



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

DISEÑO DE UN HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 1MW EN LA ZONA DE YECLA

TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA DE LAS TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Autor: Álvaro Hernández Aparicio
Director: D. Francisco Javier Cánovas
Rodríguez

Cartagena, 21 de Julio de 2020

ÍNDICE GENERAL:

Documento N°1 Memoria

Documento N°2 Planos

Documento N°3 Pliego de condiciones

Documento N°4 Presupuestos

Anexo N°1 Estudio básico de seguridad y salud

Anexo N°2 Estudio de impacto ambiental

Documento N°1

Memoria

ÍNDICE

1.	Antecedentes.....	1
1.1	Motivo.....	1
1.2	Historia de la energía solar fotovoltaica	1
1.3	Importancia de la transición a fuentes de energía renovables.....	1
2.	Fundamentos de la Energía Solar	3
2.1	Principio de funcionamiento	3
2.2	Energía solar	3
2.2.1	Radiación solar	3
2.2.2	Movimientos de la Tierra y el Sol	5
2.2.3	Orientación del generador fotovoltaico	7
2.3	Fundamentos de las células solares	7
2.3.1	Semiconductores.....	7
2.3.2	Efecto fotovoltaico	8
2.3.3	Semiconductores tipo P y tipo N	9
2.3.4	Unión PN	10
3.	Mercado eléctrico. Situación de la energía solar fotovoltaica.....	10
3.1	Situación global de los mercados fotovoltaicos.....	10
3.2	Mercado de energía eléctrica en España.....	12
3.2.1	Funcionamiento del mercado eléctrico.....	12
3.2.2	Marco regulatorio	22
4.	Objeto del proyecto	24
5.	Legislación aplicable	24
6.	Emplazamiento de la instalación	29
7.	Descripción de la instalación.....	30
7.1	Descripción general de la instalación	30
7.2	Obra civil	30
7.2.1	Acondicionamiento del terreno	30
7.2.2	Hormigón.....	31
7.2.3	Instalación del vallado	31
7.3	Elección del panel fotovoltaico.....	31
7.4	Elección del seguidor solar	33
7.5	Elección del inversor	36
7.6	Distribución de los paneles	41
7.7	Zanjas.....	41

7.8	Cableado eléctrico.....	42
7.8.1	Línea del generador fotovoltaico.....	42
7.8.2	Línea de alimentación seguidores.....	45
7.9	Protecciones	45
7.9.1	Línea del generador fotovoltaico.....	45
7.9.2	Línea de alimentación seguidores.....	47
7.10	Puesta a tierra	47
7.11	Centro de transformación	48
7.11.1	Características generales del Centro de Transformación	48
7.11.2	Programa de necesidades y potencia instalada	48
7.11.3	Descripción de la instalación.....	48
7.11.4	Instalación Eléctrica	50
7.11.5	Medida de la energía eléctrica	61
7.11.6	Unidades de protección, automatismo y control	61
7.11.7	Puesta a tierra.....	63
7.11.8	Instalaciones secundarias.....	63
8.	Servicios auxiliares.....	64
8.1	Sistema de monitorización.....	64
8.2	Sistema de vigilancia	65
8.3	Alimentación de la planta	65
8.4	Sistema de pararrayos	65
9.	Mantenimiento de la instalación.....	65
10.	Cálculos justificativos	66
10.1	Producción anual esperada	66
10.1.1	Irradiación sobre superficie horizontal	66
10.1.2	Irradiación sobre el plano del generador	67
10.1.3	Cálculo del Performance Ratio.....	67
10.1.4	Energía inyectada a la red.....	74
10.1.5	Comparativa con una instalación fija	76
10.2	Cálculo de separación entre seguidores solares	80
10.2.1	Longitud de la sombra para las 10:00h.....	80
10.2.2	Longitud de la sombra para las 14:00h.....	82
10.2.3	Distancia final entre los seguidores	84
10.3	Topología y bloques de la instalación	85
10.3.1	Cálculo del número de paneles necesario por inversor	85
10.3.2	Cálculo del número de paneles en serie por string	85
10.3.3	Cálculo del número de strings por inversor.....	87

10.4	Cálculo de secciones en los conductores FV	88
10.4.1	Tramo 1	88
10.4.2	Tramo 2	92
10.4.3	Tramo 3	94
10.4.4	Tramo 4	96
10.4.5	Tramo 5	98
10.5	Cálculo secciones en línea de alimentación seguidores	99
10.5.1	Tramo 1	99
10.5.2	Tramo 2	101
10.5.3	Tramo 3	102
10.6	Cálculo de protecciones FV	105
10.6.1	Protecciones tramo 1	105
10.6.2	Protecciones tramo 2	106
10.6.3	Protecciones tramo 3	106
10.6.4	Protecciones tramo 4	106
10.6.5	Protecciones tramo 5	107
10.7	Cálculo protecciones líneas de alimentación a los seguidores	108
10.7.1	Tramo 1	108
10.7.2	Tramo 2	108
10.7.3	Tramo 3	109
10.8	Cálculos del Centro de Transformación.....	111
10.8.1	Intensidad de Media Tensión.....	111
10.8.2	Intensidad de Baja Tensión.....	111
10.8.3	Cortocircuitos	112
10.8.4	Dimensionado del embarrado.....	113
10.8.5	Comprobación por densidad de corriente.....	113
10.8.6	Comprobación por sollicitación electrodinámica	113
10.8.7	Comprobación por sollicitación térmica.....	113
10.8.8	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos	113
10.8.9	Dimensionado de los puentes de MT	114
10.8.10	Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación.....	114
10.8.11	Dimensionado del pozo apagafuegos.....	114
10.8.12	Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra.....	114
11.	Estudio de viabilidad del proyecto	122
12.	Bibliografía.....	127

