector Este o en el Oeste, respectivamente. Además irán apoyados en base de aluminio en la parte trasera de las estructuras. No obstante, cuando atraviesen las calles para ir de una fila de mesas hasta la siguiente, irán enterrados bajo zanja y entubados en PVC, de diámetro 63 mm.

El cable será unipolar de cobre contando con 6 mm² de sección y tensión de aislamiento de 1.000 V. Se opta por el modelo Nexans Aemsys, o similar.

Además, los finales de serie irán entubados en un tubo de PVC de 63 mm de diámetro

7.5.2.3 Unión Eléctrica de los Cuadros de Protección con el Inversor

Estas acometidas en corriente continua, se encargan de unir los 12 cuadros de protección a los que llegan los finales de las series de módulos, con el inversor. Irán enterradas y entubadas a una profundidad mínima de 0'7 metros, tal y como se establece en el REBT. El tubo de PVC tendrá diámetro de 140 mm en el caso más favorable hasta 225 mm en el caso de conductores de mayor sección.

Se utilizará cable XZ1 unipolar, con tensión de aislamiento de 1.000 V y conductor de aluminio. Los cálculos realizados proporcionan valores de sección de los cables que van desde los 95 mm² hasta los 300 mm², tomando siempre secciones normalizadas, en función de la longitud de los mismos. En cuanto al modelo, se utilizará cable Nexans Aemsys, o similar.

7.5.2.4 Unión del Inversor y el Transformador

A la salida del inversor ya se tiene corriente alterna; se unirán los dos elementos por vía trifásica con neutro distribuido. La longitud del cableado se ha establecido en 7 metros, dado que la separación es mínima entre la caseta del inversor y la del transformador.

Cada fase consta de 8 cables unipolares tipo RZ1 con aislamiento de 1.000 V y conductor de aluminio de 300 mm². El neutro consta de 4 conductores iguales. Se selecciona cable de tipo Al Afumex 1.000 V de Prysmian, o similar.

El cable irá instalado bajo tierra y entubado. La profundidad de la zanja será de 1'10 m y la anchura de 1 m. Los tubos serán de PVC, siendo el diámetro de 225 mm para los conductores del neutro y 250 mm para los conductores de fase, de acuerdo con la ITC BT 07.

7.5.2.5 Cajas de Agrupamiento

Las cajas de agrupamiento se encargan de recibir los finales de serie de las agrupaciones de 12 series en el sector Este y 18 series en el sector Oeste. Habrá 6 cuadros que agruparán 12 series y otros 6 cuadros que agruparán 18 series. Se tratará de cuadro de protecciones de corriente continua, y los terminales positivos y negativos irán protegidos mediante fusibles. También se dispone de un seccionador a la salida del embarrado, que protege al inversor de la instalación fotovoltaica.

El modelo elegido para estas cajas de agrupamiento es el string-supervisor de Power Electronics o similar. Estarán conectados con el módulo de monitorización del inversor mediante cable RS 485 2x2x0'5 mm², y recibirán alimentación a 230 V mediante cable 3x2'5 mm².

7.5.2.6 Zanjas

Las diferentes zanjas en función del número y sección de los cables que albergan son las siguientes:

- Acometidas de los cuadros de agrupamiento hasta inversor: anchura de 0'5 metros o 0'7 metros en función de si alberga uno o más tubos. Profundidad de 0'8 metros. Las zanjas también albergan el cable de comunicaciones y el de alimentación de las cajas de agrupación y monitorización.
- Zanjas de las uniones del inversor con el transformador: anchura de 1 metro y profundidad de 1'10 metros.
- Se aprovechará las zanjas mencionadas para instalar la puesta a tierra.

Los tubos irán instalados sobre una capa de arena de 5 cm de espesor, mientras que tendrán otra capa de arena de 10 cm por encima. Por encima de la arena los cables tendrán protección mecánica mediante compactado de la misma tierra de la parcela. Se colocará una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable de baja tensión, cuya distancia mínima al suelo será de 0'10 m y a la parte superior del cable de 0'25 m.

7.5.2.7 Inversor

El inversor es un elemento fundamental en la instalación fotovoltaica. Se trata de un convertidor de corriente continua a corriente alterna, y es el elemento previo al centro de transformación.

Dado que en la planta fotovoltaica solamente existirá un inversor para facilitar el mantenimiento y la simplicidad de la instalación, este tipo de inversores son de potencia muy elevada, por lo que dividen en módulos. El funcionamiento se basa en el control maestro-esclavo, en el que un módulo del inversor es el maestro y a medida que la potencia aumenta, se activan el resto de módulos del inversor.

El inversor seleccionado es de salida trifásica, con potencia de 970 kVA y 7 módulos. La tensión de entrada está comprendida entre los valores de 565 a 820 V de corriente continua, y la tensión de línea de salida es de 360 V de corriente alterna a una frecuencia de 50 Hz. Se elige el inversor modelo HE 0970_H de Power Electronics, o similar, por adecuarse a las características técnicas requeridas. Ofrece un buen rendimiento máximo, 98'7%.

7.5.3 Protecciones

De acuerdo con el REBT, se seguirán las indicaciones que vienen recogidas en la ITC BT 22, 23 y 24.

En referencia a la protección para las personas, la IEC determina que la tensión límite convencional de contacto será de 60 V en corriente continua y 24 V en corriente alterna para entornos húmedos, que son los seleccionados para esta instalación.

7.5.3.1 Protecciones en la Parte de Corriente Continua

Se adopta en esta parte de la instalación una configuración IT, cuya seguridad es muy elevada. No se conecta a tierra ningún conductor activo, ya que estarán aislados. Se conectarán a tierra las masas como los marcos de los módulos, las estructuras soporte, y otras masas metálicas.

Se tomarán las siguientes protecciones:

- Protección frente a sobreintensidades y sobretensiones: El cableado de la parte de CC está protegido mediante fusibles convenientemente calculados seleccionados según la normativa, adecuados a la intensidad máxima admisible que podrá circular por los conductores. Cada módulo del inversor tendrá, de fábrica, fusibles de protección internos y un interruptor automático con intensidad nominal de 250 A y poder de corte de 50 kA. Por último, está protegida esta parte también frente a sobretensiones de origen atmosférico mediante descargadores de tensión en las cajas de agrupamiento y en el inversor.
- Protección frente a contactos directos: Dado que se supera la tensión umbral de riesgo para las personas de 60 V de corriente continua, se mantendrá las partes activas de la instalación alejadas de zonas de tránsito. Se utilizará la estructura soporte de los módulos como barrera para evitar los contactos.
- Protección frente a contactos indirectos: Se contará con aislamiento de clase II para los módulos y cajas de agrupamiento, detector de fallo de aislamiento en el inversor, y puesta a tierra según comentado anteriormente de los elementos metálicos, mediante configuración IT.

7.5.3.2 Protecciones en la Parte de Corriente Alterna

Del mismo modo que antes, se describen a continuación las protecciones en la parte de Alterna:

- Protecciones frente a sobreintensidades y sobretensiones: Se dispone de interruptor automático con intensidad nominal de 250 A y poder de corte de 50 kA, además de interruptores automáticos en el cuadro de baja tensión y el de servicios auxiliares, con intensidad nominal de 2.500 A y poder de corte de 50 kA. Se dispone de elementos de protección tipo II frente a sobretensiones, además de seccionadores de puesta a tierra para las partes activas de la instalación.
- Protección frente a contactos directos: Se supera la tensión umbral de 24 V en corriente alterna, por lo que se procede de igual forma que en la parte de corriente continua: aislamiento de las partes activas y protección por medio de barreras, obstáculos, envolventes, y demás elementos similares.
- Protección frente a contactos indirectos: Se utilizarán por un lado interruptores automáticos y por otro lado dispositivos de corriente diferencial-residual.

Con el esquema IT adoptado en este proyecto, las masas de la instalación se conectan a tierra, convenientemente calculada esta puesta a tierra en el apartado de cálculos y explicada en el siguiente apartado.

7.5.4 Puesta a Tierra

Los elementos que se conectan a tierra en esta instalación mediante el conductor de protección serán las estructuras soporte, los marcos de los módulos fotovoltaicos y las bandejas metálicas de los cables. El conductor de protección es aislado de 6 mm² de Cobre, aislamiento 0'6/1 kV y cubierta verde-amarilla.

Por otro lado, el conductor de tierra se instala en las zanjas de baja tensión, y será de cobre de 35 mm² de sección. Se unirá a las picas diseñadas de puesta a tierra, y en total habrá 4 picas con una longitud de 2 metros.

7.6 Instalación Eléctrica en Media Tensión

La parte de la instalación que está en condiciones de Media Tensión es la unión del transformador con el punto de conexión de la compañía eléctrica del lugar.

7.6.1 Línea Subterránea de Evacuación de la Energía

Solamente habrá una línea de media tensión de la instalación, y no es otra que la encargada de transportar la energía eléctrica elevada a 20 kV e inyectarla a la red eléctrica de distribución.

7.6.1.1 Propiedades de la Línea

Éstas serían las características de la línea de Media Tensión:

- Tensión nominal 20 kV (primario del transformador).
- Potencia de evacuación de 970 kW.
- Longitud de la línea de unos 120 metros, medida en el plano.
- Terna de cables unipolares de aluminio de 3(1x240 mm²) de sección. Aislamiento HEPRZ1 y modelo Nexans Aemsys o similar.

7.6.1.2 Señalización de Seguridad

La manera de indicar la ubicación de la línea de Media Tensión, se procede de igual manera que para el caso de Baja Tensión: se deberá colocar una cinta de señalización bicolor (amarilla y naranja) de polietileno, a medio camino entre el suelo y el cableado enterrado. Habrá protección mecánica mediante placa protectora de plástico (PVC).

7.6.1.3 Zanja

La zanja donde se ubicarán los conductores deberá cumplir con las medidas dispuestas en el reglamento electrotécnico. La profundidad mínima de la misma será de 1'2 metros y la anchura de 0'6 metros.

En cuanto a la morfología de la zanja, se actuará de forma parecida a las zanjas de Baja Tensión: se dispondrá un lecho de arena de 0'1 metros de espesor, sobre los que descansarán los conductores. Arriba de los mismos se vuelve a rellenar otra capa de arena de 0'15 metros. Por último, se instalará la placa protectora de PVC y la señalización de seguridad explicadas en el subapartado anterior.

7.6.1.4 Protecciones Eléctricas Diversas

El único elemento que se instalará como protección para el cableado, será un dispositivo seccionador de puesta a tierra en los extremos del mismo.

7.6.1.5 Cruzamientos y Paralelismos

No existen cruzamientos ni paralelismos con ningún elemento, por lo que no será necesario llevar a cabo ninguna actuación en ese aspecto.

7.6.2 Centro de Transformación y Reparto

El centro de transformación es el encargado de elevar la tensión a 20 kV antes de verter la energía a la red eléctrica. En los siguientes subapartados se detallan las condiciones técnicas y de diversa índole que acontecen al centro de transformación y reparto normalizado elegido.

7.6.2.1 Características

El centro de transformación elegido dispone de un transformador de 1.000 Kva y la relación de transformación es de 0'36/20 kV. Está ubicado en una caseta prefabricada de hormigón, y dispone de los siguientes elementos principales:

- Red de Tierras Interiores.
- Alumbrado Interior.
- Elementos de Seguridad.
- Cuadro de Baja Tensión.
- Transformador de Servicios Auxiliares de la Planta.
- Celdas de Media Tensión.
- Panel de control de Baja Tensión.

7.6.2.2 Aparamenta de Media Tensión

Las celdas seleccionadas son Merlin – Gerin de Schneider Electric, o similares, con las siguientes características:

- Aisladas por SF₆.
- Tensiones de hasta 24 kV.

- Intensidad nominal de 630 A.
- Intensidades de corta duración de hasta 25 kA.
- Interruptor – seccionador de tres posiciones para la conexión y desconexión de la línea de entrada y salida, además de la alimentación, con las siguientes características:
 - o Tensión asignada: 24 kV.
 - o Intensidad asignada: 630 A.
 - o Intensidad nominal de corta duración de 40 kA.
 - o Tensión nominal de corta duración de 50 kV (1 minuto).
 - o Tensión de choque admisible por impulso tipo rayo de 125 kV.

Los siguientes elementos conforman la instalación eléctrica del centro de transformación:

- Celda de Línea Merlin Gerin de interruptor – seccionador, gama SM6, model SIM 16 A, o similar.
- Celda de Protección Automática Merlin Gerin gama SM6, modelo SDM1DY16, o similar.
- Celda de protección ruptofusible Merlin Gerin gama SM6 modelo SQM16, o similar.
- Celda de medida Merlin Gerin con entrada y salida inferior por cable, gama SM6, modelo SGBC2C3316, o similar.
- Celda del Transformador: el transformador será trifásico, con el neutro accesible en Baja Tensión y refrigeración natural en baño de aceite. Las características eléctricas del mismo se adecúan a la Norma UNE 21428 y son las siguientes:
 - o Potencia Nominal : 1.000 kVA
 - o Tensión Nominal Primaria: 20 kV.
 - o Tensión Nominal Secundaria: 0'36 kV.
 - o Tensión de cortocircuito: 6 %.
 - o Conexión Dyn11.

7.6.2.3 Medida de Energía

Los elementos que conforman el medidor de energía eléctrica están ubicados dentro de un armario de medida de Media Tensión preparado para contadores, y son los siguientes:

- Contador de energía, tarificador de 4 hilos, x/5^a, x/110:V3 V.
- Regleta de verificación cableada hasta las bornas del contador.

7.6.2.4 Puesta a Tierra

- Tierra de Protección: Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación se unirán a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc, así como la armadura del edificio. No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

- Tierra de Servicio: Con objeto de evitar tensiones peligrosas en BT debido a faltas en la red de MT, el neutro del sistema de BT se conectará a una toma de tierra independiente del sistema de MT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se empleará un cable de cobre aislado.

7.6.2.5 Medidas de Seguridad

Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:

- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.
- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.
- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
- Los mandos de la aparatamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparatamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

8. SERVICIOS AUXILIARES

La instalación fotovoltaica no queda completa sin la adición de una serie de elementos y servicios auxiliares que permiten un correcto funcionamiento de la misma durante todo el año. En los siguientes subapartados se explica cada uno de estos servicios.

8.1 Sistema de Vigilancia

Se dotará de dos cámaras de vigilancia con infrarrojos que permitan la visibilidad nocturna a cada esquina de la planta fotovoltaica, de forma que quede vigilado el perímetro entero de la misma. En total, pues, habrá ocho cámaras.

El sistema de vigilancia estará permanentemente conectado también al grupo electrógeno de la planta.

La planta estará dotada también de un sistema de focos que permitan la iluminación durante las horas nocturnas. En concreto habrá dos focos de 400 W de potencia por cada esquina, habiendo un total de ocho focos.

8.2 Alimentación de la Planta

Mientras que durante las horas de producción de energía, los elementos auxiliares de la planta que consumen energía serán alimentados por las placas fotovoltaicas, durante las horas en las que no haya producción energética se consumirá energía eléctrica directamente de la red.

El transformador y el inversor seleccionados incorporan un transformador 360/400 V de 10 kVAs para los servicios auxiliares, con los cuadros eléctricos apropiados y las protecciones debidas (magnetotérmicos y protecciones generales).

Se dispondrá también de un grupo electrógeno, que contará con una potencia de 6 kVAs.

8.3 Sistema Pararrayos

Se dispondrá de un sistema pararrayos en puntos estratégicos de la planta que no ocasionen sombras ni perturben cualquier actividad. Además, todos ellos estarán unificados a una puesta a tierra que estará separada del resto de tierras de la instalación fotovoltaica.

Este sistema pararrayos es preciso instalarlo ya que una descarga de origen atmosférico puede llegar a ocasionar el deterioro del aislamiento de los circuitos eléctricos.

8.4 Sistema de Monitorización

La forma de obtener datos precisos del funcionamiento de todos los elementos de la planta es mediante un sistema que monitorice la actividad a todas horas. Se deberá disponer de información sobre el estado de los diferentes strings, inversor, estado de celdas, etc.

Se dispondrá además de una estación meteorológica conectada a dicho sistema de monitorización, que recogerá datos meteorológicos como la dirección e intensidad del viento o valores de irradiación, entre otros. Esta estación será del tipo Davis Vantage Pro2 Plus, o similar.

Pese a que la medida de la energía evacuada la llevará a cabo la empresa suministradora, se dispondrá de medidas privadas por parte de la propiedad.

9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Existirán dos líneas de mantenimiento diferentes, que serán el mantenimiento preventivo y el correctivo, de acuerdo al Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE ^[8]. El contrato de mantenimiento deberá incluir ambos.

9.1 Programa de Mantenimiento

Por un lado, el plan de mantenimiento preventivo conlleva operaciones tales como inspección visual, verificación de actuaciones y otras que deben permitir mantener dentro de los límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la planta fotovoltaica. Conlleva una visita semestral mínima por personal cualificado para la comprobación de protecciones eléctricas, estado de los módulos, estado de las conexiones, estado del inversor, estado de conductores, etc.

En cada una de esas visitas, se deberá realizar un informe técnico en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Por otro lado, el plan de mantenimiento correctivo conlleva la sustitución de todos los elementos dañados para asegurar que el sistema funciona correctamente durante toda su vida útil. Incluye la visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma, análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación, y los costes económicos del mantenimiento correctivo, que forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.

10. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA PLANTA

La normativa vigente en España que se debe aplicar para analizar los ingresos por generación de energía fotovoltaica queda enmarcada en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En él, se regula el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Las instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar se enmarcan dentro del grupo b.1. En concreto, aquellas que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica, entre las que se encuentra esta planta fotovoltaica, se enmarcan en el subgrupo b.1.1.

10.1 Cálculo del Performance Ratio de la Instalación

Para conocer la producción anual esperada en la planta fotovoltaica, se tiene en cuenta un parámetro conocido comúnmente como ‘Performance Ratio’ de la instalación. Este parámetro determina el rendimiento o eficiencia que tiene la planta, mediante una serie de factores reductores que dependen de condiciones del entorno y también de rendimientos propios de los elementos que constituyen la instalación.

En los siguientes subapartados se explicará la manera de obtener cada término implicado en el cálculo del Performance Ratio final. La forma de obtenerlos está explicada en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a Red del IDAE.

10.1.1 Pérdidas por Suciedad y Polvo, F_{POL}

Cualquier tipo de suciedad, como polvo o tierra, presente sobre la superficie de los módulos, ocasiona pérdidas en la obtención de energía. La prevención de esta suciedad mediante un correcto mantenimiento reduce las pérdidas de esta categoría.

Se suele aplicar un 1% de pérdidas en los meses de invierno y un 2% en los meses de verano, de media, dado que en verano el clima es más seco y esto hace que los paneles no se limpien de forma natural como puede ser en invierno gracias a la presencia de lluvias locales.

10.1.2 Pérdidas por Sombras, F_{SOM}

Tal y como se ha explicado en el apartado 3.8, se toma un 0’5% de pérdidas por sombras.

10.1.3 Pérdidas por Dispersión, F_{DISP}

Se deben a la inexactitud de los parámetros técnicos entre los módulos fotovoltaicos. Tal y como se observa en la hoja de características del módulo seleccionado, el fabricante asegura que no se supera un 3% de dispersión entre los datos otorgados y la realidad. Por lo tanto, se asume un porcentaje de pérdidas por este factor de 1’5%.

10.1.4 Pérdidas en el Cableado, F_{CAB}

En el apartado de cálculos se llega a un resultado de un 1% de pérdidas en la parte de corriente continua y de un 0’47 % en la parte de corriente alterna, debidas todas ellas a la caída de tensión entre los extremos de los conductores debidas a los efectos óhmicos. No obstante estas caídas de tensión se producen cuando circula la corriente máxima admisible, por lo que

en general pueden ser menores. Se asume, pues, un 0'5% de pérdidas en continua y un 0'24% en alterna.

10.1.5 Pérdidas en el Inversor, F_{INV}

El inversor tiene unas pequeñas pérdidas que se deben tener en cuenta en su parte de electrónica de potencia. La eficiencia máxima del inversor seleccionado según la hoja de catálogo del fabricante es del 98'6 %. Sin embargo, esta eficiencia se reduce cuando varía el régimen de carga del inversor, por lo que se asume que las pérdidas anuales medias en el inversor son de un 2%, ya que la eficiencia del inversor se mantiene constante y elevada para un rango muy amplio de potencias generadas como puede verse en la siguiente figura obtenida del catálogo del fabricante: ^[9]

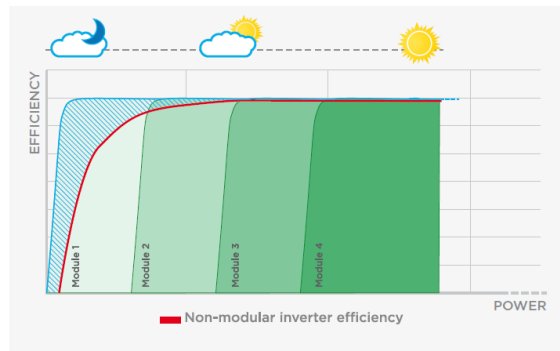


Figura 20: Variación de la eficiencia del Inversor en función de la Potencia. (Fuente: Hoja de características del inversor Freesun 0970H)

10.1.6 Pérdidas por Temperatura, F_{TEMP}

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos se ve fuertemente afectado por la temperatura a la que están operando las células fotovoltaicas. A medida que crece la temperatura, la eficiencia de las mismas se ve reducida paulatinamente.

La forma de obtener las pérdidas en cada mes es la siguiente:

$$F_{TEMP} = g\left(\frac{\%}{^{\circ}C}\right) \cdot (T_c(^{\circ}C) - 25^{\circ}C) \quad (5)$$

Donde g es el coeficiente de temperatura (variación de pérdidas en función de la temperatura) y según la hoja de características del módulo seleccionado vale 0'41%/°C, y T_c es la temperatura de la célula.

La fórmula que permite hallar la temperatura de la célula en función de la temperatura ambiente y de la irradiancia media es la siguiente:

$$T_{cél}(^{\circ}C) = T_{amb}(^{\circ}C) + G\left(\frac{W}{m^2}\right) \cdot \frac{TONC(44^{\circ}C)}{800\left(\frac{W}{m^2}\right)} \quad (6)$$

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

A partir de las dos fórmulas y de los datos de temperaturas medias de cada mes e irradiancias solares medias mensuales, se obtiene la siguiente tabla de resultados:

Mes	Tmedia(°C)	G media(W/m ²)	Tc media(°C)	F _{TEMP}
Enero	10,2	530	39,35	0,058
Febrero	11,2	566	42,33	0,071
Marzo	13,5	642	48,81	0,097
Abril	15,6	655	51,62	0,109
Mayo	18,7	670	55,55	0,125
Junio	22,9	687	60,68	0,146
Julio	25,7	715	65,02	0,164
Agosto	26	706	64,83	0,163
Septiembre	23,3	689	61,19	0,148
Octubre	18,9	619	52,94	0,114
Noviembre	14,7	522	43,41	0,075
Diciembre	11,5	487	38,285	0,054
Media	17,68	624	52	0,11

Tabla 1. Pérdidas en el Performance Ratio por Temperatura

Se tiene unas pérdidas medias del 11 % por temperatura.

10.1.7 Performance Ratio Global

Finalmente, se obtiene la siguiente tabla aplicando todos los coeficientes correctores:

Mes	F _{CAB,CC}	F _{CAB,CA}	F _{DISP}	F _{INV}	F _{TEMP}	F _{SOM}	F _{POL}	PR
Enero	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,94	0,995	0,99	0,89
Febrero	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,93	0,995	0,99	0,88
Marzo	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,9	0,995	0,99	0,85
Abril	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,89	0,995	0,98	0,83
Mayo	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,88	0,995	0,98	0,82
Junio	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,85	0,995	0,98	0,80
Julio	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,84	0,995	0,98	0,78
Agosto	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,84	0,995	0,98	0,78
Septiembre	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,85	0,995	0,98	0,80
Octubre	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,89	0,995	0,99	0,84
Noviembre	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,92	0,995	0,99	0,87
Diciembre	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,95	0,995	0,99	0,9
Promedio	0,995	0,9976	0,985	0,98	0,89	0,995	0,985	0,8366

Tabla 2. Performance Ratio Global

Tal y como puede observarse, el Performance Ratio de la planta fotovoltaica es de un 83'66%.

10.2 Cálculo de la Producción Anual Esperada

Para hallar la producción de energía eléctrica en la planta fotovoltaica, habrá que aplicar la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \cdot P_p \cdot PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día} \quad (7)$$

Donde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m² día).
- G_{CEM} : 1 kW/m².
- P_p : Potencia pico del generador, que es 1.097'1 kWp.
- PR : Performance Ratio, que en nuestro caso es 0'8366.

Mediante la citada fórmula se puede hallar la siguiente tabla:

Mes	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=34^\circ)$ [kWh/(m ² día)]	PR	kWp	E_p (kWh/día)
Enero	4,31	0,89	1097,1	4208,36
Febrero	5,04	0,88	1097,1	4865,85
Marzo	6,12	0,85	1097,1	5707,11
Abril	6,16	0,83	1097,1	5609,25
Mayo	6,65	0,82	1097,1	5982,48
Junio	7,07	0,8	1097,1	6205,19
Julio	7,27	0,78	1097,1	6221,21
Agosto	6,97	0,78	1097,1	5964,49
Septiembre	6,13	0,80	1097,1	5380,17
Octubre	5,5	0,84	1097,1	5068,6
Noviembre	4,45	0,87	1097,1	4247,42
Diciembre	3,93	0,9	1097,1	3880,44
Promedio	5,81	0,8366	1097,1	5332,61

Tabla 3. Producción energética mensual

La producción media diaria de energía es de 5.332'61 kWh, que multiplicada por los 365 días del año hacen una producción anual en la central fotovoltaica de 1.946'40 MWh/año.

10.3 Régimen Retributivo Específico

Según el nuevo marco regulatorio, las instalaciones de producción que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad, podrán estar sujetas a un régimen retributivo específico que podrá ser percibido adicionalmente a la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica.

De acuerdo a este marco regulatorio, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria una retribución específica adicionalmente a la retribución por la venta de energía valorada al precio de mercado. Ésta se compone de dos términos:

- Retribución a la inversión (RINV): retribución específica (según tipo de instalación) por unidad de potencia nominal instalada, para cubrir los costes de inversión que no puedan ser recuperados por la venta de energía.
- Retribución a la operación (Ro): retribución específica por unidad de energía producida por la instalación, para cubrir la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la venta de energía en el mercado de producción.

Sin embargo, esta retribución especial no puede ser percibida en el caso de este proyecto. Esto es debido a que, según las tablas del ANEXO 1 de la Orden ETU 130/2017, solamente

podrán percibir estas ayudas las instalaciones cuyo año de concesión de licencia definitiva para régimen especial sea igual o anterior al año 2008.

Además, el artículo 16 del Real Decreto 413/2014 establece que las retribuciones a la inversión solamente serán permitidas para compensar los costes de inversión que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria, mientras que por otro lado las retribuciones a la operación se calcularán de forma que, adicionadas a los ingresos de explotación por unidad de energía generada, iguallen a los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de la instalación, cosa que no pasará en esta planta.

Por lo tanto, en el caso de este proyecto, solamente se percibirán ingresos por la venta de electricidad a precio de mercado.

10.4 Análisis de la Viabilidad de la Planta

En el análisis de viabilidad económica que se realizará a continuación, intervienen los siguientes factores a tener en cuenta:

- Se diseñará un préstamo de cuotas constantes, que recibe el nombre de préstamo francés, para hacer frente a la inversión inicial que supone la planta fotovoltaica.
- La cantidad de energía neta que se puede vender a la red es la diferencia entre la producción de la planta en horas de funcionamiento y el consumo de energía de la misma durante todo el día. Se estima un consumo medio diario de la planta de 50 kWh, por lo que al final de cada año, se estima que se consumen en la planta 18.250 kWh.
- El precio de venta de la energía se obtiene del ANEXO V del Real Decreto 413/2014 en el que se hace una estimación de los precios del mercado de la energía eléctrica para los años 2017, 2018, 2019 y 2020 en adelante.
- El fabricante de los módulos fotovoltaicos garantiza un rendimiento mínimo de funcionamiento de los paneles de un 98 % para el primer año, mientras que a partir del segundo año el rendimiento garantizado va decreciendo a un ritmo del 0'75% cada año hasta alcanzar un rendimiento mínimo del 80 % transcurridos 25 años.
- El estudio de viabilidad se realiza por un periodo de 25 años, que es el estipulado. Sin embargo, las plantas fotovoltaicas pueden llegar a alargar su vida útil por encima de los 30 años.

10.4.1 Diseño del Plan de Financiación

Tal y como se ha explicado en el apartado anterior, se diseña un plan de préstamo francés que tiene las siguientes características:

- Presupuesto de inversión: 1.579.198'25 €.
- Porcentaje financiado: 50%.
- Capital financiado: 789.599'12 €.
- Tipo de interés (i): 4%.
- Plazo de amortización (n): 10 años.
- Cuota anual: 97.350'42 €. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Cuota\ Anual = \frac{Capital\ financiado \cdot i}{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^n} \quad (8)$$

El plan queda como sigue:

Año	Cuota Anual(€)	Amortización Capital(€)	Pago de Intereses (€)	Capital Vivo (€)
0	-	-	-	789.599,12
1	97.350,42	57.870,46	39.479,96	731.728,66
2	97.350,42	60.763,99	36.586,43	670.964,67
3	97.350,42	63.802,19	33.548,23	607.162,48
4	97.350,42	66.992,30	30.358,12	540.170,19
5	97.350,42	70.341,91	27.008,51	469.828,28
6	97.350,42	73.859,01	23.491,41	395.969,27
7	97.350,42	77.551,96	19.798,46	318.417,31
8	97.350,42	81.429,55	15.920,87	236.987,76
9	97.350,42	85.501,03	11.849,39	151.486,73
10	97.350,42	89.776,08	7.574,34	0

Tabla 4. Préstamo Francés

10.4.2 Amortizaciones

Se tiene en cuenta para las amortizaciones un periodo de 10 años. Por lo tanto, los datos de las amortizaciones serían los siguientes:

- Coste de la Inversión: 1.579.198'25 €.
- Periodo de amortización: 10 años.
- Amortización anual: 157.919'82 €.

10.4.3 Tabla de Resultados con Tarifa en Base a Legislación Actual

La tabla que se muestra a continuación es lo que se conoce como un análisis o balance contable, en el que se tienen en cuenta los gastos en los que se incurre y se restan de los beneficios por la venta de electricidad. Se estima una tasa de crecimiento (aumento anual de la producción) de un 4 %, mientras que la variación interanual de los gastos de la planta se estima en un 2%.

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

CONCEPTO		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Ingresos	Energía exportada (MWh)	1.889,22	1.874,62	1.860,03	1.845,43	1.830,83	1.816,23	1.801,63	1.787,04	1.772,44
	Venta (€/MWh)	42,84	41,54	41,87	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
	Total (€)	80.934,27	80.986,76	84.234,24	107.944,49	111.374,23	114.905,64	118.541,37	122.284,11	126.136,60
Costes de funcionamiento (€)		23.224,00	23.688,48	24.162,25	24.645,49	25.138,40	25.641,17	26.154,00	26.677,08	27.210,62
Balance Operativo Bruto (€)		57.710,27	57.298,28	60.071,99	83.298,99	86.235,83	89.264,47	92.387,38	95.607,03	98.925,98
Amortización (€)		157.919,82	157.919,82	157.919,82	157.919,82	157.919,82	157.919,82	157.919,82	157.919,82	157.919,82
Balance Operativo Neto (€)		-100.209,55	-100.621,54	-97.847,83	-74.620,83	-71.683,99	-68.655,35	-65.532,44	-62.312,79	-58.993,84
Gasto por préstamo (€)		39.479,96	36.586,43	33.548,23	30.358,12	27.008,51	23.491,41	19.798,46	15.920,87	11.849,39
Balance Anual antes de Impuestos		-139.689,51	-137.207,97	-131.396,06	-104.978,95	-98.692,50	-92.146,76	-85.330,90	-78.233,66	-70.843,23
Impuesto de Sociedades (10%)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Balance Anual tras Impuestos (€)		-139.689,51	-137.207,97	-131.396,06	-104.978,95	-98.692,50	-92.146,76	-85.330,90	-78.233,66	-70.843,23

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.757,84	1.743,24	1.728,64	1.714,05	1.699,45	1.684,85	1.670,25	1.655,65	1.641,06	1.626,46	1.611,86
52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
130.101,63	134.182,05	138.380,74	142.700,63	147.144,70	151.715,98	156.417,53	161.252,46	166.223,92	171.335,08	176.589,19
27.754,83	28.309,93	28.876,12	29.453,65	30.042,72	30.643,57	31.256,45	31.881,58	32.519,21	33.169,59	33.832,98
102.346,80	105.872,12	109.504,61	113.246,98	117.101,98	121.072,41	125.161,09	129.370,89	133.704,71	138.165,49	142.756,20
157.919,82										
-55.573,02	105.872,12	109.504,61	113.246,98	117.101,98	121.072,41	125.161,09	129.370,89	133.704,71	138.165,49	142.756,20
7.574,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
-63.147,36	105.872,12	109.504,61	113.246,98	117.101,98	121.072,41	125.161,09	129.370,89	133.704,71	138.165,49	142.756,20
0,00	10.587,21	10.950,46	11.324,70	11.710,20	12.107,24	12.516,11	12.937,09	13.370,47	13.816,55	14.275,62
-63.147,36	95.284,91	98.554,15	101.922,28	105.391,79	108.965,17	112.644,98	116.433,80	120.334,24	124.348,94	128.480,58

Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
1.597,26	1.582,66	1.568,07	1.553,47	1.538,87
52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
181.989,48	187.539,26	193.241,83	199.100,55	205.118,78
34.509,64	35.199,84	35.903,83	36.621,91	37.354,35
147.479,84	152.339,42	157.338,00	162.478,64	167.764,43
147.479,84	152.339,42	157.338,00	162.478,64	167.764,43
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
147.479,84	152.339,42	157.338,00	162.478,64	167.764,43
14.747,98	15.233,94	15.733,80	16.247,86	16.776,44
132.731,86	137.105,48	141.604,20	146.230,78	150.987,99

Tabla 5. Estudio Contable de la Inversión

Tal y como se observa, no se reportan beneficios hasta el año 11, en el que deja de tener efecto la amortización de la instalación fotovoltaica. A partir del año 11, además, ya no se incurre en el gasto financiero por el préstamo percibido.

10.4.4 Rentabilidad de la Planta Fotovoltaica

Para finalizar este estudio de viabilidad económica se han analizado los diferentes parámetros que permiten deducir objetivamente la viabilidad de la planta fotovoltaica. Estos parámetros son los siguientes:

- Flujos de caja anuales: Ingresos de la planta menos los gastos en los que se incurre (gasto financiero por préstamo, impuestos y gastos de operación).
- Valor Actual Neto (VAN): Actualización anual de los cobros y pagos de un proyecto o inversión. A la hora de calcular el Valor Actual Neto, se tiene en cuenta un tipo de interés determinado. En el caso de este estudio, se
- Tasa Interna de Retorno: Tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión.
- Variación anual del valor del dinero: se estima en un 3'5 %.