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 2.1 : Absorción de la radiación	4
Figura 2.2 : Masa de aire	4
Figura 2.3: Tipos de radiación.....	5
Figura 2.4 : Posición del Sol.....	6
Figura 2.5: Esfera celeste.....	6
Figura 2.6: Orientación generador fotovoltaico	7
Figura 2.7: Red de silicio.....	8
Figura 2.8: Generador fotovoltaico	9
Figura 2.9: Unión PN	10
Figura 3.1: Diversificación de los mercados solares fotovoltaicos	11
Figura 3.2: Instalaciones solares globales	11
Figura 3.3: Mix de la producción energética en España.....	13
Figura 3.4: Red eléctrica española.....	14
Figura 3.5: Distribuidoras en España	14
Figura 3.6: Tendencia de los clientes en las nuevas y grandes comercializadoras	16
Figura 3.7: Factura eléctrica	18
Figura 3.8: Interconexiones 2020	19
Figura 3.9: Precio mercado diario electricidad.....	20
Figura 3.10: Curva de oferta y demanda	21
Figura 3.11: Generación sistema eléctrico español	22
Figura 7.1: Hoja de características panel fotovoltaico	32
Figura 7.2: Panel fotovoltaico	33
Figura 7.3: Tipos de seguidores solares.....	34
Figura 7.4: Ganancia según tipo seguidor	35
Figura 7.5: Seguidor solar	36
Figura 7.6: Esquema de un inversor y onda generada.....	36
Figura 7.7: Tipos de onda.....	37
Figura 7.8: Curva de variación del rendimiento inversor.....	37
Figura 7.9: Curva I-V y PMP	38
Figura 7.10: Conexión clásico y a tresbolillo	43
Figura 10.1: Irradiación media diaria por meses para la provincia de Murcia.....	66
Figura 10.2: Cotas seguidor solar	81
Figura 10.3: Separación entre seguidores 10:00h.....	82
Figura 10.4: Separación entre seguidores 14:00h.....	83
Figura 10.5: Separación entre seguidores final 10:00h	84
Figura 10.6: Separación entre seguidores final 14:00h	84
Figura 10.7: Valores F_s	85
Figura 11.1: Variación del VAN	126
Tabla 7.1: Hoja de características inversor.....	40

Tabla 10.1: Irradiación diaria horizontal, en ángulo óptimo y plano del seguidor.....	67
Tabla 10.2: Pérdidas por temperatura.....	69
Tabla 10.3: Potencia perdida en el cableado	71
Tabla 10.4: Pérdidas en el cableado	71
Tabla 10.5: Pérdidas globales (%) y PR a excepción de las de vacío	73
Tabla 10.6: Cálculo pérdidas en vacío.....	75
Tabla 10.7: Pérdidas globales finales PR (%)	75
Tabla 10.8: Energía diaria producida por la planta	76
Tabla 10.9: Irradiación diaria horizontal y en ángulo óptimo	76
Tabla 10.10: Pérdidas por temperatura inst. fija.....	77
Tabla 10.11: Cálculo pérdidas en vacío.....	78
Tabla 10.12: Pérdidas y PR sin pérdidas en vacío.....	78
Tabla 10.13: PR final.....	79
Tabla 10.14: Energía producida final	79
Tabla 10.15: Características Inversor CL125	86
Tabla 10.16: Longitudes y caídas de tensión tramo paneles-c.conexiones sector 1 y 2.	90
Tabla 10.17: Longitudes y caídas de tensión tramo paneles-c.conexiones sector 3 y 4.	91
Tabla 10.18: Longitudes y caídas de tensión tramo paneles-c.conexiones sector 5 y 6.	91
Tabla 10.19: Longitudes y caídas de tensión tramo paneles-c.conexiones sector 7 y 8.	92
Tabla 10.20: Longitudes y caídas de tensión tramo c.conexiones-c.sumadoras sector 5, 6, 7 y 8.....	94
Tabla 10.21: Longitudes y caídas de tensión tramo c.conexiones-c.sumadoras sector 1, 2, 3 y 4.....	94
Tabla 10.22: Longitudes y caídas de tensión tramo c.sumadoras-inversores.....	96
Tabla 10.23: Longitudes y caídas de tensión tramo inversor-CDP.....	98
Tabla 10.24: Longitud y caída de tensión tramo CDP-Trafo	99
Tabla 10.25: Caída de tensión Línea Trafo-CDPS	101
Tabla 10.26: Caída de tensión en línea CDPS-CDS.....	102
Tabla 10.27: Caídas de tensión en Sector 1 y 2.....	104
Tabla 10.28: Caídas de tensión en Sector 3 y 4.....	104
Tabla 10.29: Caída de tensión en Sector 5 y 6	104
Tabla 10.30: Caída de tensión en Sector 7 y 8	105
Tabla 11.1: Precio de la luz por años.....	123
Tabla 11.2: Ingresos mensuales.....	123
Tabla 11.3: Cálculo del VAN del proyecto para 35 años.....	125



1. Antecedentes

1.1 Motivo

El presente trabajo “**Diseño de un huerto solar fotovoltaico de 1 MW en la zona de Yecla**” se desarrolla con motivo del proceso de finalización de los estudios de Ingeniería Industrial, cursados en la ETSII de la Universidad Politécnica de Cartagena. Este será desarrollado bajo la tutela de D. Francisco Javier Cánovas Rodríguez.

1.2 Historia de la energía solar fotovoltaica

“La energía solar fotovoltaica apareció en 1838 gracias al científico francés Alexandre Edmond Becquerel. Este fue el primer descubridor del efecto fotovoltaico. Bequerel se dio cuenta de que al exponer una pila electrolítica con electrodos de platino al Sol la corriente aumentaba”. [1]

“Posteriormente, Willoughby Smith, en 1873, descubre este mismo efecto en sólidos, más concretamente sobre el Selenio. Más tarde, en 1877, William Grylls Adams junto con su alumno Richard Evans Day, descubrieron que, al exponer selenio a la luz solar, este generaba electricidad. Así, inventaron la primera célula fotovoltaica de selenio”. [1]

“En 1953, los ingenieros Calvin Fuller, Gerald Pearson, y Daryl Chapin, descubrieron que si la célula solar estaba compuesta de silicio esta era capaz de producir suficiente electricidad para hacer funcionar pequeños dispositivos eléctricos. Las primeras células solares disponibles comercialmente y a un precio competitivo fue en 1970”.[1]

1.3 Importancia de la transición a fuentes de energía renovables

La generación de electricidad representa el 42% de las emisiones contaminantes globales, y según recientes estudios, es probable que ese porcentaje aumente conforme siga la transición que está teniendo lugar hacia el transporte eléctrico.