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

AÑO	BALANCE ANUAL TRAS IMPUESTOS	AMORTIZACIÓN	BALANCE TRAS IMPUESTOS + AMORTIZACIÓN	AMORTIZACIÓN PRÉSTAMO	FLUJO DE CAJA
AÑO 0					-789599,13
AÑO 1	-139689,51	157919,82	18230,31	57870,46	-39640,15
AÑO 2	-137207,97	157919,82	20711,85	60763,99	-40052,14
AÑO 3	-131396,06	157919,82	26523,76	63802,19	-37278,43
AÑO 4	-104978,95	157919,82	52940,87	66992,3	-14051,43
AÑO 5	-98692,5	157919,82	59227,32	70341,91	-11114,59
AÑO 6	-92146,76	157919,82	65773,06	73859,01	-8085,95
AÑO 7	-85330,9	157919,82	72588,92	77551,96	-4963,04
AÑO 8	-78233,66	157919,82	79686,16	81429,55	-1743,39
AÑO 9	-70843,23	157919,82	87076,59	85501,03	1575,56
AÑO 10	-63147,36	157919,82	94772,46	89776,08	4996,38
AÑO 11	95284,91		95284,91		95284,91
AÑO 12	98554,15		98554,15		98554,15
AÑO 13	101922,28		101922,28		101922,28
AÑO 14	105391,79		105391,79		105391,79
AÑO 15	108965,17		108965,17		108965,17
AÑO 16	112644,98		112644,98		112644,98
AÑO 17	116433,8		116433,8		116433,8
AÑO 18	120334,24		120334,24		120334,24
AÑO 19	124348,94		124348,94		124348,94
AÑO 20	128480,58		128480,58		128480,58
AÑO 21	132731,86		132731,86		132731,86
AÑO 22	137105,48		137105,48		137105,48
AÑO 23	141604,2		141604,2		141604,2
AÑO 24	146230,78		146230,78		146230,78
AÑO 25	150987,99		150987,99		150987,99

Tabla 6. Análisis de viabilidad económica

Conociendo el flujo de caja y el 3'5 % de variación, se tiene un VAN pasados los 25 años de 42.954'96 €, calculado mediante Excel. Esto significa que en principio el proyecto sí que sería rentable asumiendo los valores que se han tomado. La tasa interna de retorno (TIR) es de un 3'77 %. Esto significa que si la tasa de descuento aumenta por encima de dicho valor, el proyecto comenzará a ser inviable en ese momento.

Las conclusiones que se pueden extraer del este análisis de viabilidad económica son muy reveladoras, pues según los resultados obtenidos, se estaría hablando de paridad tarifaria, pues los beneficios son muy reducidos a la larga.

Hay que tener en cuenta, no obstante, que la previsión del precio de venta de la energía en el futuro puede sufrir variaciones importantes, en función de las futuras políticas que se tomen en el ámbito de las energías renovables. En principio, los resultados obtenidos son los más realistas, pues el precio de la energía se ha obtenido de la previsión que ha realizado el gobierno en este aspecto.

11. REFERENCIAS

[1]. Boletín Oficial del Estado. Fecha de consulta: 05/2017. Enlace web: <https://www.boe.es/doue/2009/140/L00016-00062.pdf>

[2]. Ecotopía. Fecha de consulta: 05/2017. Enlace web: <http://www.ecotopia.com/apollo2/knapp/pvepbtslides.pdf>

- [3]. Público. Fecha de consulta: 04/2017. Enlace web: <http://blogs.publico.es/econonuestra/2016/04/01/evolucion-y-perspectivas-para-la-energia-solar-fotovoltaica/>
- [4]. Gesternova. Fecha de consulta: 05/2017. Enlace web: <http://blog.gesternova.com/como-funciona-el-pool-electrico-incluso-lo-vas-a-entender/>
- [5]. Universidad de Jaén. Fecha de consulta: 04/2017. Enlace web: <https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/>
- [6]. PVGIS. Fecha de consulta: 05/2017. Enlace web: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [7]. Universidad Castilla-La Mancha. Fecha de consulta: 05/2017. Enlace web: http://www.info-ab.uclm.es/labelec/solar/solar_fotovoltaica/fig3.3.bmp
- [8]. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red IDAE. Fecha de consulta: 05/2017. Enlace web: <http://www.idae.es>
- [9]. Catálogo comercial del Inversor Freesun 0970_H de Power Electronics. Fecha de consulta: 05/2017.
- [10]. Catálogo de cables y accesorios de Media Tensión Prysmian. Fecha de consulta: 04/2017.

ANEXO I: CÁLCULOS

1. CÁLCULO DE LAS SERIES Y DEL NÚMERO TOTAL DE MÓDULOS

1.1 Cálculo del Número de Módulos a colocar en Serie.

Para determinar el número de módulos a instalar en cada serie, en primer lugar, se ha de conocer el rango de tensión de entrada al inversor. Dado que lo que determina el valor de tensión que se entrega al inversor es el número de módulos en serie, se ha de calcular el número máximo y mínimo de módulos que se puede colocar en cada serie para cumplir con el rango de entrada al inversor conocido.

Al mismo tiempo, se ha de cumplir que la máxima tensión admisible por el inversor no es rebasada en ningún momento. Por lo tanto, la suma de todas las tensiones de circuito abierto de los módulos de una serie no será superior a esa máxima tensión admisible.

Dado que la tensión entregada por un módulo fotovoltaico aumenta cuando disminuye la temperatura, se comprueba que esa tensión máxima admisible no es rebasada cuando hay condiciones de temperatura mínima esperada.

Para hallar las temperaturas máxima y mínima a la que podrían llegar a operar las células, se puede optar por lo siguiente:

- La temperatura mínima que supondremos que pueda llegar a alcanzar la célula puede equipararse a la temperatura mínima histórica en Crevillent (y es una estimación con un buen margen de seguridad, dado que esa temperatura se alcanzaría cuando no hay luz solar incidiendo sobre las placas, y estas estarían inoperativas).
- La temperatura máxima se asume en 75 °C, dado que el valor de temperatura máximo estándar utilizado en el PVSYST es de 70 °C y se pretende operar con un cierto margen de seguridad.

De los datos meteorológicos de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)₁, la temperatura mínima registrada en Alicante (no se encuentran datos de Crevillent) desde que se tienen registros es de -4'6 °C.

Una vez obtenidas las temperaturas mínima y máxima a la que las células se pueden ver sometidas, se procede a calcular las tensiones máximas y mínimas que un módulo puede entregar.

$$V_{\text{máx_módulo}} = V_{oc}^* + \Delta V_{oc}^+ \quad (9)$$

$$\Delta V_{oc}^+ = \Delta T \cdot \beta \cdot V_{oc}^* \quad (10)$$

$$V_{\text{mín_módulo}} = V_{mpp}^* + \Delta V_{mpp}^- \quad (11)$$

$$\Delta V_{mpp}^- = \Delta T \cdot \beta \cdot V_{mpp}^* \quad (12)$$

Siendo:

- $V_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo,oc}$: Tensi3n máxima que entregará el m3dulo en circuito abierto (V).
- $V_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo,mpp}$: Tensi3n máxima que entregará el m3dulo en el punto de máxima potencia (V). Se dará para la mínima temperatura de funcionamiento de las células fotovoltaicas. Su valor siempre será inferior al parámetro descrito anteriormente.
- $V_{m\acute{i}n,m\acute{o}dulo,mpp}$: Tensi3n mínima que entregará el m3dulo en su punto de máxima potencia (V). Se dará para la máxima temperatura de funcionamiento de las células fotovoltaicas.
- ΔV_{oc}^+ : Máximo incremento de la tensi3n de circuito abierto, producido al disminuir la temperatura de las células fotovoltaicas (V).
- ΔV_{mpp}^+ : Máximo incremento de la tensi3n en el punto de máxima potencia, producido al disminuir la temperatura de las células fotovoltaicas (V).
- ΔV_{mpp}^- : Máximo decremento de la tensi3n en el punto de máxima potencia, producido al aumentar la temperatura de las células fotovoltaicas (V).
- V_{oc}^* : Tensi3n de circuito abierto en condiciones estándar de medida (V).
- V_{mpp}^* : Tensi3n al funcionar en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida (V).
- ΔT : Incremento de temperatura con respecto a las condiciones estándar de medida (C).
- β : Coeficiente de temperatura de la tensi3n (%/C).

Se procede a obtener la tensi3n máxima que alcanzar cada serie, buscando que est por debajo de la tensi3n máxima que soporta el inversor. Para ello se calcularán los parámetros citados con anterioridad y para la temperatura de -4'6 C ya mencionada:

$$\Delta V_{oc}^+ = \Delta T \cdot \beta \cdot V_{oc}^* = (-4'6 - 25) \cdot (-0'0032) \cdot 38'4 = 3'637V \quad (10)$$

De tal forma que:

$$V_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo,oc} = V_{oc}^* + \Delta V_{oc}^+ = 38'4 + 3'637 = 42'037V \quad (9)$$

Mientras que a la hora de cuantificar la tensi3n de entrada al inversor, ésta vendrá definida por la tensi3n entorno al punto de máxima potencia, para las temperaturas máxima y mínima convenidas.

En general, sucede que:

$$\Delta V = \Delta T \cdot \beta \cdot V \quad (13)$$

Y en particular se definen las variaciones de tensión en el punto de máxima potencia y en función de la temperatura como:

$$\Delta V_{mmp}^+(temperatura_mínima_de_la_célula) = \Delta T_{min} \cdot \beta \cdot V_{mpp}^* \quad (14)$$

$$\Delta V_{mmp}^-(temperatura_máxima_de_la_célula) = \Delta T_{max} \cdot \beta \cdot V_{mpp}^* \quad (15)$$

Dando los siguientes resultados:

$$\Delta V_{mmp}^+(-4'6^{\circ}C) = \Delta T_{min} \cdot \beta \cdot V_{mpp}^* = (-4'6 - 25) \cdot (-0'0032) \cdot 31 = 2'936V \quad (14)$$

$$\Delta V_{mmp}^-(75^{\circ}C) = \Delta T_{max} \cdot \beta \cdot V_{mpp}^* = (75 - 25) \cdot (-0'0032) \cdot 31 = -4'96V \quad (15)$$

De tal forma que:

$$V_{máx_módulo,mpp}(-4'6^{\circ}C) = V_{mpp}^* + \Delta V_{mmp}^+(-4'6^{\circ}C) = 31 + 2'936 = 33'936V \quad (9)$$

$$V_{mín_módulo,mpp}(75^{\circ}C) = V_{mpp}^* + \Delta V_{mmp}^-(75^{\circ}C) = 31 + (-4'96) = 26'04V \quad (11)$$

Llegados a este punto, se ha de elegir el inversor para nuestra instalación en función de las necesidades de potencia de la central (recuérdese que es una instalación de 1MW de potencia). En general, suele elegirse un inversor cuya potencia sea un 10-20% menor a la potencia máxima suministrada por los módulos. Esto se debe a que es muy difícil que los módulos estén operando en su punto de máxima potencia, por diversas razones (inclinación y suciedad de los módulos, época del año, condiciones ambientales y meteorológicas...). Si, en condiciones excepcionales, la potencia suministrable en la red fuera superior a la máxima admitida por el inversor, este último se auto protegerá bajando dicha potencia al valor nominal (o de sobrecarga durante un tiempo limitado).

Tras observar diferentes modelos de inversores de la marca Power Electronics, se opta por elegir un inversor cuya potencia máxima de salida en alterna es de 970 kW. El modelo es el FREESUN HE 0970_H, cuyas características eléctricas más relevantes son las siguientes:

INVERSOR	HE 0970_H
Tensión máxima de entrada en MPP	820 V
Tensión mínima de entrada en MPP	565 V
Máxima tensión en DC	1.000 V
Corriente máxima en DC	1.750 A
Potencia	970 kW

Tabla 7. Parámetros del inversor

Con respecto a la tensión máxima que soportan los elementos del inversor, se debe cumplir la siguiente inecuación:

$$N^{\circ} \text{ módulos} \cdot V_{\text{máx_módulos}}(-4'6^{\circ}C) \leq 1.000V \quad (16)$$

Con lo que:

$$N^{\circ} \text{ módulos} \leq \frac{1.000}{42'037} = 23'78 \text{ módulos} \quad (16)$$

En relación a la tensión máxima de entrada en MMP se debe cumplir:

$$N^{\circ} \text{ módulos} \cdot V_{\text{máx_módulo,mpp}}(-4'6^{\circ}C) \leq 820V \quad (17)$$

Con lo que:

$$N^{\circ} \text{ módulos} \leq \frac{820}{33'936} = 24'16 \text{ módulos} \quad (17)$$

Y en relación a la tensión mínima de entrada en MMP se debe cumplir:

$$N^{\circ} \text{ módulos} \cdot V_{\text{mín_módulo,mpp}}(75^{\circ}C) \geq 565V \quad (18)$$

Con lo que:

$$N^{\circ} \text{ módulos} \geq \frac{565}{26'04} = 21'69 \text{ módulos} \quad (18)$$

Todos estos resultados determinan que el número de módulos debe ser mayor que 21'69 y menor que 23'78. Así pues, la solución escogida será colocar 23 módulos por cada serie, ya que siempre se debe escoger la solución que permita poner el mayor número de paneles en serie posible: esto implica que habrá menores pérdidas de potencia en la distribución ya que de esta manera se obtienen tensiones mayores.

Para una mayor compactación de la disposición de los paneles y un mayor aprovechamiento de la disponibilidad de espacio, se dispondrán los paneles fotovoltaicos sobre una estructura soporte de tal manera que se coloquen verticalmente (aprovechando su anchura menor a su altura) y en grupos de dos, uno encima del otro. Se dejará un margen entre placas superiores e inferiores de 10 mm.

1.2 Cálculo del Número de Series a Colocar en Paralelo.

El número de series a colocar en paralelo es el que determina la corriente total que le llega al inversor, y como ésta corriente no puede exceder la corriente máxima admisible de entrada (que en el caso del inversor seleccionado, es de 1.750 A), éste parámetro de diseño nos permitirá calcular el número máximo de series que se podrán colocar en paralelo. Veremos también si con ese número de series en paralelo se puede llegar a la potencia requerida de 1 MW de la central fotovoltaica, o si se sobrepasa esta marca, en cuyo caso no hará falta colocar tantas series de paneles fotovoltaicos.

Se ha supuesto la situación más desfavorable, que será aquella en la que todas las series entregan al inversor la corriente de cortocircuito. Se cumple la expresión siguiente:

$$N_{paralelo} \leq \frac{\text{Corriente_máxima_DC}}{I_{sc}(75^{\circ}C)} \quad (19)$$

Donde $I_{sc}(75^{\circ}C)$ es la corriente de cortocircuito a 75 °C, que es la corriente de cortocircuito más alta que puede circular por una serie, y ha sido calculada de manera análoga a las tensiones de máxima potencia:

$$I_{sc}(75^{\circ}C) = I_{sc}^* + \Delta T \cdot \alpha \cdot I_{sc}^* \quad (20)$$

Siendo:

- I_{sc}^* : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida (A):
- ΔT : Incremento de temperatura con respecto a las condiciones estándar de medida (°C).
- α : Coeficiente de temperatura de la corriente (%/°C).

$$I_{sc}(75^{\circ}C) = 9'1 + (75 - 25) \cdot 0'00053 \cdot 9'1 = 9'34 \text{ A} \quad (20)$$

$$N_{paralelo} \leq \frac{1.750}{9'34} = 187'36 \text{ series} \quad (19)$$

El número de ramas en paralelo no será superior al máximo posible de 187'36 series. En un principio, habría que elegir un número de módulos fotovoltaicos preciso para satisfacer los 1.000 kW de potencia de la central. Sin embargo, se quiere aprovechar al máximo la capacidad que tiene el inversor, y también se quiere aprovechar la amplia disponibilidad de espacio en el terreno escogido para este proyecto, por lo que se sobredimensionará en un factor de 1'1 la potencia total a instalar de módulos fotovoltaicos.

Dicho esto, se procederá a obtener el número total de módulos que entregarían potencia al inversor y, posteriormente, dividirlo entre el número de módulos en serie presentes en una rama.

$$N_{total_módulos} = \frac{P_{central}}{P_{módulo}} = \frac{1'1 \cdot 1.000.000}{265} = 4.150'94 \text{ módulos} \quad (21)$$

Como,

$$N_{Total} = N_{Serie} \cdot N_{Paralelo} \quad (22)$$

Entonces:

$$N_{Paralelo} = \frac{N_{Total}}{N_{Serie}} = \frac{4.150'94}{23} = 180'47 \text{ series} \quad (22)$$

Siendo:

- N_{Total} : El número total de módulos que suministran potencia al inversor.
- $P_{central}$: Potencia nominal de la central (W).
- $P_{módulo}$: Potencia pico del módulo fotovoltaico (Wp).

Tras observar los resultados, se decide finalmente a elegir 180 series de 23 módulos fotovoltaicos. Esto hará un total de 4.140 módulos fotovoltaicos a instalar, con una potencia pico de 1.097'1 kWp.

2. CABLEADO Y PROTECCIONES EN LA PARTE DE BAJA TENSION

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) es el que rige el diseño de la instalación eléctrica de baja tensión. De ahora en adelante, en este apartado los cálculos realizados y los resultados obtenidos estarán amparados en este reglamento.

La ITC BT 40 establece que los cables de conexión en las instalaciones generadoras conectadas a red deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución no será superior al 1'5 % para la intensidad nominal. Se asume que este punto de interconexión está a la entrada del transformador, puesto que a la salida ya hay condiciones de Media Tensión. Además, la caída de tensión porcentual en la parte de Media Tensión es siempre inapreciable. Esto se tendrá en cuenta en los siguientes capítulos.

2.1 Finales de Series

Los criterios que rigen la elección de los cables son los criterios de máxima caída de tensión y máxima intensidad admisible.

Los finales de series son los cables que se instalarán entre el final de cada una de las 180 series que forman la instalación fotovoltaica y los cuadros de protección tipo I. Las placas que forman parte de una misma serie estarán interconectadas mediante los cables que proporciona el fabricante de las mismas placas.

Se comienza por el criterio de máxima intensidad admisible. Como este cable estará instalado al aire, se acude a la tabla 12 de la ITC BT 07; dado que la corriente máxima que puede circular por este cable es la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico elegido (puesto que están en serie todos ellos) y este valor es de 9'1 Amperios, para cable de cobre con tipo de aislamiento de XLPE de sección nominal de 6 mm² seguramente se cumplirá esta instrucción técnica, pues la intensidad máxima admisible en servicio permanente para cables a temperatura ambiente de 40°C es de 46 A.

Habría que aplicar los dos factores de corrección:

- Temperatura ambiente distinta de 40°C: teniendo en cuenta los datos de AEMET, la temperatura máxima jamás registrada en Alicante es de 41'4 °C, por lo que se asume un valor de $F = 0'986$ según la tabla 13 de la ITC BT 07.
- Agrupación de cables unipolares instalados al aire: en los casos más desfavorables, hay 18 cables juntos, por lo que se asume como tres bandejas perforadas con 3 circuitos trifásicos. La tabla 14 de la ITC BT 07 asigna un valor de 0'8.

Teniendo en cuenta estos valores, la intensidad máxima admisible corregida para cable de cobre de 6 mm² de sección nominal es: $I = 46 \cdot 0'986 \cdot 0'8 = 36'28 \text{ A}$.

Tanto el valor de I_{sc} de los paneles como el de I_{mpp} son muy inferiores a esa intensidad máxima, incluso mayorando estas intensidades por el factor 1'25 tal y como establece la ITC BT 40, por lo que está justificada la elección de ese grosor de cable de cobre.

Para aplicar el criterio de máxima caída de tensión, el objetivo en esta parte de la instalación es que haya una caída de tensión menor del 0'5 % en todos los casos. En las siguientes tablas, se recogen los valores de las caídas de tensión en cada cable. La distribución de las placas fotovoltaicas está reflejada en los planos, y ésta se ha hecho dividiendo el conjunto de series en dos mitades: en la zona Oeste, se dispone de 6 agrupaciones de 18 series totalmente idénticas todas ellas, mientras que en la zona Este se dispone de 6 agrupaciones de 12 series iguales. Todo ello permite que solamente haya que elaborar dos tablas, pues las longitudes de los cables van a ser las mismas en cada agrupación de 18 series en el sector Oeste y en cada agrupación de 12 series en el sector Este.

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

La longitud de cada línea se ha obtenido directamente del plano de distribución de los paneles en la parcela, además se han añadido 5 metros extra a cada longitud hallada, como criterio de seguridad.

Para calcular las caídas de tensión, se aplica la siguiente expresión:

$$CdT(\%) = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{U \cdot S} \cdot 100 \quad (23)$$

Donde:

- CdT: Caída de tensión en tanto por ciento.
- ρ : Resistividad del cable: 0'018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para el cobre.
- L : longitud de la línea (m).
- I : Intensidad que recorre el final de serie (A). Escogemos el valor de $I_{\text{mpp}}=8'55$ A que aparece en la hoja de características del módulo fotovoltaico.
- U : Tensión de la serie (V). Se calcula multiplicando la tensión de máxima potencia del módulo U_{mp} por los 23 módulos en serie: $31 \times 23 = 713$ V.
- S : Sección del cable (mm^2).

Las caídas de tensión en los cables de las agrupaciones de paneles del sector Oeste y el sector Este se detallan a continuación:

SECTOR OESTE	LONGITUD CABLE (m)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
Serie 1	33'21	0'2389
Serie 2	22'18	0'159
Serie 3	12'1	0'087
Serie 4	10'82	0'077
Serie 5	24	0'172
Serie 6	35	0'252
Serie 7	28	0'201
Serie 8	17	0'122
Serie 9	8'57	0'062
Serie 10	10	0'072
Serie 11	20'55	0'147
Serie 12	31'55	0'227
Serie 13	34'19	0'246
Serie 14	23'25	0'167
Serie 15	16'44	0'118
Serie 16	17'72	0'127
Serie 17	28'50	0'205
Serie 18	39'49	0'2841

Tabla 8. Longitudes y caídas de tensión sector Oeste

SECTOR ESTE	LONGITUD CABLE (m)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
Serie 1	25	0'179
Serie 2	11'19	0'08
Serie 3	12'56	0'09
Serie 4	23'39	0'168
Serie 5	16'59	0'119
Serie 6	7'41	0'053
Serie 7	9	0'064
Serie 8	19'63	0'141
Serie 9	22'9	0'164
Serie 10	15'39	0'110
Serie 11	16'81	0'121
Serie 12	27'65	0'198

Tabla 9. Longitudes y caídas de tensión sector Este

Como se puede observar, todos los porcentajes obtenidos están por debajo del 0'5 %.

1.3 Acometida del Cuadro de Agrupamiento Tipo I al Inversor

Se intentará que se cumpla una caída de tensión máxima menor al 0'75 % en los conductores de las acometidas que unen los cuadros tipo I con el inversor. Las longitudes se obtienen de la distribución en planta escogida, añadiendo 5 metros a cada resultado obtenido.

El conductor escogido es de aluminio, y la sección mínima según el criterio de caída de tensión se obtiene de la siguiente expresión:

$$S(mm^2) = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{U \cdot CdT(\%)} \cdot 100 \quad (24)$$

Donde:

- L = longitud de la línea (m).
- I = Intensidad del conductor (A).
- ρ = Resistividad del conductor de aluminio (0'03 Ω mm²/m).
- U = Tensión en el origen (V).
- CdT = Caída de tensión máxima (0'75%).

La tensión al inicio del cable es la tensión que llega al cuadro tipo I, que se asume la misma que la tensión en el final de cada serie (se desprecia la caída de tensión en los finales de serie, antes se ha visto que estas caídas de tensión eran relativamente pequeñas).

$$U = 31 \times 23 = 713 \text{ V} \quad (25)$$

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

Existen dos tipos de agrupaciones: las agrupaciones de 12 series en el sector Este y las agrupaciones de 18 series en el sector Oeste. Las intensidades que circularán por cada uno de los dos tipos son las siguientes:

- Agrupación de 12 series: $I = 8'55 \times 12 = 102'6 \text{ A}$ (26)
- Agrupación de 18 series: $I = 8'55 \times 18 = 153'9 \text{ A}$ (27)

Una vez obtenida la sección mínima mediante la expresión anterior para cada agrupación de series, se procede a seleccionar la sección normalizada mayor más cercana según la tabla 4 de la ITC BT 07. Finalmente, con la sección normalizada elegida para cada acometida, se puede hallar la caída de tensión en porcentaje, análogamente al apartado anterior. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Agrupación	Nº Series	Tensión (V)	Intensidad (A)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	CdT (%)
E1	12	713	102'6	161'65	240	0'58
E2	12	713	102'6	140'97	185	0'66
E3	12	713	102'6	120'29	150	0'69
E4	12	713	102'6	99'67	120	0'72
E5	12	713	102'6	78'93	95	0'72
E6	12	713	102'6	58'25	70/95	0'72/0'53
O1	18	713	153'9	163'86	300	0'71
O2	18	713	153'9	142'36	300	0'61
O3	18	713	153'9	120'91	240	0'65
O4	18	713	153'9	99'44	185	0'70
O5	18	713	153'9	77'97	150/185	0'67/0'54
O6	18	713	153'9	56'49	120/185	0'61/0'39

Tabla 10. Caída de tensión acometidas cajas de agrupamiento a Inversor

*En rojo los valores corregidos por efectuar más adelante el criterio de máxima intensidad admisible

A continuación se debe comprobar que se cumple el criterio térmico de intensidad máxima admisible en todos los conductores. Solamente será necesario comprobar la sección de mayor densidad de corriente, que será la de sección mínima (70 mm² en el sector Este y 120 mm² en el sector Oeste).

Acudiendo a la tabla 4 de la ITC BT 07, para un conductor de aluminio en instalación enterrada con tipo de aislamiento XLPE, la intensidad máxima admisible en servicio permanente no puede exceder, para la sección de 70 mm², de 220 Amperios. Para el caso de dos cables unipolares (como el nuestro), la intensidad máxima admisible se debe multiplicar por el factor 1'225, quedando así una intensidad de 269'5 Amperios.

Ahora solamente queda corregir esta intensidad por los cuatro siguientes factores de corrección:

- Agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares: se utiliza un par de cables unipolares para cada circuito, y dado que las zanjas albergarán también el cable de comunicaciones y el de alimentación de las cajas de agrupamiento y monitorización, habrá un máximo de hasta 8 conductores en una misma zanja. El factor de corrección es de 0'53 según la tabla 8 de la ITC BT 07.
- Profundidades de instalación: el factor es 1 ya que la profundidad será de 0'7 metros en toda la instalación.
- Temperatura el terreno distinta de 25 °C: se asume una temperatura del terreno máxima de 40 °C del lado de la seguridad, por lo que según la tabla 6, el factor de corrección F es de 0'88.
- Resistividad térmica del terreno distinta de 1K.m/W: se asume que el valor es ese mismo, por lo que el factor de corrección es unitario.

Así pues, la intensidad admisible es:

$$269'5 \times 0'53 \times 1 \times 0'88 \times 1 = 125'69 \text{ A} \quad (28)$$

Como la Intensidad máxima que circulará por el conductor de 70 mm² es la intensidad de cortocircuito de los módulos multiplicada por el número de series, quedará: $12 \times 9'1 = 109'2$ A, y mayorada por el factor 1'25 queda con un valor de 136'5 A, que es mayor que la intensidad máxima admisible. Se concluye con que esta sección de conductor es inadecuada, pasando a elegir una sección de 95 mm².

Procediendo igual que antes, se obtiene una intensidad admisible de 148'54 A, que ahora sí es mayor que el valor de la intensidad máxima que se alcanzará en el cable mayorada de 136'5 A. Por lo tanto solamente habría que aumentar la sección del cable de 70 mm² y establecer una nueva sección de 95 mm².

Solamente queda comprobar si los conductores del sector Oeste cumplen con el criterio de máxima intensidad admisible, dado que la intensidad que circula por ellos es diferente a la intensidad que circula por los conductores del sector Este. La sección mínima de estos conductores mostrada en la tabla anterior es de 120 mm². Acudiendo a la tabla 4, la intensidad máxima admisible para este grosor de cable es de 295 Amperios.

Se procede análogamente como se ha hecho antes, e incorporando los mismos factores de corrección, se obtiene finalmente una intensidad máxima admisible para el sector Oeste de 168'54 Amperios, que es menor que la intensidad máxima mayorada por 1'25 que circulará por estos cables de $18 \times 9'1 \text{ A} \times 1'25 = 204'75$ Amperios. Por lo tanto, hay que cambiar la sección y aumentarla.

Con el siguiente valor normalizado de 150 mm² y procediendo análogamente, se obtiene una intensidad máxima admisible de 188'54 Amperios, la cual sigue siendo menor que la intensidad mayorada por 1'25 de 204'75 Amperios. Hay que aumentar de nuevo la sección de los conductores que tienen 150 mm².

Con el siguiente valor normalizado de 185 mm², se obtiene una intensidad máxima admisible (después de aplicar los mismos coeficientes correctores) de 214'25 A, que ahora sí es mayor que la intensidad máxima mayorada de 204'75 A. Por lo tanto, hay que

cambiar todos los cables que tienen una sección menor de 185 mm² y aplicarles esa misma sección a todos ellos en el sector Oeste.

1.4 Línea del Inversor al Transformador

El transformador y los inversores se encuentran en recintos separados 1 metro, por lo que se puede asumir con margen de seguridad que la línea que los une no será mayor de unos 7 metros. Se tienen 8 cables unipolares de aluminio que constituyen cada fase, de sección 300 mm² y aislamiento 0'6/1 kV. A la salida del inversor se tiene una U= 360 V, y una S=970 kVA, según hoja de características del mismo.

En primer lugar, se comenzará por calcular la caída de tensión en los mismos. Empleando la expresión siguiente:

$$CdT(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot 0'03 \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{U \cdot s} \cdot 100 \quad (29)$$

Donde:

- Resistividad del conductor de aluminio: 0'03Ωmm²/m.
- L : longitud del conductor (7 metros).
- I : Intensidad hallada de la siguiente manera:
-

$$I_{fase} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{970 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 0'36 \text{ kV}} = 1.555'63 \text{ A} \quad (30)$$

- $\cos\phi = 0'9$ según hoja de características del inversor (en la situación más desfavorable, punto en el que se entrega máxima corriente, el factor de potencia sería éste).
- $U = 360 \text{ V}$.
- $s = 300 \text{ mm}^2$.

Se obtiene una caída de tensión porcentual del 0'47 %. La suma de las caídas de tensión porcentuales mayores obtenidas en los dos apartados anteriores (0'28 y 0'72 %) añadidas a este porcentaje, arrojan un valor de 1'47% que es menor que el 1'5 % máximo. Se cumple el criterio de caída de tensión entre los generadores y la entrada al transformador.

Solamente queda por verificar que se cumple el criterio térmico de máxima intensidad admisible para la sección escogida de 8x300 mm². Se utilizará XLPE como tipo de aislamiento.

Como datos están la sección del conductor de Aluminio de 300 mm² e instalación enterrada (se asumen 40 °C de temperatura del terreno en el caso más desfavorable). Según se observa en la tabla 4 de la ITC BT 07, la intensidad máxima admisible para esta sección y tipo de aislamiento XLPE es de 485 A. Los coeficientes correctores a aplicar serían los siguientes:

- Temperatura del terreno distinta a 25 °C: se asume como caso más desfavorable una temperatura de 40 °C, por lo que el coeficiente de corrección es de 0'88.

- Se considera cada grupo de tres conductores como un circuito, por lo que se consideran 8 ternas con una separación entre ellas de 0'1 metros. El factor de corrección por agrupamiento será, pues, de 0'58, según la tabla 8 de la ITC BT 07.
- Profundidad: se asume que la profundidad no excede de 0'7 metros, por lo que no hay que aplicar factor de corrección.

Por tanto, aplicando los factores explicados, la intensidad admisible por conductor queda así:

$$I_{conductor} = 485 \cdot 0'88 \cdot 0'58 = 247'54 \text{ A} \quad (31)$$

Como se tienen 8 conductores por fase, la intensidad admisible por fase sería:

$$I_{admisible} = 247'54 \cdot 8 = 1980'32 \text{ A} > 1.555'63 \text{ A} \quad (32)$$

Por tanto, se cumple el criterio térmico con la sección escogida.

1.5 Cálculo de Protecciones

1.5.1 Fusibles en los Cuadros Tipo I

En cada final de serie, la corriente de cortocircuito será la misma que la del módulo fotovoltaico, de 9'1 A. Dado que la corriente máxima admisible de los conductores seleccionados en esta parte es de 46 A, soportarán sin ningún problema las corrientes de cortocircuito. Además, también son capaces de resistir la corriente máxima admisible tabulada en la normativa, mayorada en un coeficiente de 1'45.

Sin embargo, la normativa dice que habría que colocar un fusible en la rama positiva de cada final de serie. Habitualmente se suele montar un fusible en cada rama, tanto en la positiva como en la negativa, y así es como se hará.

Las condiciones que se deben cumplir para la selección del fusible son las siguientes:

$$- I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (33)$$

$$- I_2 \leq 1'45 \cdot I_Z \quad (34)$$

$$- I_2 = 1'6 \cdot I_n \quad (35)$$

Donde I_B es la intensidad de diseño del circuito, I_N es la intensidad nominal del fusible, I_Z es la intensidad máxima admisible del cable del circuito, e I_2 es la intensidad convencional de funcionamiento del dispositivo de protección.

Se toma $I_B = I_{cc} = 9'1 \text{ A}$, de manera que:

$$9'1 \leq I_N \leq 46 \quad (33)$$

$$1'6 \cdot I_N \leq 1'45 \cdot 46 \rightarrow I_N \leq 41'68A \quad (34) \quad (35)$$

Por tanto, se escoge un fusible de 16 A de intensidad nominal.

1.5.2 Protección de Líneas Previas al Inversor

Para la selección de los fusibles en esta parte de la instalación, se debe tener en cuenta que la intensidad máxima que puede circular por las acometidas será la suma de las corrientes de cortocircuito de todas las series de cada agrupación. Para hallar los fusibles en cada caso, se procede igual que en el apartado previo. En las tablas siguientes se muestran los resultados obtenidos para cada agrupación del sector Este y Oeste:

Agrupación	E1	E2	E3	E4	E5	E6
$I_z(A)$, Al+XLPE	430	375	330	295	260	260
$I_b=I_{cc}(A)$	109'2	109'2	109'2	109'2	109'2	109'2
$(1'45/1'6) \times I_z(A)$	389'7	339'8	299'06	267'3	235'62	235'62
I_n fusible(A)	160	160	160	160	160	160

Tabla 11. Dimensionado Fusibles sector Este

Agrupación	O1	O2	O3	O4	O5	O6
$I_z(A)$, Al+XLPE	485	485	430	375	375	375
$I_b=I_{cc}(A)$	163'8	163'8	163'8	163'8	163'8	163'8
$(1'45/1'6) \times I_z(A)$	439'5	439'5	389'7	339'8	339'8	339'8
I_n (A)	200	200	200	200	200	200

Tabla 12. Dimensionado Fusibles sector Oeste

1.5.3 Tierras de Baja Tensión

La ITC BT 18 rige las condiciones de las puestas a tierra. En la tabla 2 se indica la relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Dado que la sección de los conductores es 6 mm^2 en los finales de serie, se toma una sección para el conductor de protección del mismo tamaño, según la tabla 2. Será, por tanto, conductor aislado de 6 mm^2 Cu 0'6/1 kV.