“Los países desarrollados son muy conscientes de este problema, por ello, están anunciando nuevos planes para alejar sus economías de la dependencia de los combustibles fósiles. La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), es un organismo que ayuda a los países a crear planes para facilitar la transición hacia las energías renovables. Esta estima que para el año 2050 el 86% de la electricidad podrá ser generada con energías renovables. Además, según la AIE, la demanda de energía eléctrica aumentará un 70% hasta 2040 a nivel mundial debido principalmente por países emergentes (India, China, África, Oriente Medio y el sureste asiático). Por lo que resulta vital acabar con nuestra dependencia de los combustibles fósiles”.[2]

“Las energías renovables son fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes. Además, sus costes se van reduciendo cada vez más, mientras que la



tendencia general de costes de los combustibles fósiles es creciente, además de su volatilidad coyuntural”.[2]

“La transición hacia un sistema energético basado en tecnologías renovables tendrá asimismo efectos económicos muy positivos. Según IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables), duplicar la cuota de energías renovables en el mix energético mundial hasta alcanzar el 36% en 2030 supondría un crecimiento adicional a nivel global del 1,1% ese año (equivalente a 1,3 billones de dólares), un incremento del bienestar del 3,7% y el aumento del empleo en el sector hasta más de 24 millones de personas, frente a los 9,2 millones actuales”.[2]

“La Universidad LUT y el Energy Watch Group han publicado un informe que muestra la viabilidad de una transición energética europea hacia fuentes 100% renovables. En este estudio se muestra lo que supondría comenzar a utilizar fuentes de energía 100% renovables frente a las existentes en la actualidad, eliminándose los combustibles fósiles en todos los sectores antes de 2050”. [3]

El estudio resalta que la generación de electricidad con un sistema energético completamente renovable estará compuesta por la combinación de fuentes de energía fotovoltaica, solar, eólica, bioenergía, hidroeléctrica, y geotérmica.

A continuación, vamos a ver cuáles son las ventajas más importantes de las renovables:

- **Son el socio imprescindible contra el cambio climático:** este tipo de energía no emiten gases contaminantes de efecto. Esto supone una solución más limpia y viable frente a otras fuentes de energía que favorecen la degradación medioambiental.
- **Son inagotables:** al contrario que los combustibles fósiles como, el gas, el carbón, el petróleo o, por otro lado, la energía nuclear, ya que los recursos de estas fuentes son finitos. Las energías renovables tienen su origen en el Sol y se adaptan a los ciclos naturales.
- **Reducen la dependencia energética:** la naturaleza autóctona de este tipo de fuentes supone una ventaja muy importante para las economías locales y favorece la independencia energética. Esto se debe a que la necesidad de importar combustibles fósiles produce una dependencia económica y política del país proveedor que puede comprometer la seguridad del suministro energético.
- **Crecientemente competitivas:** En los últimos años, las tecnologías renovables, principalmente la eólica y la fotovoltaica, están siendo muy viables, debido a la drástica disminución de sus costes. En la actualidad son totalmente competitivas con las convencionales.
- **Horizonte político favorable:** los acuerdos establecidos en la COP21 han dado un gran impulso a las energías renovables. La comunidad internacional está demostrando su compromiso y preocupación por la transición hacia una economía libre de emisiones por el futuro sostenible del planeta.



2. Fundamentos de la Energía Solar

2.1 Principio de funcionamiento

La energía solar fotovoltaica es una fuente que procede del Sol y se convierte en energía eléctrica directamente. Esto nos brinda una gran oportunidad, ya que la fuente de energía es inagotable.

Esta energía se produce mediante paneles solares fotovoltaicos conectados entre sí y estos a su vez están compuestos por unidades básicas denominadas células fotovoltaicas.

Las células fotovoltaicas están formadas en su mayoría por semiconductores. Estas transforman la luz Solar en energía mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno consiste en que al iluminar un semiconductor se producen electrones y huecos. Estos se mueven por el interior del semiconductor aleatoriamente de forma que cuando un electrón encuentra un hueco se inserta y libera energía. Para que este efecto sea útil los electrones y los huecos deben estar separados en zonas diferentes a través de un campo eléctrico. Así pues, el semiconductor se comportará como un generador eléctrico. Si conseguimos mantener esta separación e iluminamos el semiconductor, conseguiremos una diferencia de potencial. Para conseguir dicha separación se utiliza una unión de semiconductores tipo P y N.[4]

2.2 Energía solar

En el núcleo solar se producen reacciones químicas de fusión a muy altas temperaturas que liberan gran cantidad de energía. Parte de esta energía liberada llega a la capa exterior de la atmósfera con una irradiancia aproximada de 1367 W/m^2 .

2.2.1 Radiación solar

Esta energía que genera el Sol recibe el nombre de radiación solar. Esta pasa a través de la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre y se altera por el aire, el vapor de agua, la suciedad, los aerosoles, y demás elementos presentes en la atmósfera.

- **Reflexión:** nubes.
- **Absorción:** ozono, oxígeno, dióxido de carbono, vapor de agua.
- **Difusión:** polvo, gotas de agua, aerosoles.

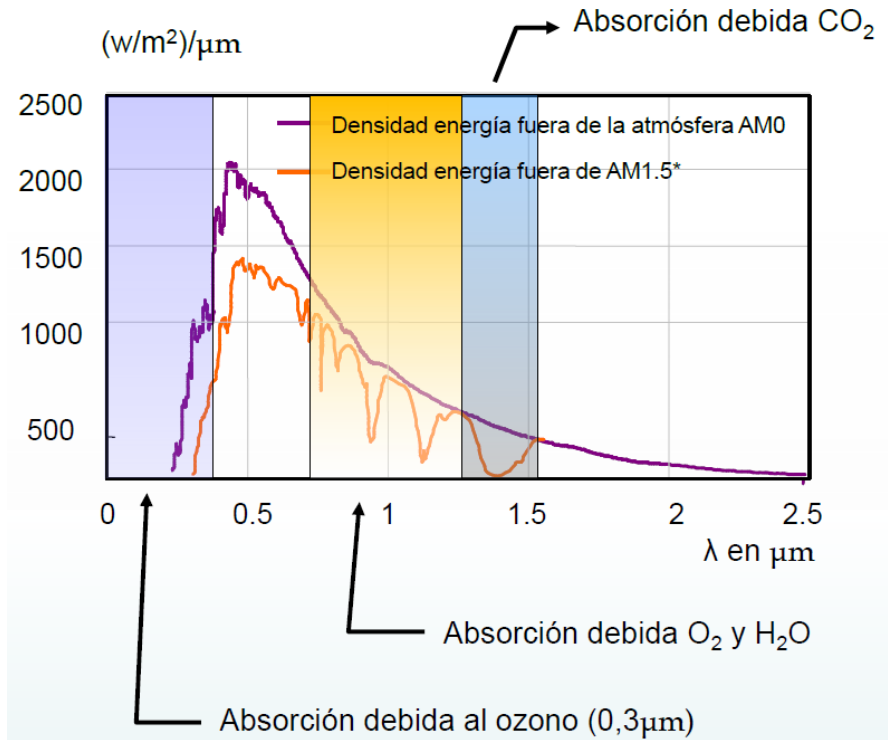


Figura 2.1 : Absorción de la radiación

Los efectos mencionados varían en función de la cantidad de atmósfera que la radiación atraviese. Para concretar dicha distancia se utiliza el concepto de masa de aire (AM).

$$AM = \frac{1}{\text{sen}(\gamma_s)} = \frac{1}{\text{cos}(\theta_{zs})}$$

Donde γ_s es el ángulo de elevación solar y θ_{zs} es el ángulo o distancia cenital.

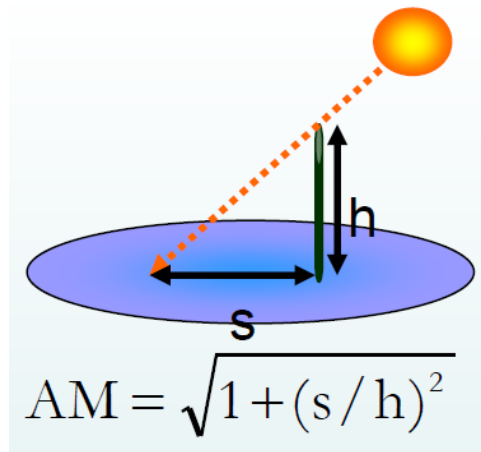


Figura 2.2 : Masa de aire

La radiación tiene 3 componentes en función del comportamiento que tenga:

1. **Directa:** radiación que llega a un determinado lugar directamente del Sol. Es la que mayor cantidad de energía aporta.



2. **Difusa:** radiación que incide de toda la bóveda celeste, a excepción de la directa. Este tipo de radiación proviene de las nubes y del cielo azul. Si no fuera por la radiación difusa, el cielo se vería negro, incluso de día.
3. **Albedo:** es la combinación de la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión desde el suelo.

La radiación solar se puede cuantificar mediante dos magnitudes:

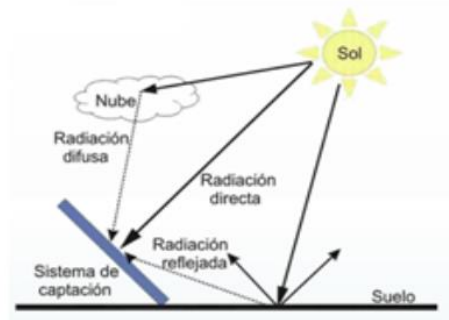


Figura 2.3: Tipos de radiación

- **Irradiancia:** “es la potencia instantánea de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado”.
- **Insolación o irradiación:** “es la energía que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado. Resulta de la integración de la irradiancia en un período determinado”.

Gracias a la absorción de la irradiación por parte de la atmósfera en condiciones AM1 (mínimo recorrido atmosférico), podemos disminuir la irradiancia de los 1367 W/m² a los 1000 W/m² que llegan a la superficie terrestre. Este es el valor de irradiancia que utilizan los fabricantes para definir los parámetros estándar de los paneles fotovoltaicos.[4]

2.2.2 Movimientos de la Tierra y el Sol

Si observamos desde el hemisferio norte, nuestro planeta tiene un movimiento de traslación alrededor del Sol, que va en sentido contrario al de las agujas del reloj. Traza una órbita elíptica con el Sol situado como uno de los focos de la elipse. Esto significa que la distancia que hay del Sol a la Tierra no es la misma a lo largo de todo el año.

Por otra parte, el eje polar de la Tierra forma un ángulo de 23,45 grados con la perpendicular al plano de la órbita que describe alrededor del Sol. Este es el plano de la eclíptica.

“La **declinación** es el ángulo que forma el plano del ecuador de la Tierra con la línea situada en el plano de la eclíptica, que une los centros del Sol y la Tierra”. Este ángulo es máximo en el solsticio de verano $\delta = 23,45^\circ$, mínimo en el solsticio de invierno $\delta = -23,45^\circ$ y nulo en los equinoccios $\delta = 0^\circ$. La declinación para un día determinado del año es

$$\delta = 23,45 * \text{sen}\left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365}\right)$$

Donde δ_n es el día del año en el que nos encontremos (1...365, tomamos 1 para el primer día de enero).

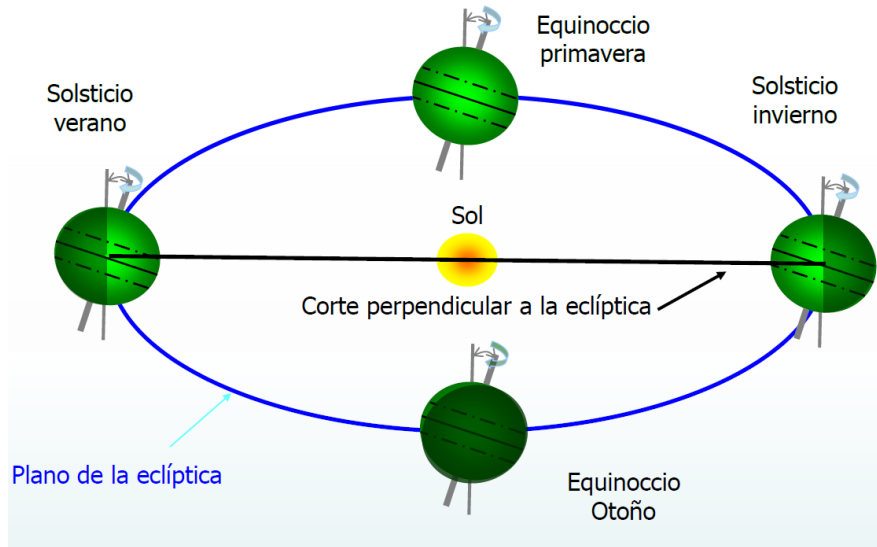


Figura 2.4 : Posición del Sol

Para determinar la localización en la que se encuentra el Sol, se utiliza el concepto de esfera celeste. Esta es una esfera imaginaria de radio arbitrario, centrada en el observador. Sobre dicha esfera proyectamos la posición del Sol.

La Tierra en su trayectoria que sigue alrededor del Sol, no sigue un movimiento uniforme, el tiempo entre dos pasos consecutivos del Sol por la misma posición angular en la bóveda celeste no es siempre igual a 24h. Como la hora civil debe permanecer constante, se produce un desfase entre la hora civil y la **hora solar**, variable a lo largo del año. Esto supone un problema, ya que necesitamos saber cuándo es el mediodía solar porque es en ese instante cuando la sombra coincide con la dirección Sur-Norte, dato necesario para orientar adecuadamente los módulos de una instalación solar.