El conductor de tierra será de cobre desnudo y 35 mm^2 , según el apartado 3.2 de la ITC18.

Se elige electrodos de 2 metros de longitud tipo picas de cobre. Para determinar el número de picas para una correcta instalación de puesta a tierra, se comienza por asignar un valor de resistividad del terreno de $150 \Omega\text{m}$ y para hallar la resistencia de tierra de una pica, hay que aplicar la siguiente fórmula:

$$R_t = \frac{\rho}{L} = \frac{150}{2} = 75\Omega \quad (36)$$

Se estima que la corriente de defecto máxima es la corriente de cortocircuito que circula por cada serie de módulos, que es de 9'1 A. Teniendo en cuenta que la tensión máxima de contacto se debe limitar a 24 V según ITC 18, la resistencia a tierra máxima admisible es:

$$R_A \leq \frac{U_L}{I_d} = \frac{24}{9'1} = 2'63\Omega \quad (37)$$

Teniendo en cuenta la configuración de picas y conductor de tierra, la siguiente expresión nos permite hallar el número de picas a instalar:

$$\begin{aligned} 0'5 \cdot L_{cond_{tierra}} + L_{picas} &\geq \frac{\rho}{R_t} \rightarrow 0'5 \cdot L_{cond_{tierra}} + n_{picas} \cdot 2 \geq \frac{150}{2'63} \rightarrow \\ \rightarrow n_p &\geq 28'51 - 0'25 \cdot L_{cond_{tierra}} \quad (38) \end{aligned}$$

Si $L_{cond_{tierra}}$ fuese de 114 metros, no haría falta ninguna pica. Dado que la longitud es mayor, se concluye con que no hace falta instalar ninguna puesta a tierra de picas. Sin embargo, como el valor de resistividad del terreno puede ser diferente, se opta por instalar 4 picas. El valor de la resistencia de tierra será el siguiente (teniendo en cuenta que la longitud del conductor de tierra tendrá unos 200 metros):

$$R_t = \frac{\rho}{0'5 \cdot L_C + L_P} = \frac{150}{0'5 \cdot 200 + 4 \cdot 2} = 1'388\Omega \quad (39)$$

Continuando ya en la parte de corriente alterna a la salida del inversor, sin puesta a tierra la tensión de contacto U_c es igual a la tensión de fase U_f y vale 360 V. Para conocer el valor de la corriente de defecto se aplicaría la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{U_{fase}}{R_{total}} = \frac{U_{fase}}{R_{neutro} + R_{fallo} + R_{línea} + (R_{tierra} // (R_{humano} + R_{suelo}))} \quad (40)$$

R_{fallo} y $R_{línea}$ son despreciables frente a las demás, y R_{tierra} es mucho menor que la suma de $R_{humano} + R_{suelo}$, por lo que:

$$I_{d,m\acute{a}x} = \frac{U_{fase}}{R_{neutro} + R_{tierra}} = \frac{360/\sqrt{3}}{1500 + 1'388} = 0'138A \quad (40)$$

$$U_{d,m\acute{a}x} = I_{d,m\acute{a}x} \cdot R_{tierra} = 0'138 \cdot 1'388 = 0'191V \quad (41)$$

No aparecen, según el resultado obtenido, tensiones de contacto mayores de 24 V.

2. CÁLCULOS EN LA PARTE DE MEDIA TENSIÓN

2.1 Intensidad de Media Tensión (Primario del Transformador)

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (42)$$

Donde:

- S : potencia del transformador (kVA).
- U_p : tensión primaria (kV).
- I_p : intensidad primaria (A).

En nuestro caso, la tensión primaria es de 20 kV y la potencia del transformador es de 1.000 kVA, resultando una intensidad primaria de 28'86 A.

La elección del cable se hace en base a la intensidad máxima admisible en régimen permanente, la caída de tensión y la intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado. De acuerdo al catálogo del fabricante, se elige una terna de cables de aluminio unipolares, con una sección de 240 mm², aislamiento HEPR e irán enterrados a profundidad de 1'2 metros. La intensidad máxima admisible por estos cables es de 365 A.

Según catálogo, la resistencia del cable es de 0'170 Ω /km y la reactancia es 0'103 Ω /km.

2.2 Caída de Tensión en la Línea de Evacuación

La caída de tensión se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\phi + X \cdot \text{sen}\phi) \quad (43)$$

Donde:

- ΔU : caída de tensión (V).
- I : corriente (A).
- L : longitud de línea (0'12 km).
- R : resistencia del conductor (Ω /km).
- X : reactancia del conductor (Ω /km).
- Se considera factor de potencia 0'9 ($\cos\phi = 0'9$, $\text{sen}\phi = 0'436$).

Por lo que se tiene una caída de tensión de 1'187 Voltios. En porcentaje esto se asimila a:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = 0'006\% \quad (44)$$

Este valor es despreciable, como suele ocurrir en general cuando se trata de media o alta tensión.

2.3 Comprobación del Cable de Media Tensión frente a Cortocircuitos.

Se debe comprobar que el cable aguantará sin dañarse la corriente de cortocircuito que pueda aparecer en él. Para calcular esta corriente, en primer lugar se asume para este proyecto que la máxima potencia de la red de distribución será de 350 MVA (el dato lo proporciona la compañía distribuidora). Partiendo de este dato, obtenemos la corriente de cortocircuito de la siguiente manera:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 10'10kA \quad (45)$$

Se debe cumplir que la extinción del fallo no conlleve un tiempo mayor de 0'5 segundos. Para saber la intensidad máxima que soporta el cable de 240 mm² durante un tiempo de 0'5 segundos, se acude al gráfico del fabricante (Prysmian), que podemos observar a continuación, en el que a la izquierda aparecen las secciones de cable, a la derecha la intensidad en kA, y abajo aparece el tiempo de duración en segundos: ^[10]

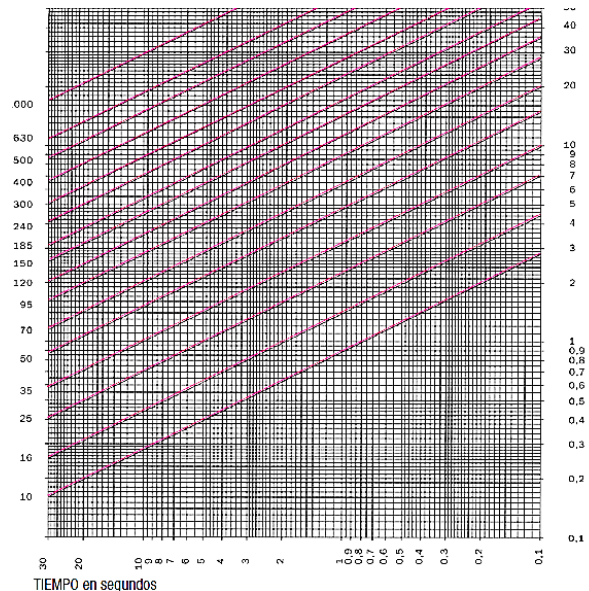


Figura 21: Gráfica intensidad admisible/tiempo para el cable de 240 mm² de Prysmian. (Fuente: Catálogo Prysmian)

Como se puede observar, la corriente de cortocircuito que soportaría el cable durante medio segundo es de unos 30 kA, que es mayor a la corriente hallada anteriormente de 10'10 kA, por lo que el cable está bien elegido para soportar corrientes de cortocircuito.

2.4 Intensidad en Baja Tensión (Secundario del Transformador)

En un transformador trifásico la intensidad en el secundario viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_s} \quad (46)$$

En nuestro caso, la potencia del transformador es de 1.000 kVA y la tensión secundaria es de 0'36 kV, por lo que la intensidad en el secundario es de 1603'75 A.

2.5 Cálculos Mecánicos Línea Media Tensión

La reglamentación obliga a realizar los cálculos mecánicos. Sin embargo, no se produce ninguna situación que haga necesario este cálculo (cruzamientos, paralelismos, ni ninguna otra situación).

2.6 Intensidades de Cortocircuito

2.6.1 Cortocircuito en el Lado de Media Tensión

Ya se ha calculado el valor de la intensidad de cortocircuito en el lado de media tensión en el apartado 3.3 previo.

2.6.2 Cortocircuito en el Lado de Baja Tensión

Para los cortocircuitos en el devanado secundario se considerará que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica del transformador MT/BT, siendo por ello un caso conservador con respecto a las condiciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = 100 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s} \quad (47)$$

Donde:

- S : potencia del transformador (kVA).
- E_{cc} : tensión de cortocircuito del transformador (%).
- U_s : tensión en el secundario (V).
- I_{ccs} : corriente de cortocircuito (kA).

En el transformador la potencia disponible es de 1.000 kVA, la tensión porcentual de cortocircuito del 6 % y la tensión secundaria en vacío es de 360 V, por lo que la corriente de cortocircuito en el secundario queda con un valor de 26'73 kA.

2.7 Dimensionado del Embarrado

Las celdas se someterán a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no será necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de las celdas. En lo referente al embarrado:

2.7.1 Comprobación por Densidad de Corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor utilizado es capaz de soportar la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima admisible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, lo cual, con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle.

2.7.2 Comprobación por Solicitación Electrodinámica

La intensidad dinámica de cortocircuito se estima en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 1.3.3, resultando:

$$I_{cc(din)} = 10'10kA \cdot 2'5 = 25'25kA \quad (48)$$

El ensayo de las celdas de este proyecto garantiza una resistencia electrodinámica de 40 kA, por lo que se cumple el requerimiento a raíz del resultado obtenido.

2.7.3 Comprobación por Solicitación Térmica

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la armadura por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es 10'10 kA, y el ensayo de estas celdas garantiza una resistencia térmica de 16 kA durante 1 segundo, por lo que se cumple este requerimiento.

2.8 Protecciones contra Sobrecargas y Cortocircuitos

El transformador quedará protegido tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúa la celda de protección del transformador, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

En la parte de MT, no es necesario instalar fusibles. Esto es debido a que se utiliza un disyuntor en atmósfera de hexafluoruro de azufre como interruptor de protección. Las corrientes de cortocircuito que puedan producirse, serán atajadas por este elemento de protección.

En la parte de BT, la salida de cada transformador se protegerá mediante un interruptor automático (IA), del cual la intensidad nominal y poder de corte serán al menos iguales a la intensidad nominal e intensidad máxima de cortocircuito ya calculadas de la parte de BT en los apartados anteriores.

2.9 Ventilación del Centro de Transformación

Al ser el centro de transformación una caseta prefabricada de hormigón, se entiende que posee el sistema de ventilación óptimo y que no es necesario diseñarlo ni hacer los cálculos pertinentes.

2.10 Cálculo de las Instalaciones de Puesta a Tierra

2.10.1 Características del Suelo

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores. Se estima la resistividad media en 150 Ωm .

2.10.2 Determinación de las Corrientes Máximas de Puesta a Tierra y del Tiempo Máximo de Eliminación del Defecto

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son los siguientes:

- Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.
- Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

Los valores de la impedancia de la puesta a tierra del neutro se asume que son 30 Ω para la reactancia y 0 Ω para la resistencia. La intensidad máxima de defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_{d,m\acute{a}x} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n)^2 + (X_n)^2}} \quad (49)$$

Donde:

- U_n : tensión de servicio (V).
- R_n : resistencia de puesta a tierra del neutro (Ω).
- X_n : reactancia de puesta a tierra del neutro (Ω).
- $I_{d,m\acute{a}x}$: intensidad máxima (A).

La intensidad máxima en este caso será de 384'9 A.

2.10.3 Diseño Preliminar de la Instalación de Tierra

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que está de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

2.10.3.1 Diseño de la Puesta a Tierra del Centro de Transformación

Datos de partida:

- Tensión de servicio (compuesta): 20 kV.
- Resistencia del neutro: 0 Ω .
- Reactancia del neutro: 30 Ω .
- Intensidad de arranque protección: 100 A.
- Tiempo de despeje: 0'5 segundos.
- Aislamiento de las instalaciones de Baja Tensión V_{bt} : 8.000V.
- Resistencia de tierra: $R_o=150 \Omega$ m.

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto, vienen dados por:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt} \quad (50)$$

$$I_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} \quad (50)$$

Donde:

- I_d : intensidad de falta a tierra (A)
- R_t : resistencia total de puesta a tierra (Ω).
- V_{bt} : tensión de aislamiento en baja tensión (V).
- U_n : tensión de servicio.
- R_n : resistencia de puesta a tierra del neutro (Ω).
- X_n : reactancia de puesta a tierra del neutro (Ω).

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

- $I_d = 320$ A.
- $R_t = 20 \Omega$.

Se selecciona un electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumpla el requisito de tener

una K_r inferior o igual a la calculada para este caso. El valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo es:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} \quad (51)$$

Donde:

- K_r : coeficiente del electrodo.
- R_t : resistencia total de puesta a tierra (Ω).
- R_o : resistividad del terreno (Ωm).

Para este caso particular, y según los valores ya indicados:

$$K_r \leq 0'133 \quad (52)$$

Una configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 70-25/5/42.
- Geometría del sistema: Anillo rectangular.
- Perímetro de la red: 7 x 2'5 m.
- Sección del conductor: 50 mm².
- Diámetro picas: 14 mm.
- Profundidad del electrodo horizontal: 0'5 m.
- Número de picas: 4.
- Longitud de las picas: 2 metros.

Los parámetros característicos del electrodo son los siguientes:

- De la resistencia: $K_r = 0'084$.
- De la tensión de paso: $K_p = 0'0186$.
- De la tensión de contacto: $K_c = 0'0409$.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R'_t = K_r \cdot R_o \quad (51)$$

Donde:

- K_r : coeficiente del electrodo.
- R_o : resistividad del terreno (Ωm).
- R'_t : resistencia total de puesta a tierra (Ω).

Por lo que para el centro de transformación:

$$R'_t = 12'6 \Omega \quad (51)$$

Y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula de cálculo, quedará:

$$I'_d = 354'87A \quad (50)$$

2.10.3.2 Diseño de la Puesta a Tierra de Servicio

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectos por un diferencial de 650 mA. Para ello, la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ω .

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

- Identificación: 5/22 (según método UNESA).
- Separación entre picas: 3 metros.
- Longitud picas: 2 metros.
- Sección del conductor: 50 mm².
- Diámetro picas: 14 mm.
- Número de picas: 2.
- K_r : 0'201.
- K_c : 0'0392.

$$R_{t,servicio} = K_r \cdot R_o = 0'201 \cdot 150 = 30'15 < 37\Omega. \quad (51)$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0'6/1kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos.

2.10.4 Medidas de Seguridad Adicionales para Evitar Tensiones de Contacto

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adoptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del edificio no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.
- En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

2.10.5 Corrección y Ajuste del Diseño Inicial

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

ANEXO II : ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

1. IMPACTO AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN Y SU OPERACIÓN.

El impacto ambiental de las instalaciones y elementos que constituyen, en conjunto, los huertos solares, se puede considerar prácticamente nulo. Fundamentalmente esto se debe a que el único recurso que se utiliza para la obtención de energía es el sol, una fuente de energía inagotable y totalmente limpia. Sin embargo, conviene detallar punto por punto los diferentes criterios sobre los que se basa esta clasificación:

- Emisiones de gases a la atmósfera: como se ha comentado, el proceso de funcionamiento de las centrales solares fotovoltaicas garantiza la nula emisión de gases a la atmósfera.
- Impacto sobre el ecosistema, la flora y la fauna: En ese aspecto, el único impacto que debe considerarse en este proyecto es la necesidad de ubicar el huerto solar en un terreno rústico, que puede llevar consigo el despoblamiento de vegetación y árboles, acción necesaria para comenzar los trabajos de instalación de los elementos de la central fotovoltaica. No obstante, se ha escogido un terreno totalmente desprovisto de presencia de vegetación, por lo que se concluye en que el impacto sobre el ecosistema es inexistente.
- Ruidos: la actividad de la planta no genera ningún tipo de ruido.
- Generación de residuos: la operación de la planta es tal que no genera ningún tipo de residuo, pues la única fuente de energía es el sol. Además, no existen vertidos al sistema de saneamiento.
- Residuos radiactivos: no se genera ningún tipo de residuo radiactivo.

El único impacto que habría que valorar en esta instalación es el impacto visual que puede generar en el entorno en el que ésta se ubique. Dado que se encuentra en suelo rústico, estará enmarcada en un espacio natural. Sin embargo, hay que tener en cuenta los siguientes tres factores:

- El tamaño de la planta es reducido, por lo que el impacto visual puede considerarse como mínimo.
- La localización de la planta se ha escogido de tal forma que no intercede en ningún espacio que esté bajo protección por parte de los organismos competentes, ni está situada en ningún parque natural ni ninguna zona bajo protección por su relevancia arquitectónica, cultural, ni de ningún otro tipo. Tampoco está enmarcada dentro de la red de espacios naturales protegidos denominada Red Natura 2000.
- La parcela que se ha escogido en este proyecto está ubicada en un emplazamiento de escaso valor paisajístico.