La desviación (D_T), en minutos, de la hora civil respecto a la solar es:

$$D_T = E_T + \frac{\Delta L}{15}$$

ΔL es la diferencia entre la longitud geográfica y el meridiano estándar del país, y E_T es el valor de la ecuación del tiempo en minutos.

Para representar las posiciones del Sol utilizamos el sistema de **esfera celeste**. Este sistema de coordenadas sirve para determinar las posiciones del Sol como si tuviera un movimiento aparente entorno a la Tierra siguiendo siempre una misma trayectoria dentro del plano de la eclíptica. Este forma un ángulo de $23,45^\circ$ con el ecuador de la esfera celeste. Se especifica la posición del Sol mediante los siguientes ángulos:

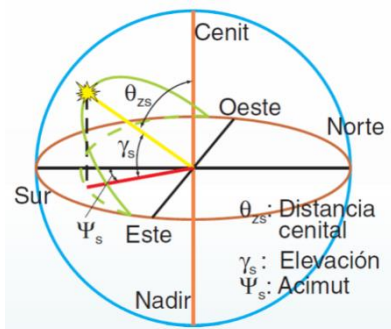


Figura 2.5: Esfera celeste

- **Elevación solar (γ_s):** “es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal”.
- **Acimut solar (ψ_s):** “es el ángulo que forma el meridiano del Sol y el meridiano del lugar”. En el hemisferio norte tomamos como referencia el Sur, y en el hemisferio sur tomamos como referencia el Norte.
- **Ángulo cenital (θ_s):** “ángulo formado por la dirección del Sol y la vertical. Es el complementario de la elevación solar”. [4]



2.2.3 Orientación del generador fotovoltaico

La orientación del generador fotovoltaico debe ser la óptima para que este capte la mayor cantidad de energía solar posible. Depende de diversos factores:

- La orientación del plano del generador fotovoltaico.
- La cantidad de tiempo que se va a usar dicho generador a lo largo del año. Puede ser anual, estacional, etc.
- El tipo de aplicación que va a tener: autónomo, conectado a la red, etc.

La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante dos tipos de coordenadas:

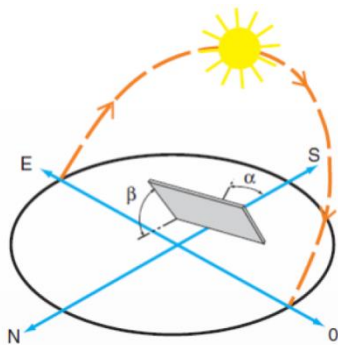


Figura 2.6: Orientación generador fotovoltaico

- **Ángulo de acimut (α):** “es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur”.
- **Ángulo de inclinación (β):** “ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal”.

Una superficie recibe más energía si es perpendicular a la dirección del Sol. Esto nos lleva a que, si la posición del Sol varía durante el día, la posición óptima de la superficie de captación también variará.

Por tanto, la **orientación óptima** tendrá un valor constante, y tendrá como componentes una inclinación (β) que dependerá de la latitud del lugar (φ) y un acimut (α) que dependerá del hemisferio en el que nos encontremos.

Debemos tener en cuenta que, si queremos optimizar la captación de energía solar en el plano, la superficie siempre debe estar orientada hacia el Sur. Como es lógico, esto implica que el acimut debe ser cero.

La **inclinación óptima de una superficie fija** en función de la latitud para una instalación anual es:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 * |\varphi|$$

[4]

2.3 Fundamentos de las células solares

2.3.1 Semiconductores

La mayor parte de las células fotovoltaicas están constituidas por semiconductores. Estos deben tener una conductividad eléctrica superior a la de un aislante, pero inferior a la de un metal. El semiconductor más utilizado a nivel industrial es el silicio.

Las propiedades eléctricas de los semiconductores varían con la temperatura y con la energía que reciba. El comportamiento de ellos se puede describir mediante las teorías de enlaces y de bandas.



El funcionamiento es el siguiente. Tenemos una red cristalina formada por los átomos del semiconductor. En esta red cada átomo comparte 4 electrones de valencia con otros 4 átomos cercanos mediante enlaces covalentes. Un aumento de la temperatura o de la luz que incide sobre el semiconductor, produce que algunos de estos electrones de valencia capturen la energía necesaria para romper el enlace covalente y se puedan mover con total libertad por la red. Así tenemos electrones libres.

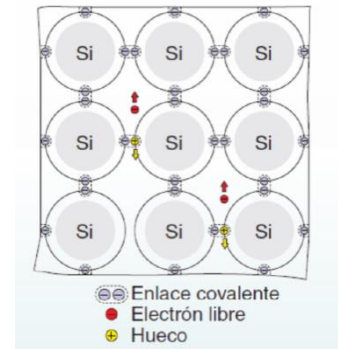


Figura 2.7: Red de silicio

Ahora debemos hablar del concepto de energía enlace. Esta es la energía mínima que debemos aplicar a un enlace para romperlo y generar un par electrón-hueco. Esta tiene un valor constante y depende del semiconductor. Por ejemplo, para el silicio esta energía es 1.12 eV.

Tipos de semiconductores:

- **Semiconductores elementales:** Germanio (Ge) y Silicio (Si).
- **Compuestos Grupo IV:** SiC y SiGe.
- **Compuestos Grupo III-V:**
 - **Binarios:** GaAs, GaP, GaSb, AlAs, AlP, AlSb, InAs, InP y InSb.
 - **Ternarios:** GaAsP, AlGaAs.
 - **Cuaternarios:** InGaAsP.
- **Compuestos Grupo II-VI:** ZnS, ZnSe, ZnTe, CdS, CdSe y CdTe.

[4]

2.3.2 Efecto fotovoltaico

Las células fotovoltaicas están formadas en su mayoría por semiconductores. Estas transforman la luz Solar en energía mediante el efecto fotovoltaico. Este fenómeno consiste en que al iluminar un semiconductor se producen electrones y huecos. Estos se mueven por el interior del semiconductor aleatoriamente de forma que cuando un electrón encuentra un hueco se inserta y libera energía.

Para que este efecto sea útil los electrones y los huecos deben estar separados en zonas diferentes a través de un campo eléctrico. Así pues, el semiconductor se comportará como un generador eléctrico. Si conseguimos mantener esta separación e iluminamos el semiconductor, conseguiremos una diferencia de potencial. Para conseguir dicha separación se utiliza una unión de semiconductores tipo P y N.

Esta conversión de luz en diferencia de potencial se conoce como efecto fotovoltaico. Y fue descubierto por Alexandre-Edmond Becquerel en 1839. [4]

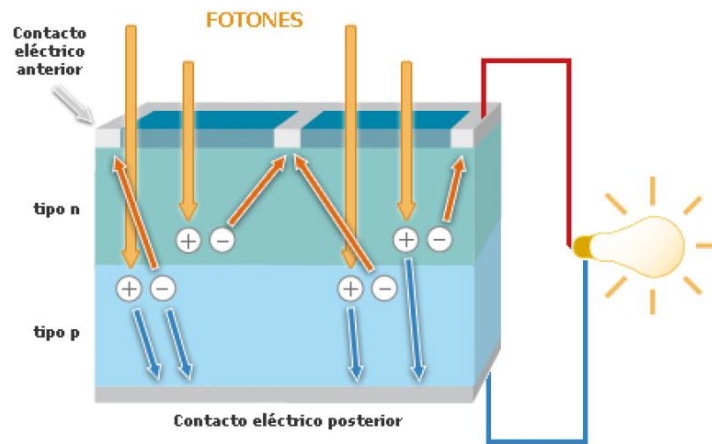


Figura 2.8: Generador fotovoltaico

2.3.3 Semiconductores tipo P y tipo N

Los semiconductores usados en los módulos solares se dopan mediante impurezas añadidas voluntariamente al semiconductor. Las impurezas pueden ser:

- **Impurezas pentavalentes:** “son elementos cuyos átomos tienen cinco electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el fósforo, antimonio y arsénico”.
- **Impurezas trivalentes:** “son elementos cuyos átomos tienen tres electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el boro, galio e indio”.

Para variar la cantidad de electrones y huecos en un semiconductor se utiliza una técnica conocida como dopaje.

“Los átomos con un electrón más de valencia que el silicio se utilizan para producir material semiconductor de tipo n . Estos materiales de tipo n son elementos del grupo V de la tabla periódica, y por lo tanto sus átomos tienen 5 electrones de valencia que pueden formar enlaces covalentes con los electrones de valencia 4 que tienen átomos de silicio. Debido a que sólo 4 electrones de valencia se necesitan de cada átomo (silicio y de tipo n) para formar los enlaces covalentes alrededor de los átomos de silicio, el electrón de valencia adicional presente (porque los materiales de tipo n tienen 5 electrones de valencia) es libre de participar en la conducción cuando los dos átomos se enlazan. Por lo tanto, se añaden más electrones a la banda de conducción y por lo tanto aumenta el número de electrones presentes”.[5]

“Los átomos con uno menos de los electrones de valencia resultan en material tipo p . Estos materiales de tipo p son elementos del grupo III de la tabla periódica. Por lo tanto, el material de tipo p tiene sólo 3 electrones de valencia con los que interactuar con átomos de silicio. El resultado neto es un agujero, ya que no hay suficientes electrones para formar los 4 enlaces covalentes que rodean los átomos. En el material de tipo p , el número de electrones atrapados en enlaces es mayor, aumentando así efectivamente el número de agujeros. En materiales dopados, siempre hay más de un tipo de portadores que el otro y el tipo de portadores con la concentración más alta se llaman portador mayoritario, mientras que el portador de menor concentración se llama un portador minoritario. Los fotones que inciden sobre el semiconductor pueden aumentar la energía de los portadores al igual que lo puede hacer la temperatura”.[5]



2.3.4 Unión PN

La unión PN se forma cuando a un semiconductor se le añade impurezas tipo P e impurezas tipo N. De esta forma, se generan dos regiones una N y otra P que están separadas.

“Debido a la atracción que hay entre cargas positivas y negativas, los electrones que están libres de la región N más cercanos a la región P se difunden en esta, produciéndose la recombinación con los huecos más próximos de dicha región. Esto produce que en la región N se crean iones positivos y en la región P se crean iones negativos. Como estos forman parte de la red cristalina, los iones no se pueden mover y por lo tanto no son libres para recombinarse.”

“Esta distribución de cargas en la unión establece un campo eléctrico también conocido como barrera de potencial que impide el paso del resto de electrones de la región N a la región P, deteniendo la difusión y manteniendo separados a los portadores de carga de cada región. Una unión PN no conectada a un circuito eléctrico exterior queda bloqueada y en equilibrio electrónico a temperatura constante”. [4]

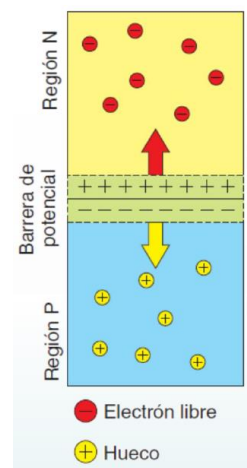


Figura 2.9:
Unión PN

3. Mercado eléctrico. Situación de la energía solar fotovoltaica

En este capítulo del proyecto vamos a reflejar la situación actual a nivel global del mercado de la energía solar fotovoltaica. Veremos cómo ha ido aumentando la potencia instalada en los últimos años. También indicaremos cuáles son los principales actores en el desarrollo de esta tecnología. En el siguiente apartado expondremos la situación del mercado fotovoltaico en España y la analizaremos.

3.1 Situación global de los mercados fotovoltaicos

En la actualidad, el mercado fotovoltaico está en alza en todo el mundo. Se espera que las nuevas instalaciones fotovoltaicas en 2020 alcancen los 142 GW, esto supone un 14% de aumento respecto a la potencia instalada en 2019.

Estamos observando un crecimiento continuo y exponencial de las instalaciones solares en la última década con tasas de crecimiento de dos dígitos. La década de 2010 fue el detonante de todo este crecimiento con avances tecnológicos importantes, fuertes reducciones en los costes de producción y grandes subsidios. Esto tuvo como consecuencia que la década de 2020 fuese la década de la emergente demanda solar no subsidiada, la diversificación y expansión de la demanda de instalaciones solares en todo el mundo. De esto resulta que entrasen en el mercado nuevas corporaciones y aumentase la competencia.