La generación de electricidad mediante esta tecnología permite, además, prescindir de tener que utilizar otras fuentes de energía que sí son contaminantes para el medio ambiente. Para generar la misma cantidad de energía mediante otros procesos que sí son contaminantes, se vertería a la atmósfera grandes cantidades de gases contaminantes, como consecuencia de procesos como la combustión. Entre ellos, los gases de efecto invernadero y los gases tóxicos.

Dentro de los gases de efecto invernadero, cabría destacar el favorecimiento de la reducción de emisiones de CO₂. Se estaría facilitando el cumplimiento de diversos compromisos de muchos países, como lo es el protocolo de Kyoto, instalando esta planta fotovoltaica.

2. IMPACTO AMBIENTAL DURANTE EL PROCESO DE FABRICACIÓN.

El único impacto referido a emisiones gaseosas a la atmósfera o vertidos al sistema de saneamiento, tiene lugar en el proceso de fabricación de los componentes de la central: electrónica del inversor, cableado, soporte de los módulos, y módulos fotovoltaicos. Ya en el ámbito de estos últimos, principales residuos que se producen en esta actividad son: disoluciones de metales, aceites, disolventes orgánicos restos de los dopantes y los envases de las materias primas que han contenido todos esos productos.

Habría que tener en cuenta en ese aspecto lo dispuesto en la ley vigente, que se encuentra en el Real Decreto 833/1988. En este documento se explica la forma de actuar con los residuos de este tipo, que se resume en dos acciones: el almacenamiento de los residuos generados, en primera instancia, y la posterior retirada de los mismos por las empresas gestoras de residuos. Esto es así ya que estos residuos no pueden verterse al sistema de saneamiento.

Además, existen otros residuos que se generan en el proceso de fabricación. Estos son los ácidos y los álcalis que se emplean en los procesos de limpieza. Sin embargo, el tratamiento de estos residuos es muy diferente a los anteriores: se eliminan a través del sistema de saneamiento. Todo ello está regulado por la Ley 10/1993 de 26 de octubre. Esta ley se encarga de limitar las concentraciones máximas de contaminantes que sería posible verter. Del mismo modo también se limita la temperatura y el pH de los residuos.

3. IMPACTO AMBIENTAL EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA

El impacto ambiental en la fase de construcción se podría dividir en dos partes: el impacto generado en la preparación del terreno antes de instalar los módulos fotovoltaicos, y el impacto en el momento de la colocación de los soportes, los propios módulos, el inversor, y la fabricación del centro de transformación.

Dentro de las actividades llevadas a cabo en la preparación del terreno, estarían: el desbroce y la limpieza del terreno, la nivelación y compactación del mismo, el hormigonado de los pilotes, y la apertura de fosos y zanjas. Los únicos impactos producidos por estas actividades, estarían relacionados con el levantamiento de polvo en suspensión o los gases de escape que podrían emanar de la maquinaria utilizada.

Sin embargo, prevenir estos impactos se consigue de manera muy fácil y poco costosa: se ha de tratar de cumplir con un correcto mantenimiento de la maquinaria a utilizar y un uso correcto de la misma, por un lado, y por otro lado, para evitar el exceso de levantamiento de mucho polvo en suspensión, se puede recurrir a la humectación del terreno.

Los posibles impactos que se generan en el momento de la colocación de los soportes, los módulos y el inversor únicamente serían los envases de los mismos, que deberían ser retirados

después de su colocación. Por último, en la fabricación del centro de transformación se incurriría también en un reducido impacto.

4. DESMANTELAMIENTO DE LA CENTRAL TRAS ACABAR SU VIDA ÚTIL

Tras haber concluido el periodo de actividad de la central fotovoltaica, el cual en general suele ser mayor de unos 25 años, se procede a la retirada de los elementos que la componen para dejar el terreno tal y como estaba antes de llevar a cabo el proyecto. Se explica en los siguientes puntos el procedimiento que debe realizarse con cada elemento:

- Módulos fotovoltaicos: Están hechos de silicio, aluminio, materiales poliméricos y cristal:
 - o El silicio está implantado en las células fotovoltaicas, las cuales pueden ser reutilizadas, aunque bajo un rendimiento sensiblemente inferior. Otra opción sería reprocesar el silicio por fundición, en aras de su utilidad posterior en otra aplicación.
 - o El aluminio se utiliza, entre otras cosas, para el marco de los módulos fotovoltaicos. El tratamiento del mismo puede ser simplemente reutilizarlo para otras aplicaciones o gestionarlo mediante una empresa certificada.
 - o Los materiales poliméricos y el cristal son tratados posteriormente en una planta de reciclaje.
- Estructura soporte de aluminio: este elemento, fabricado íntegramente de aluminio, puede ser gestionado de la misma forma que se ha explicado para los marcos de los módulos fotovoltaicos: mediante una empresa certificada para ello.
- Pilotes de hormigón: estos restos deberán ser tratados conforme a lo que establece la legislación vigente, en concreto el Real Decreto 105/2008 que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición (RCD). Se separará la armadura metálica del hormigón y ésta se llevará a una planta de tratamiento de residuos no peligrosos. Por otro lado, el hormigón deberá ser llevado a una planta de reciclaje de RCD.
- Cableado: las partes poliméricas se llevarán a una planta de reciclaje, mientras que los conductores de aluminio y cobre serán gestionados como chatarra. En caso de que se encontrasen en buen estado, pueden ser reprocesados por fundición.
- Inversor: su retirada la debe realizar una empresa especializada, ya que sus componentes electrónicos son muy útiles y deben ser reprocesados.
- Centro de Transformación: se debe gestionar mediante una empresa especializada. Esto es debido a que los centros de transformación, a diferencia de los demás elementos explicados con anterioridad, sí que contienen elementos contaminantes, entre los que se encuentran el SF₆ de las celdas de Media Tensión y el aceite del transformador.

En definitiva, las actividades de desmantelamiento de la central tienen muy poco o nulo impacto ambiental. Además, la mayoría de todos sus elementos pueden ser reutilizados o reciclados.

ANEXO III: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. OBJETO DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD

El Estudio de Seguridad y Salud se elabora en cumplimiento del Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, que establece las previsiones y medidas a tomar durante la duración de estas obras, en cuanto a identificación y prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales.

Su objeto es dar las directrices básicas a la empresa constructora para observar sus obligaciones en materia de prevención de riesgos profesionales bajo el control y supervisión del Coordinador de Seguridad y Salud de la obra.

2. OBLIGACIONES

Para facilitar la coordinación en materia de seguridad y definir las medidas propias de seguridad a adoptar se enuncian a continuación una serie de normas de obligado cumplimiento durante la ejecución de la obra:

- El contratista deberá tener a todo su personal dado de alta en la Seguridad Social. Deberá presentar los documentos que lo justifiquen antes de que el trabajador acceda a la obra.
- Todo el personal de la obra deberá llevar una identificación personal donde figurará su nombre y el nombre de la empresa a la que está directamente adscrito. Esta identificación será facilitada por el constructor y deberá llevarse en lugar visible.
- La empresa constructora presentará un acta de la reunión de seguridad a la que haya asistido el trabajador, con la firma de éste.
- Se fijará una reunión semanal como mínimo entre los responsables de seguridad de todos y cada uno de los contratistas.
- Todas las empresas dispondrán en la obra de una copia de su Plan de Seguridad y Salud, aprobado por la Coordinación de Seguridad, y de todos sus documentos anexos, como Manuales o Normas específicas de cada empresa.
- También dispondrán del Plan de Emergencia con el contenido mínimo indicado en el Pliego de Condiciones de este Estudio de Seguridad.

3. CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA

3.1 Descripción de la Obra

Instalación sobre suelo de una planta solar que comprende:

- Preparación del terreno donde se ubicará.
- Instalación de paneles solares, instalación de inversor de potencia, instalación de armarios eléctricos sobre zapatas en suelo, instalación de casetas del inversor y

transformador, instalación de líneas de baja tensión y media tensión enterradas interconectando los distintos elementos de la instalación, instalación de la puesta a tierra, instalación de elementos de teledioda y realización de pruebas de funcionamiento y rendimiento.

3.2 Situación de la Obra

La instalación se realizará en emplazamiento señalado en proyecto.

3.3 Presupuesto y Plazo de Ejecución

El Presupuesto de Ejecución Material de las obras que han sido proyectadas se estima en la cantidad de (ver apartado mediciones y presupuesto).

La duración estimada de las obras de 5 meses.

3.4 Interferencias y Servicios Afectados

Antes del inicio de cualquier trabajo en la zona de la obra será necesario, por parte de la Empresa Adjudicataria, contrastar la veracidad de la información reflejada en los planos con el objeto de conocer y detectar los servicios afectados por la obra, y no indicados en los planos de proyecto (agua, gas, oxígeno, AT y BT, telefonía, alcantarillado,... etc.), para estar prevenidos ante cualquier eventualidad.

3.5 Unidades Constructivas que Componen la Obra

Las unidades constructivas que componen la obra son las siguientes:

- Obra Civil: excavaciones, movimientos de tierra, etc.
- Montaje de equipos: movimiento de cargas, instalaciones mecánicas, instalación eléctrica.
- Movimiento de cargas
- Instalaciones mecánicas: equipos y canalizaciones
- Instalación eléctrica

4. DEFINICIÓN DE LOS RIESGOS: MEDIDAS DE PROTECCIÓN Y PREVENCIÓN

4.1 Obra Civil

4.1.1 Descripción de los Trabajos

Estos trabajos comprenden las siguientes actividades:

- Excavación de tierras para situar los distintos elementos
- Se incluye el relleno con hormigón para asentar las instalaciones

4.1.2 Riesgos más Frecuentes

Durante la realización de excavaciones y relleno se corren los siguientes riesgos:

- Atropellos y colisiones originadas por la maquinaria.
- Vuelcos y deslizamientos de las máquinas.
- Erosiones, contusiones en manipulación de tubos, chapas, placas, armaduras, escombros y otros materiales de desecho.

- Caídas en zanjas y pozos.
- Heridas y cortes.

4.1.3 Normas básicas de seguridad

Durante los trabajos de obra civil deberán tenerse en cuenta las siguientes normas de seguridad:

- Uso obligatorio de elementos de protección personal.
- Las maniobras de la maquinaria estarán dirigidas por persona distinta al conductor.
- Se comprobará el estado general de las herramientas manuales para evitar golpes y cortes.
- Las paredes de la excavación se controlarán cuidadosamente después de lluvias, heladas, desprendimientos o cuando se interrumpa el trabajo más de un día, por cualquier circunstancia.
- Los pozos de cimentación estarán correctamente señalizados y protegidos, para evitar caídas del personal a su interior.
- Se cumplirá la prohibición de presencia del personal en la proximidad de las máquinas durante su trabajo.
- Al realizar trabajos en zanjas, la distancia mínima entre los trabajadores será de 1,00 metro, permaneciendo un operario vigilante para trabajos a profundidad mayor de 1,80 m.
- Todas las excavaciones con más de 2,00 m de profundidad deben quedar balizadas por la noche, para evitar riesgo de caída en ellas.

4.1.4 Protecciones personales

Los trabajadores deberán ir protegidos con:

- Casco de seguridad homologado.
- Mascarillas respiración antipolvo.
- Guantes y botas de seguridad con suela antideslizante.
- Mono de trabajo y en su caso trajes de agua y botas.
- Empleo del cinturón de seguridad, por parte del conductor de la maquinaria, si ésta va dotada de cabina antivuelco.
- El operario que trabaje en perforación por pilotes o en demolición de hormigón, estará provisto de cascos auriculares, gafas antipolvo y antiimpactos y del cinturón antivibratorio debidamente homologados.
- Empleo de cinturón de seguridad para trabajos en altura o sobre fosos, siempre que las medidas de protección colectiva no supriman el riesgo.
- Manoplas, mandil, polainas, yelmo, pantalla o gafas de soldador antiproyecciones.

4.1.5 Protecciones colectivas

- Correcta conservación de la barandilla situada sobre fosos, zanjas y pozos y en el borde de plataformas elevadas.
- Acceso a pozos de excavación mediante escaleras de mano.
- Recipientes que contengan productos tóxicos o inflamables, herméticamente cerrados.
- No apilar materiales en zonas de tránsito, retirando los objetos que impidan el paso.
- Colocación de bombas de agotamiento, fuera del perímetro cercano a la excavación.
- Señalización y ordenación del tráfico de máquinas de forma visible y sencilla.
- Correcta ordenación del almacenamiento de materias y limpieza de obra.
- Formación y conservación de un retallo, en borde rampa, para tope de vehículos.

4.2 Montaje de equipos

4.2.1 Descripción de los trabajos

El montaje de la Planta Fotovoltaica comprende la colocación e instalación de los siguientes equipamientos:

- Estructura de Soporte.
- Instalación de Paneles Solares.
- Instalación de casetas de inversor y centro de transformación.

4.2.2 Movimiento de cargas

4.2.2.1 Descripción de los trabajos

Esta obra no requiere la utilización de multitud de medios auxiliares de elevación y transporte, dadas las características de la misma y las dimensiones de los equipos a instalar, por lo que no se prevé la utilización de medios mecánicos mayores y solo se prevé la utilización de medios grúa para movimientos de material de peso medio.

4.2.2.2 Riesgos más frecuentes

- Golpes y atrapamientos con la carga y las eslingas.
- Caída de la carga sobre personas.
- Caída de personas.

4.2.2.3 Normas básicas de seguridad

- Usar guantes de cuero y lona (usuales).
- Utilizar eslingas adecuadas al peso de la carga, eventualmente cables.
- Sujetar por dos puntos las cargas, para evitar que balanceen y puedan golpear a alguien. Guiarlo con una cuerda si es necesario.
- Situar el gancho y los cables centrados sobre la carga.
- No levantar cargas con las eslingas enredadas o con nudos o sobre aristas lisas y cortantes.
- Apartar las manos para que no sean atrapadas entre las eslingas y alejarse a un lugar seguro donde no pueda ser golpeado por la carga o lanzado al vacío (no situarse en el borde de cubierta o forjado).
- No permanecer bajo cargas suspendidas.

4.2.2.4 Protecciones personales

- Guantes de cuero y lona.
- Mono de trabajo.
- Casco de seguridad homologado.
- Calzado homologado.

4.2.2.5 Protecciones colectivas

- Señalización de la zona de trabajo.

4.2.3 Instalaciones mecánicas: Equipos y Canalizaciones

4.2.3.1 Descripción de los trabajos

La obra comprende trabajos de montaje de los equipos descritos anteriormente.

4.2.3.2 Riesgos más frecuentes

Los riesgos más frecuentes son:

- Desprendimientos de cargas suspendidas.
- Caídas de personal que intervienen en los trabajos, al no usar los medios de protección y amarre adecuados.
- Golpes y heridas con objetos metálicos.
- Caídas de materiales

- Caídas al vacío.
- Atrapamientos por objetos.
- Caídas al mismo nivel.
- Partículas en los ojos.
- Contactos con la corriente eléctrica.
- Electrocuciiones, interferencia con redes eléctricas.

4.2.3.3 Normas básicas de seguridad

- Se habilitarán espacios para el acopio de equipos.
- Las tuberías y equipos se apilarán ordenadamente sobre durmientes de madera.
- Las maniobras de ubicación "in situ" de piezas serán gobernados por tres operarios, dos de ellos guiarán mediante sogas atadas a sus extremos y la tercera dirigirá la maniobra.
- Durante el montaje de cada pieza la empresa encargada del montaje señalará la zona de trabajo impidiendo el tránsito y la estancia de personas ajenas al montaje.
- Se prohíbe tender las mangueras o cables eléctricos de forma desordenada, se colgarán de pie derechos, pilares o paramentos verticales.
- Se prohíbe la permanencia de operarios dentro del radio de acción de cargas suspendidas.
- Las escaleras estarán provistas de mecanismo antideslizante en su pie y ganchos de sujeción en su parte superior.
- El contratista de obra civil será el responsable de acondicionar los caminos por los que vayan a circular los medios auxiliares de elevación de las distintas piezas a montar.

4.2.3.4 Protecciones personales

- Guantes de seguridad.
- Casco de seguridad homologado.
- Cinturones de seguridad y arneses homologados del tipo de sujeción, empleándose éstos solamente en el caso excepcional de que los medios de protección colectiva no sean posibles, estando anclados a elementos resistentes.
- Calzado homologado provisto de suelas antideslizantes.
- Mono de trabajo con perneras y mangas perfectamente ajustadas.

4.2.3.5 Protecciones colectivas

- Puntos fijos de amarre para cuerdas auxiliares y cinturones de seguridad.
- Las escaleras y/o plataformas usados en la instalación, estarán en perfectas condiciones teniendo barandillas resistentes y rodapiés.
- Zona de trabajo limpia y ordenada, e iluminada adecuadamente.
- Escaleras de tijera provistas de tirantes para así delimitar su apertura.
- Escaleras manuales con tacos antideslizantes.
- Señalización adecuada de las zonas donde se esté trabajando.
- Señalización adecuada de cuadros eléctricos.
- Protecciones para cubrir las caídas desde altura en situaciones de montaje de maquinaria y equipos, empleando barandillas metálicas desmontables por su fácil colocación y adaptación a diferentes tipos de huecos, constanding éstas de dos pies derechos metálicos anclados al suelo con barandillas de 90 cm de altura, provistas de rodapié de 15 cm.

4.2.4 Instalación Eléctrica

4.2.4.1 Descripción de los trabajos

Los trabajos consistirán en el montaje de equipos eléctricos que permitan un óptimo funcionamiento de la instalación.