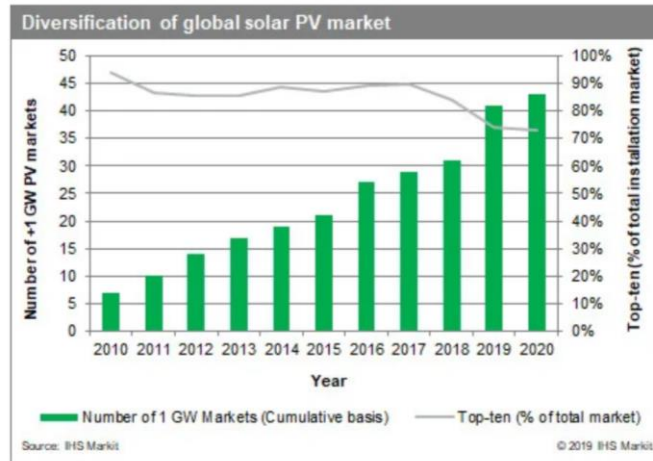


Figura 3.1: Diversificación de los mercados solares fotovoltaicos

Sin embargo, no todo son buenas noticias, el mercado fotovoltaico chino, el mayor de todo el mundo, se ha desplomado. A pesar de las preocupaciones que esto genera, la consultora *IHS Markit* espera que más de 43 países instalen más de 1 GW de capacidad solar a finales de 2020, nivel que sólo superaban siete países en 2010.

El informe de 2020 de *Global Photovoltaic Demand Forecast* sostiene que el crecimiento del mercado en 2019 fue de un 53%, excluyendo a China.

Como resultado del aumento de la competencia, ya mencionado, se espera que los 10 principales mercados solares disminuyan su cuota de mercado, quedándose con un 73% del mercado total. Esto supondría un gran descenso, ya que en 2010 su cuota de mercado era del 94%.

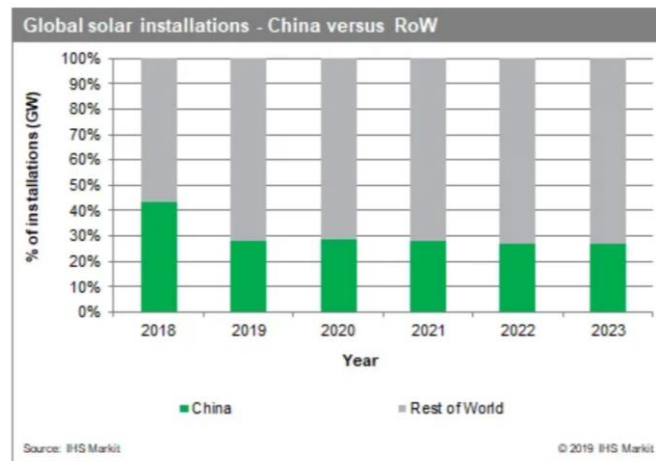


Figura 3.2: Instalaciones solares globales

En el caso de EEUU, segundo mercado más grande del mundo, se espera que las instalaciones aumenten alrededor del 20% para 2020, manteniendo así su posición de segundo mercado detrás de China.

En Europa este tema en pleno auge. En 2019 se duplicó el número de instalaciones, aunque se cree que el ritmo de crecimiento no será el mismo. Para 2020 se espera que las instalaciones superen los 24 GW, lo que supone un aumento del 5% frente



a 2019. De esta cifra España, Alemania, Países Bajos, Francia, Italia y Ucrania representan el 63%.

2019 fue un año malo para India, debido a las incertidumbres políticas y el impacto de los aranceles en la importación de módulos solares. Se espera que en 2020 las instalaciones vuelvan a crecer y superen los 14 GW. El abaratamiento de los precios de los módulos y posibilidad de que se cree una gran cartera de proyectos estimularán el crecimiento del mercado solar en India.[6]

3.2 Mercado de energía eléctrica en España

3.2.1 Funcionamiento del mercado eléctrico

3.2.1.1 Actividades del mercado eléctrico

El mercado eléctrico español tiene cuatro actividades principales

1. **Generación:** comprende todas las actividades que generan electricidad a partir de combustibles fósiles, energías renovables, centrales nucleares, etc.
2. **Transporte:** es la actividad que transporta la electricidad desde los centros de transformación hasta el punto de consumo a nivel teórico, es decir, a los centros de transformación donde empieza la actividad de distribución.
3. **Distribución:** etapa en la que la electricidad pasa de los centros de transformación de alta a media y baja tensión hasta los puntos de consumo.
4. **Comercialización:** etapa en la que las empresas denominadas comercializadoras compran y venden electricidad.

-Generación de electricidad:

La generación de electricidad en España se caracteriza por tener una amplia cantidad de diferentes tecnologías que aportan electricidad a la red. Esto supone una ventaja, ya que no es bueno depender de una sola tecnología bien sea renovable o de combustibles fósiles.

Durante los últimos años, la tecnología nuclear siempre ha sido la que más electricidad ha aportado a la red, siempre seguida muy de cerca por la energía eólica, ya que España está entre los cinco países con mayor potencia eólica instalada, actualmente tenemos cerca de 25000MW. A estas le siguen las tecnologías de ciclo combinado y de carbón.

Veamos la cantidad de producción de energía eléctrica en España, según la tecnología.

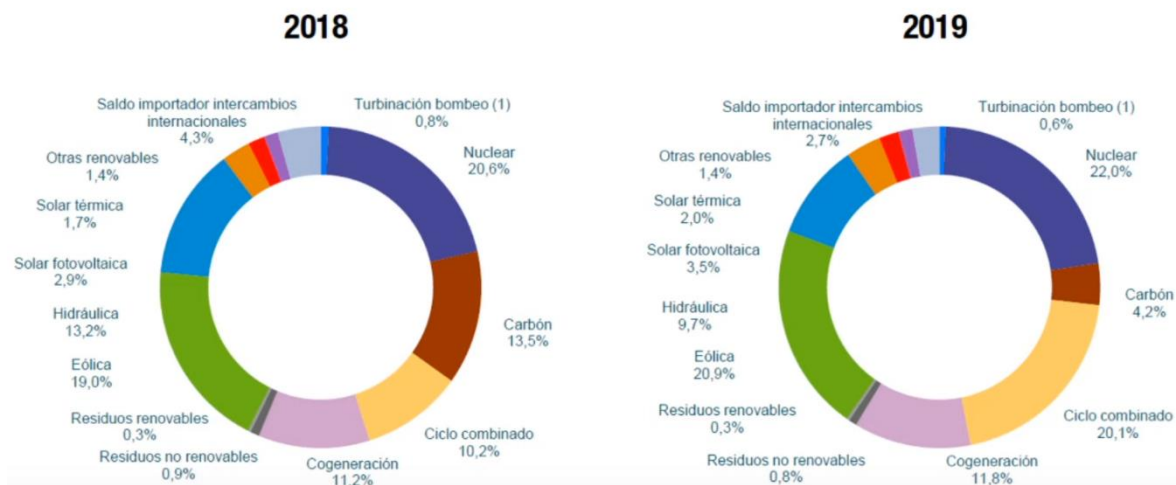


Figura 3.3: Mix de la producción energética en España

Como podemos ver en el gráfico superior, la producción de energía eléctrica mediante carbón se ha reducido mucho de 2018 a 2019, ha pasado de un 13,5% a un 4,2%, esto es una reducción muy significativa debido al cierre de centrales térmicas de carbón que se está llevando a cabo en España.