4.2.4.2 Riesgos más frecuentes

- Caídas y golpes contra objetos.
- Cortes o heridas por manejo de herramientas manuales.
- Caídas de personal que intervienen en los trabajos, al no usar los medios de protección y amarre adecuados.
- Golpes y heridas con objetos metálicos.
- Caídas de materiales.
- Quemaduras.
- Electrocuciiones.
- Los derivados de caídas de tensión en la instalación por sobrecarga (abuso o incorrecto cálculo de la instalación).
- Mal funcionamiento de los mecanismos y sistemas de protección.
- Mal comportamiento de las tomas de tierra (incorrecta instalación, picas que anulan los sistemas de protección del cuadro general).

4.2.4.3 Normas básicas de seguridad

- El montaje de aparatos eléctricos (magnetotérmicos, seccionadores, etc.) será ejecutado

siempre por personal cualificado en prevención de riesgos por montajes incorrectos.

- Se comprobará el estado general de las herramientas manuales para evitar golpes y cortes.
- Las conexiones se realizarán siempre sin tensión. Cualquier parte de la instalación se considerará bajo tensión mientras no se compruebe lo contrario con aparatos destinados al efecto.
- Las pruebas que se tengan que realizar con tensión se harán después de comprobar el acabado de la instalación eléctrica.
- Se prohíbe el conexionado de cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra sin el empleo de clavijas macho-hembra.
- Los cables estarán en buenas condiciones sin grietas, cortes o raspaduras. Serán homologados para obras (tipo antihumedad).
- No se permiten conexiones o derivaciones sin clavija (con los cables pelados). Utilizar clavijas anti-humedad (homologadas).
- Para desenchufar una instalación tirar de la clavija, nunca del cable.
- No se permite manipular en el interior de los cuadros eléctricos o armarios de conexiones en tensión, ni alterar los dispositivos de protección.
- No utilizar aparatos eléctricos sin protección especial, que estén mojados o cuando se tengan las manos o los pies en zona muy húmeda.
- No utilizar una herramienta que haya sufrido un fuerte golpe, desprenda humo o vibre excesivamente, aparezcan chispas, provoque hormigueo, se caliente excesivamente, tenga la carcasa rota, no funcione bien el interruptor, tenga los cables estropeados o falle en su funcionamiento, etc.
- En todos los cuadros eléctricos y en las tapas de los motores o cuadros de mando, existirá una señal de riesgo eléctrico.
- Los cuadros eléctricos se colgarán pendientes de tableros de madera fijados a los parámetros verticales.
- Los cuadros eléctricos poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie.
- Las tomas de corriente de los cuadros se efectuarán de los cuadros de distribución, mediante clavijas normalizadas.
- La tensión siempre estará en la clavija “hembra”, nunca en la “macho”, para evitar los contactos eléctricos directos.
- Los interruptores automáticos se instalarán en todas las líneas de toma de corriente de los cuadros de distribución y de alimentación a todas las máquinas, aparatos y máquinas-herramienta de funcionamiento eléctrico.
- Los circuitos generales estarán también protegidos con interruptores.
- Toda la maquinaria eléctrica se revisará periódicamente, y en especial, en el momento en el que se detecte un fallo, momento en el que se la declarará “fuera de servicio” mediante desconexión eléctrica y el cuelgue del rótulo correspondiente en el cuadro de

gobierno.

- La maquinaria eléctrica será revisada por el personal especializado en cada tipo de máquina.
- No se permite la utilización de fusibles rudimentarios (trozos de cableado, hilos, etc.). Hay que utilizar “piezas fusibles normalizadas” adecuadas a cada caso.
- Se conectarán a tierra las carcasas de los motores o máquinas (si no están dotados de doble aislamiento), o aislantes por propio material constitutivo.
- Los conductores, si van por el suelo, no serán pisados ni se colocarán materiales sobre ellos; al atravesar zonas de paso estarán protegidos y adecuadamente señalados.
- Los aparatos portátiles que sea necesario emplear, serán estancos al agua y estarán convenientemente aislados.
- Las derivaciones de conexión a máquinas se realizarán con terminales de presión, disponiendo las mismas de mando de marcha y parada.
- Estas derivaciones, al ser portátiles, no estarán sometidas a tracción mecánica que origine su rotura.
- Las lámparas para alumbrado general y sus accesorios se situarán a una distancia mínima de 2,50 m del piso o suelo; las que pueden alcanzarse con facilidad estarán protegidas con una cubierta resistente.
- Existirá una señalización sencilla y clara a la vez, prohibiendo la entrada a personas no autorizadas a los locales donde esté instalado el equipo eléctrico así como el manejo de aparatos eléctricos a personas no designadas para ello.

4.2.4.4 Protecciones personales

- Mono de trabajo.
- Casco de seguridad homologado.
- Botas aislantes de la electricidad o calzado de seguridad.
- Gafas y ropa adecuada.
- Guantes de goma
- Empleo de herramientas con aislamiento.

4.2.4.5 Protecciones colectivas

- Las escaleras y plataformas usadas en la instalación, estarán en perfectas condiciones teniendo barandillas resistentes y rodapiés.
- La zona de trabajo estará siempre limpia y ordenada, e iluminada adecuadamente.

- Escaleras de tijera provistas de tirantes para así delimitar su apertura. Escaleras manuales con tacos antideslizantes.
- Señalización adecuada de las zonas donde se esté trabajando.
- Señalización adecuada de cuadros eléctricos.

5. MEDIOS AUXILIARES

5.1 Pala excavadora o tractor

5.1.1 Riesgos más frecuentes

- Vuelco por hundimiento del terreno.
- Golpes a personas o cosas en el movimiento de giro.

5.1.2 Normas básicas de seguridad

- No se realizarán reparaciones u operaciones de mantenimiento con la máquina funcionando.
- La cabina estará dotada de extintor de incendios, al igual que el resto de las máquinas.
- La intención de moverse se indicará con el claxon (por ejemplo: dos pitidos para andar hacia delante y tres hacia atrás).
- El conductor no abandonará la máquina sin parar el motor y la puesta de la marcha contraria al sentido de la pendiente.
- El personal de obra estará fuera del radio de acción de la máquina para evitar atropellos y golpes durante los movimientos de ésta o por algún giro imprevisto al bloquearse la oruga.
- Al circular, lo hará con la cuchara plegada.
- Al finalizar el trabajo de la máquina, la cuchara quedará apoyada en el suelo o plegada sobre la máquina; si la parada es prolongada, se desconectará la batería y se retirará la llave de contacto.

5.1.3 Protecciones personales

El personal llevará en todo momento:

- Casco de seguridad homologado.
- Ropa de trabajo adecuada.
- Botas antideslizantes.
- Limpiará el barro adherido al calzado para que no se resbalen los pies sobre los pedales.

5.1.4 Protecciones colectivas

- No permanecerá nadie en el radio de acción de la máquina.
- Al descender por rampas el brazo de la cuchara estará situado en la parte trasera de la máquina.

5.2 Escaleras de mano

5.2.1 Descripción

Serán de dos tipos: metálicas y de madera, para trabajos en alturas pequeñas y de poco tiempo, o para acceder a algún lugar elevado sobre el nivel del suelo.

5.2.2 Riesgos más frecuentes

- Caídas a niveles inferiores, debida a la mala colocación de las mismas, rotura de alguno de los peldaños, deslizamiento de la base por excesiva inclinación o estar el suelo mojado.
- Golpes con la escalera al manejarla de forma incorrecta.

5.2.3 Normas básicas de seguridad

- Se colocarán apartadas de elementos móviles que puedan derribarlas.
- Estarán fuera de las zonas de paso.
- Los largueros serán de una sola pieza, con los peldaños ensamblados.
- El apoyo inferior se realizará sobre superficies planas, llevando en el pie elementos que impidan el desplazamiento.
- El apoyo superior se hará sobre elementos resistentes y planos.
- Los ascensos y descensos se harán siempre de frente a ellas.
- Se prohíbe manejar en las escaleras pesos superiores a 25 Kg.
- Nunca se efectuarán trabajos sobre las escaleras que obliguen al uso de las dos manos.
- Las escaleras dobles o de tijera estarán provistas de cadenas o cables que impidan que éstas se abran al utilizarlas.
- La inclinación de las escaleras será aproximadamente 75°. que equivale a estar separada de la vertical la cuarta parte de su longitud entre los apoyos.

5.2.4 Protecciones personales individuales

- Mono de trabajo.
- Casco de seguridad
- Zapatos con suela antideslizante.

5.2.5 Protecciones colectivas

- Se delimitará la zona de trabajo en los andamios colgados, evitando el paso del personal por debajo de éstos, así como que éste coincida con zonas de acopio de materiales.
- Se colocarán viseras o marquesinas de protección debajo de las zonas de trabajo, principalmente cuando se está trabajando con los andamios en los cerramientos de fachada.
- Se balizará la zona de influencia mientras duran las operaciones de montaje y desmontaje de los andamios.

6. NORMAS DE SEGURIDAD PARA LA PREVENCIÓN DE INCENDIOS

- Mantener el estado de orden y limpieza general de la zona de trabajo.
- Apilar por separado los distintos materiales, separar maderas y plásticos de trapos manchados de grasa, de recipientes para desencofrantes, de gasóleo o de pinturas.
- Tapar todos los recipientes aunque estén vacíos.
- Almacenar en la obra la cantidad mínima de disolventes, pinturas, desencofrantes y gasoil. Almacenarlos por separado en lugar ventilado y a cubierto del sol y humedad intensa. Poner un extintor cerca. Usar a ser posible contenedores para los escombros.
- Como medida de prevención, al utilizar la amoladora radial, tener siempre en la zona un extintor. A medida que avancen los trabajos desplazar el extintor.
- Los extintores tendrán la etiqueta de mantenimiento al día, estarán precintados, tendrán el pasador puesto y la manguera colocada. Además la aguja del manómetro marcará la zona verde y se mantendrán en posición vertical.
- En caso de pequeño incendio:
 1. Tomar el extintor (no invertirlo), quitar el pasador y hacer un disparo de prueba.
 2. Dirigirse al fuego evitando que nos dé el humo en la cara, si es preciso rodearlo.
 3. Disparar en la base de las llamas haciendo zigzag.
 4. Apagado el fuego, no darle la espalda porque podría reavivarse.
 5. Dejar el extintor en un lugar para recargarlo.
 6. Avisar inmediatamente al Responsable a pie de obra.
- En caso de incendio: avisar inmediatamente al Jefe de Obra y a los bomberos, desalojar la zona del incendio. Impedir que otros accedan a la zona a buscar herramientas u objetos personales.

- No fumar:
 - . En el abastecimiento de combustible a las máquinas.
 - . Cuando se preparen pinturas con disolventes.

7. INSTALACIONES DE HIGIENE Y BIENESTAR

La empresa contratista dispondrá de estas instalaciones ubicadas en la propia instalación, por lo que no es necesario contemplar este apartado en el Estudio de Seguridad y Salud.

8. CONDICIONES DE LOS MEDIOS DE PROTECCIÓN.

Todas las prendas de protección personal o elementos de protección colectiva, tendrán fijado un periodo de vida útil, desechándose a su término.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda o equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.

8.1 Protecciones personales.

Todo elemento de protección personal se ajustará a las Normas de Homologación del Ministerio de Trabajo (O.M. 17-5-74, B.O.E. 29-5-74) siempre que exista en el mercado.

En los casos en que no exista Norma de Homologación Oficial, serán de calidad adecuada a sus respectivas prestaciones.

8.2 Protecciones colectivas

8.2.1 Vallas autónomas de limitación y protección.

Tendrán como mínimo 90 cm de altura, estando construidas basándose en tubos metálicos.

8.2.2 Barandillas.

La protección del riesgo de caída al vacío por el borde perimetral, se hará mediante la utilización de barandillas.

Deberán tener la suficiente resistencia para garantizar la retención de personas, tanto por su propia estructura como por su sistema de sujeción al forjado.

8.2.3 Cables de sujeción de cinturones de seguridad y sus anclajes.

Tendrán suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a que puedan ser sometidos, de acuerdo con su función protectora.

8.2.4 Plataformas de trabajo.

Tendrán como mínimo 60 cm. de ancho y las situadas a más de 2,00 m del suelo estarán dotadas de barandillas de 90 cm. de altura, listón intermedio y rodapié.

8.2.5 Escalera de mano.

Deberán ir previstas de zapatas antideslizantes.

8.2.6 Extintores.

Serán de polvo polivalente, revisándose periódicamente.

9. SERVICIOS DE PREVENCIÓN

9.1 Servicio técnico de seguridad e higiene

La empresa constructora (s) deberá disponer de asesoramiento en seguridad y salud.

9.2 Servicios médicos. Reconocimientos

La empresa constructora dispondrá de un Servicio Médico de Empresa propio o mancomunado. Todo el personal que empiece a trabajar en la obra, deberá pasar un reconocimiento previo al trabajo.

9.3 Botiquín

Se dispondrá de un botiquín conteniendo como mínimo el material especificado en el R.D. 486/97 sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud de los lugares de trabajo. El botiquín se revisará periódicamente y se repondrá inmediatamente lo consumido.

10. ASISTENCIA A ACCIDENTADOS. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD

El contratista está obligado a redactar un Plan de Seguridad y Salud, valorando riesgos y adaptando este Estudio a sus medios y métodos de ejecución.

Se adjuntarán las Normas Generales de Obligado Cumplimiento para todo personal de contrata dentro del recinto, comprometiéndose la contrata a cumplirlas y hacerlas cumplir a todo su personal, así como al personal de los posibles gremios o empresas subcontratados por ella; la contrata deberá informar a todo su personal de estas Normas y del presente pliego de condiciones, disponiendo en las oficinas de obra de una copia de estos documentos.

Antes de comenzar las obras, la contrata (s) comunicará por escrito a la Dirección Facultativa el nombre del máximo responsable entre el personal que esté habitualmente en obra, quien tendrá en su poder una copia del Plan de Seguridad y Salud que se elabore.

En el Plan de Seguridad que se presente a la aprobación de la Dirección facultativa de la obra, debe incluirse específicamente un Plan de emergencia, compuesto por un folio se especifiquen las actuaciones que se deben realizar en caso de un accidente o incendio. Concretamente, se especificará, como mínimo:

- Nombre y número de teléfono de la entidad que cubre las contingencias de accidentes y enfermedades profesionales.
- Nombre, teléfono y dirección donde deben ir normalmente los accidentes.
- Teléfono de paradas de taxis próximas.
- Teléfono de cuerpos de bomberos próximos.

- Teléfono de ambulancias próximas.

Cuando ocurra algún accidente que precise asistencia facultativa, aunque sea leve, y la asistencia médica se reduzca a una primera cura, el Jefe de obra de la contrata principal realizará una investigación del mismo y además de los trámites oficialmente establecidos, pasará un informe a la Dirección facultativa de la obra, en el que se especificará:

- Nombre del accidentado.
- Hora, día y lugar del accidente.
- Descripción del mismo.
- Causas del accidente.
- Medidas preventivas para evitar su repetición.
- Fechas tope de realización de las medidas preventivas.

Este informe se pasará a la Dirección facultativa, como muy tarde, dentro del siguiente día del accidente. La Dirección facultativa de la obra podrá aprobar el informe o exigir la adopción de medidas complementarias no indicadas en el informe.

Para cualquier modificación del Plan de Seguridad y Salud que fuera preciso realizar, será preciso recabar previamente la aprobación de la Dirección facultativa.

El responsable en obra de la contrata deberá dar una relación nominal de los operarios que han de trabajar en el recinto de la factoría, contando cada operario con el oportuno permiso de entrada, que serán recogidos al finalizar la obra; para mantener actualizadas las listas del personal de la contrata, las altas y bajas deben comunicarse inmediatamente de producirse.

La contrata enviará a la Dirección facultativa fotocopia de los abonos de la Seguridad Social y antes de comenzar el trabajo, deberá presentar:

- Relación sencilla de trabajadores, mandos intermedios, jefes de equipo y empleados del contratista, que incluyan: nombre y dos apellidos, oficio, categoría, domicilio de los interesados, número de la Seguridad Social y número del D.N.I.
- Alta individual en la Seguridad Social, documento A2, para quienes aún no figuren en el último TC2 cotizado y abonado.
- Relación nominal y mensual de cotización en seguros sociales, documento TC2, último abono, en la que figuren los nombres de los trabajadores que hayan de prestar servicios activos.

El Jefe de obra suministrará las normas específicas de trabajo a cada operario de los distintos gremios, asegurándose de su comprensión y entendimiento.

Todo personal de nuevo ingreso en la contrata(s) (aunque sea eventual) debe pasar el reconocimiento médico preceptivo antes de iniciar su trabajo. Todo el personal se someterá a los reconocimientos médicos periódicos.

DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

1.1 Presupuesto parcial

1.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
A.MFV.1	Módulo Fotovoltaico de 265 Wp de potencia nominal, multicristalino, 60 células, 18'6 kg de peso y dimensiones 1650 x 992 x 35 mm.	4.140	106	438.840,00
A.MFV	Módulos Fotovoltaicos	Coste partida (€)		438.840,00

Tabla 13. Coste Módulos Fotovoltaicos

1.1.2 Cuadros de Agrupamiento

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
B.CA.1	Cuadro agrupamiento para 16 series con sistema de monitorización, conectores multi-contact para entradas de corriente continua positivas y negativas, interruptor seccionador de corte en carga, fusibles de 16 A para cada rama, protección de sobretensiones. Puerto de comunicación RS 485. Caja de policarbonato, grado de protección IP65.	6,00	1.500,00	9.000,00
B.CA.2	Cuadro agrupamiento para 24 series con sistema de monitorización, conectores multi-contact para entradas de corriente continua positivas y negativas, interruptor seccionador de corte en carga, fusibles de 16 A para cada rama, protección de sobretensiones. Puerto de comunicación RS 485. Caja de policarbonato, grado de protección IP65.	6,00	2.200,00	13.200,00
B.CA	Cuadros de Agrupamiento	Coste partida (€)		22.200,00

Tabla 14. Coste Cuadros de Agrupamiento

1.1.3 Inversor y Centro de Transformación

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
C.INV.1	Inversor de conexión a red de 970 kVA de potencia nominal, diseño modular. Tensión de salida de 360 V, máxima eficiencia del 98,6 %, distorsión armónica de corriente <3%, grado de protección IP21, data logger para monitorización y control remoto + SAI interno + dispositivo de control de potencia + caseta de hormigón prefabricado con sistema de alimentación auxiliar, red de tierra interior y cuadros eléctricos de protección, carro para extracción de módulos del inversor + caseta de hormigón prefabricado para C.T. + trafo SS.AA. de 10 kVA + Cuadro de control general de servicios auxiliares con interruptor diferencial con cuatro salidas+ contador de los SS.AA + transformador de potencia de 1,000 kVA 0'36/20 kV + celdas de M.T. 1L+1S+1M+1PA. Transporte e instalación incluidos.	1,00	145.000,00	145.000,00
C.INV	Inversor Fotovoltaico	Coste partida (€)		145.000,00

Tabla 15. Coste Inversor Fotovoltaico

1.1.4 Cableado

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
D.CBL.1	Líneas de CC con conductor de cobre 6 mm ² y aislamiento 0,6/1kV de XLPE, para conexión entre finales de serie y caja de agrupamiento.	7.441,00	0,49	3.646,09
D.CBL.2	Líneas de CC con conductor de aluminio de 95 mm ² , aislamiento 0,6/1 kV de XLPE y cubierta de PVC, para conexión entre caja de agrupamiento e inversor.	274,36	1,25	342,95
D.CBL.3	Líneas de CC con conductor de aluminio de 120 mm ² , aislamiento 0,6/1 kV de XLPE y cubierta de PVC, para conexión entre caja de agrupamiento e inversor.	199,34	1,68	334,89
D.CBL.4	Líneas de CC con conductor de aluminio de 150 mm ² , aislamiento 0,6/1 kV de XLPE y cubierta de PVC, para conexión entre caja de agrupamiento e inversor.	240,58	2,04	490,78

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

D.CBL.5	Líneas de CC con conductor de aluminio de 185 mm ² , aislamiento 0,6/1 kV de XLPE y cubierta de PVC, para conexión entre caja de agrupamiento e inversor.	749,74	2,52	1.889,34
D.CBL.6	Líneas de CC con conductor de aluminio de 240 mm ² , aislamiento 0,6/1 kV de XLPE y cubierta de PVC, para conexión entre caja de agrupamiento e inversor.	565,12	3,18	1.797,08
D.CBL.7	Líneas de CC con conductor de aluminio de 300 mm ² , aislamiento 0,6/1 kV de XLPE y cubierta de PVC, para conexión entre caja de agrupamiento e inversor.	612,44	3,55	2.174,16
D.CBL.8	Cable de alimentación de las cajas de agrupación y monitorización 3 x 1,5 mm ²	2.641,58	0,75	1.981,19
D.CBL.9	Cable RS 485 para la conexión en serie entre inversor y cajas de agrupación	652,00	0,80	521,60
D.CBL.10	Cable CA de Aluminio 1 x 300 mm ² , 0,6/1kV para unión inversor - transformador	196,00	3,55	695,80
D.CBL.11	Tubo corrugado diámetro 40 mm de PVC, para cable de comunicación o alimentación de cajas agrupamiento	3.300,00	0,39	1.287,00
D.CBL.12	Tubo corrugado diámetro 63 mm de PVC, para cable de finales de serie	445,00	0,62	275,90
D.CBL.13	Tubo corrugado de diámetro 140 mm de PVC, para cable de acometidas	137,18	1,45	198,91
D. CBL.14	Tubo corrugado de diámetro 160 mm de PVC, para cable de acometidas	99,67	2,03	202,33
D.CBL.15	Tubo corrugado de diámetro 180 mm de PVC, para cable de acometidas	495,16	2,86	1.416,16
D.CBL.16	Tubo corrugado de diámetro 225 mm de PVC, para cable de acometidas	588,78	4,48	2.637,73
D.CBL.17	Suministro y montaje de cable de 35 mm ² desnudo para conexión entre picas mediante soldadura aluminotérmica formando la red principal de tierras. Totalmente instalado	450,00	0,49	220,50
D.CBL.18	Suministro y montaje de cable de 50 mm ² desnudo para conexión entre picas mediante soldadura aluminotérmica formando la red principal de tierras. Totalmente instalado	30,00	0,79	23,70
D.CBL.19	Suministro y montaje de cable de 6 mm ² aislamiento 0,6/1 kV verde-amarillo para instalación de puesta a tierra, aislamiento PVC y tensión asignada. Incluidos terminales y conexión a línea de tierra	850,00	0,49	416,50

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

D.CBL.20	Pica de acero de longitud 2 metros y diámetro 14 mm, recubierta de cobre, para puesta a tierra. Incluye arqueta prefabricada para inspección. Instalación y unión a la red principal de tierra mediante soldadura aluminotérmica incluidas.	10,00	16,25	162,50
D.CBL	Cableado CC y CA	Coste partida (€)		20.715,12

Tabla 16. Coste Cableado

1.1.5 Sistema de Medida en Baja Tensión

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
E.MBT.1	Kit Contador Baja Tensión con contador bidireccional en BT, donde se incluye transformadores de intensidad 1000/5.	1,00	4.400,00	4.400,00
E.MBT	Sistema de Medida en Baja Tensión	Coste partida (€)		4.400,00

Tabla 17. Coste Sistema de Medida en Baja Tensión

1.1.6 Instalación de Media Tensión

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
F.MT.1	Conexión desde el centro de reparto hasta la torre de Media Tensión (120 metros). Incluye zanja, arquetas, cables 3x240 HEPRZ1 12/20 kV, cinta de señalización y placa de protección instaladas, acondicionamiento de la torre y mano de obra	1,00	8.500,00	8.500,00
F.MT.2	Adaptación a la torre de Media Tensión para la interconexión	1,00	9.000,00	9.000,00
F.MT	Sistema de Media Tensión	Coste partida (€)		17.500,00

Tabla 18. Coste Sistema Media Tensión

1.1.7 Elementos mecánicos

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
G.MEC.1	Estructura Soporte de los Módulos Fotovoltaicos modelo Shoes de la marca MFV. 46 módulos por estructura. Elementos de sujeción de aluminio y tornillería inoxidable. Incluye transporte y puesta en obra completa.	90,00	1.090,00	98.100,00
G.MEC.2	Anclajes Fisher m10 para 2v (32 unidades por estructura)	2.880,00	1,20	3.456,00
G.MEC	Elementos mecánicos	Coste partida (€)		101.556,00

Tabla 19. Coste Elementos Mecánicos

1.1.8 Obra Civil

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
TRABAJO EN PILOTES				
H.OC.1	Compactación de pilotes, mediante máquina con utillaje apropiado con dimensiones definidas por proyecto. Compactado de fondo de la excavación mediante medios mecánicos. Hormigón HM-20 en ambiente apropiado para garantizar la durabilidad en cimentación. Material de encofrado. Incluye la mano de obra para la ejecución de las acciones.	1.140,00	40,00	45.600,00
PREPARACIÓN DEL TERRENO				
H.OC.2	Desbroce y limpieza de la superficie del terreno con medios mecánicos	26.247,00	0,25	6.561,75
H.OC.3	Embastado, refinado y escarificado, además de compactado del terreno para dotarlo de mayor homogeneidad. Por medios mecánicos.	26.247,00	0,40	10.498,80
CAMINOS				
H.OC.4	Zahorra para los caminos, extensión de zahorra mediante medios mecánicos tipo retroexcavadora y posterior refinado y compactado de zahorra con medios mecánicos tipo apisonadora.	700,00	2,04	1.428,00
ZANJAS				
H.OC.5	Excavación de zanjas para acometidas de los cuadros de agrupamiento al inversor por medios mecánicos tipo retroexcavadora, vertido de arena para la creación de capas de distinto espesor según el caso, a colocar por encima y por debajo de los tubos protectores. Posterior compactado mediante medios mecánicos tipo pisón. Incluida la mano de obra	611,00	18,25	11.150,75
H.OC.6	Excavación de zanjas para finales de serie sin medios mecánicos	163,00	3,29	536,27
H.OC.7	Excavación del foso donde irán ubicados el centro de transformación y la caseta del inversor	45,00	3,67	165,15

PROYECTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 1 MVA NOMINAL CONECTADA A RED

H.OC.8	Excavación de los sistemas de drenaje para la recolecta de aguas de origen pluvial por medios mecánicos	735,00	9,45	6.945,75
HORMIGÓN				
H.OC.9	Aceras del centro de transformación y de la caseta del inversor mediante Hormigón en Masa 15 N/mm ² , elaboración in situ	3,10	715,00	2.216,50
H.OC.10	Hormigón para el suelo del grupo electrógeno, dimensiones de 2'5x2'5 metros	1,05	900,00	945,00
H.OC.11	Arquetas 1x1x1 metros de ladrillo de bock, incluye tapa de fibra de diámetro 800 mm	10,00	390,00	3.900,00
H.OC.12	Arquetas 0'4x0'4x0'4 metros, de ladrillo cerámico + tapa de metal	45,00	140,00	6.300,00
VALLADO				
H.OC.13	Instalación del vallado perimetral de la parcela consistente en malla de simple torsión con una altura de 2 metros y postes de sustentación cada 4 metros. Sujeción al suelo de los postes mediante bloques de hormigón en masa 10 N/mm ² elaborado in situ. Incluida la mano de obra adecuada.	640,00	16,50	10.560,00
H.OC	Obra Civil	Coste partida (€)		106.807,22

Tabla 20. Coste Obra Civil

1.1.9 Mano de obra

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
I.MNO.1	Trabajadores debidamente cualificados para realizar las tareas de realización de la obra civil	7,00	2.200,00	15.400,00
I.MNO.2	Coste de montaje de una instalación fotovoltaica tipo de 120 kWp. Incluye el transporte de todos los elementos hasta la obra, la adecuada colocación y el montaje de todas las partes	9,1425	7.500,00	68.568,75
I.MNO	Mano de Obra	Coste partida (€)		83.968,75

Tabla 21. Coste Mano de Obra

1.1.10 Parcela

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
J.PAR.1	Parcela ubicada en Crevillent. Coste tipo de la hectárea	26.247,00	2,98	78.216,06
J.PAR	Parcela	Coste partida (€)		78.216,06

Tabla 22. Coste Parcela

1.1.11 Sistema de monitorización

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
K.MON.1	Sistema de adquisición de datos de la producción de la central con funcionamiento durante las horas de producción y de demanda de energía de la red eléctrica	1,00	2.750,00	2.750,00
K.MON.2	Estación meteorológica con medidas de precipitación, dirección e intensidad del viento, irradiación solar. Modelo Davis Vantage Pro2 Plus o similar	1,00	995,00	995,00
K.MON	Monitorización	Coste partida (€)		3.745,00

Tabla 23. Coste Sistema Monitorización

1.1.12 Sistemas de vigilancia

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
L.VIG.1	Cámara de vigilancia con sistema de infrarrojos incluido para las horas nocturnas. Incluye mástil de 4 metros de altura para la sujeción de la cámara	8,00	2.500,00	20.000,00
L.VIG.2	Foco de 400 W de potencia de halogenuro. Incluye cableado y puesta en servicio en la instalación por el instalador	8,00	565,00	4.520,00
L.VIG.3	Sistema de Alimentación Ininterrumpida de 2000 VA totalmente instalado	1,00	2.850,00	2.850,00
L.VIG	Sistemas de Vigilancia	Coste partida (€)		27.370,00

Tabla 24. Coste Sistemas de Vigilancia

1.1.13 Servicios Auxiliares

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
M.SAU.1	Grupo electrógeno funcionamiento con diesel de 6 kVA de potencia y trifásico. Includo cableado, totalmente instalado	1,00	9.550,00	9.550,00
M.SAU.2	Cuadro secundario CC incluido el cableado y las tierras. Ya instalado	1,00	2.847,00	2.847,00
M.SAU	Servicios Auxiliares	Coste partida (€)		12.397,00

Tabla 25. Coste Servicios Auxiliares

1.1.14 Otros elementos

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud)	Coste total (€)
N.OE.1	Sistema de pararrayos	4,00	1.955,00	7.820,00
N.OE.2	Centro de Control de la planta fotovoltaica	1,00	7.500,00	7.500,00
N.OE.3	Almacén de la planta fotovoltaica	1,00	4.500,00	4.500,00
N.OE	Otros Elementos	Coste partida (€)		15.320,00

Tabla 26. Coste otros elementos

1.2 Costes por partidas

En la siguiente tabla se muestran detallados los costes de cada partida del presupuesto de inversión. Además, se ofrece una visión global de los costes relativos de cada partida con respecto al coste total. Esto se ha hecho dividiendo el precio de cada partida entre la potencia instalada en la central.

Código	Concepto	Coste(€)	C.u.(€/Wp)
A.MFV	Módulos Fotovoltaicos	438.840,00	0,4
B.CA	Cuadros de Agrupamiento	22.200,00	0,02
C.INV	Inversor Fotovoltaico	145.000,00	0,13
D.CBL	Cableado CC y CA	20.715,12	0,02
E.MBT	Sistema de Medida en Baja Tensión	4.400,00	0,00
F.MT	Sistema de Media Tensión	17.500,00	0,015
G.MEC	Elementos Mecánicos	101.556,00	0,0925
H.OC	Obra Civil	106.807,22	0,097
I.MNO	Mano de Obra	83.968,75	0,076
J.PAR	Parcela	78.216,06	0,07
K.MON	Monitorización	3.745,00	0,00
L.VIG	Sistemas de Vigilancia	27.370,00	0,025
M.SAU	Servicios Auxiliares	12.397,00	0,01
N.OE	Otros Elementos	15.320,00	0,01
Presupuesto de Ejecución Material		1.078.035,15 €	0,9826 €/Wp

Tabla 27. Costes por partidas

Claramente, lo que más cuesta de la central es el conjunto de todos los módulos fotovoltaicos, además de la mano de obra y el inversor fotovoltaico. Son los tres elementos que sería más interesante abaratar antes que las otras partidas del presupuesto.

1.3 Presupuesto total de inversión

En el presupuesto de inversión se tendrá en cuenta también una valoración subjetiva de los recursos consumidos y el esfuerzo implicado por el alumno para realizar este Trabajo Final de Grado.

Concepto	Coste (€)
Presupuesto de Ejecución Material	1.078.035,15
Recursos consumidos y esfuerzo realizado en el TFG	700,00
Gastos Generales (15% PEM)	161.705,27
Beneficio Industrial (6% PEM)	64.682,11
Total Presupuesto de Inversión	1.305.122,52 €
IVA(21%)	274.075,73
Total Inversión	1.579.198,25 €

Tabla 28. Presupuesto total Inversión

2. PRESUPUESTO DE EXPLOTACIÓN

2.1 Costes de personal

Operario	Coste del operario (€/año)	Número de trabajadores	Coste anual (€/año)
Técnico mantenimiento + 30 %	15.600,00	1,00	15.600,00
Coste del personal de la planta			15.600,00 €

Tabla 29. Costes del personal de la planta

2.2 Limpieza

Se asume que la limpieza de las zonas de trabajo del operario y de los servicios sanitarios puede ejecutarse tres días a la semana durante una hora cada día. Asumiendo un coste de 4 € la hora, el coste anual de limpieza asciende a 624 €.

2.3 Seguro

La instalación fotovoltaica estará cubierta mediante un seguro adecuado a las necesidades, entre cuyas coberturas se encuentran los daños y desperfectos provocados por incendios, inundaciones, accidentes, fenómenos meteorológicos adversos, robos o paralizaciones de la actividad, entre otros. El coste de este seguro se estima en 3.500 €/año.

2.4 Gastos Generales

Se estima en 2.000 € anuales en gastos generales como el agua, teléfono, internet, luz, etc.

2.5 Sistema de seguridad

El coste anual de conexión de las cámaras de seguridad se estima en 1.500 €.

2.6 Costes anuales de explotación

La siguiente tabla resume los costes anuales de cada partida para la explotación de la planta:

Concepto	Coste anual (€)
Costes de personal	15.600,00
Limpieza	624,00
Gastos Generales	2.000
Sistema de seguridad	1.500,00
Seguro	3.500,00
Total	23.224 €

Tabla 30. Costes anuales explotación de la planta

DOCUMENTO 3: PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS:

1 SITUACIÓN	122
2 EMPLAZAMIENTO.....	123
3 DISTRIBUCIÓN EN PLANTA DE PILOTES DE HORMIGÓN, VALLADO Y VIALES	124
4 DISTRIBUCIÓN EN PLANTA DE ELEMENTOS COMUNES	125
5 CONEXIÓN Y AGRUPACIÓN DE SERIES	126
6 SECTORES ESTE Y OESTE.....	127
7 ESQUEMA UNIFILAR CAJAS DE AGRUPAMIENTO.....	128
8 ESQUEMA UNIFILAR INVERSOR Y TRANSFORMADOR.....	129
9 SECCIÓN ZANJAS BAJA TENSIÓN	130
10 SECCIÓN ZANJAS ACOMETIDA INVERSOR AL TRANSFORMADOR.....	131
11 SECCIÓN ZANJA ACOMETIDA TRANSFORMADOR-PUNTO DE CONEXIÓN	132