-Transporte:

Las redes eléctricas en España están repartidas por toda la geografía del país. En la actualidad, la matriz energética de España tiene puntos de generación por todo el país y además hay centros de consumo repartidos también. Esto es muy interesante, porque cuando acercamos la generación al consumo final, reducimos los costes de transporte.

La red eléctrica española es bastante llamativa porque en Madrid, Barcelona y en el norte, donde hay amplias industrias metalúrgicas, y en el sur hay un alto consumo. Esta red llega al 99% de electrificación en todo el país. Cabe destacar, que sólo hay una empresa que gestiona las redes eléctricas, que es Red Eléctrica de España.



Figura 3.4: Red eléctrica española

-Distribución:

En España se diferencia entre empresa distribuidora y empresa comercializadora.

Cuando hablamos de empresa distribuidora entendemos que son las que llevan la electricidad desde los centros de transformación al punto de consumo. Actualmente, hay cerca de 200 empresas distribuidoras, sin embargo, el 95% de las redes de distribución están en posesión de las cinco grandes compañías eléctricas en España, que son: Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP, Viesgo. En la siguiente imagen vemos cómo están distribuidas estas redes.



Figura 3.5: Distribuidoras en España

Podemos observar que Endesa, Iberdrola y Naturgy son las distribuidoras principales.

-Comercialización:

Para comenzar, veamos los tipos de consumidores que podemos encontrar:



- **Residencial:** cualquier ciudadano, es un tipo de consumidor desconocedor de cómo funciona el mercado y desconfiado. Esta desconfianza es debida a la falta de conocimiento del mercado eléctrico y a no saber diferenciar entre empresa comercializadora y empresa distribuidora.
- **PYME:** este tipo de consumidor generalmente, prefiere dejar los temas de contratación eléctrica en manos de un profesional, es decir, un gestor energético.
- **Industrial:** este consumidor suele ser experto y conocedor del mercado eléctrico. Este puede decidir la contratación de una comercializadora por sus propios medios o por una empresa consultora.

A partir del año 1997 se decidió crear en España un mercado energético donde una empresa establecida como comercializadora podía ir a ese mercado, comprar una cantidad de esa energía y posteriormente, venderla a sus clientes. Esta operación no requiere ningún tipo de infraestructura. Dentro del precio que paga la comercializadora se incluye un peaje por tener acceso a la red del distribuidor. De hecho, a partir de este año, empresas distribuidoras como Endesa, tuvieron que crear dentro de su empresa, una rama de comercialización, para poder vender a sus clientes.

Por otro lado, el consumidor residencial tiene dos opciones de contratar la electricidad:

- **PVPC:** este es el precio voluntario al pequeño consumidor. Es un precio regulado y que tiende a proteger en caso de que el mercado se dispare, a los consumidores. Este tipo de tarifa lo suelen ofrecer las cinco grandes empresas ya mencionadas.
- **Mercado libre:** este es un gran mercado en el que nos podemos encontrar cerca de 300 opciones diferentes.

Por tanto, la función de las empresas comercializadoras es adquirir la electricidad en el mercado mayorista (pool) o directamente mediante contratos bilaterales físicos, financieros, subastas, etc. Estas gestionan el contrato de acceso a las redes en nombre del consumidor, esto hace referencia al peaje antes mencionado por poder tener el usufructo de las infraestructuras para poder llevar la energía a los consumidores, este conoce como ATR (Acceso de Tercero a la Red), este se incluye en la factura que va a pagar el cliente. Las comercializadoras, además, venden electricidad a los clientes cualificados, en condiciones libremente pactadas y pueden ofrecer otros productos y servicios, como asesorías, instalación de placas fotovoltaicas, etc.

En 2018 había 543 empresas comercializadoras las cuales abastecían a cerca de 30 millones de clientes. Sin embargo, la mayoría de estos clientes estaban con una de las cinco grandes compañías. No obstante, en los últimos años se ha venido observando una tendencia de crecimiento de los clientes en las nuevas comercializadoras, como podemos ver en los gráficos inferiores.



Figura 3.6: Tendencia de los clientes en las nuevas y grandes comercializadoras

Esta tendencia quiere decir que el consumidor final cada vez confía más en nuevas opciones en el mercado, es decir, en nuevas comercializadoras. Es cierto que en números absolutos la disminución de clientes de las cinco grandes comercializadoras no es importante. Sin embargo, esta tendencia puede continuar y cada vez ser más acusada.

Ahora vamos a ver las contrapartes de la comercializadora, es decir, a quién le tiene que rendir pagos, cuentas o dónde está su actividad. Por un lado, la empresa comercializadora tiene que hacer a OMIE, operador del mercado, las ofertas de compra de energía para poder comprar electricidad. Esta tiene que llevar a cabo las liquidaciones, es decir, pagarle semanalmente esa cantidad de energía que le haya dicho que desea comprar. Esto destaca la importancia de que la comercializadora tenga un fuerte músculo financiero, porque esta paga semanalmente, por tanto, paga cuatro veces al mes, pero el consumidor paga mensualmente, es decir, la comercializadora está adelantando una suma de dinero que todavía no ha cobrado. De aquí que la actividad de comercialización tenga un riesgo importante.

Como ya hemos mencionado, la Red Eléctrica de España es el operador del sistema, es el que garantiza la continuidad y seguridad del suministro y establece el equilibrio entre generación y consumo. Lógicamente, estas actividades generan unos costes que se van a reflejar en la factura eléctrica. La comercializadora tendrá que pagar de manera quincenal a Red Eléctrica de España por esos costes que el propio agente del sistema determine, pueden ser desvíos, costes operacionales, etc.

La comercializadora tiene otra contraparte, la distribuidora, a la que le abonan el ATR (Acceso de Terceros a la Red). Este pago es independientemente de la comercializadora que sea, siempre hay que pagar ese peaje.[6]

3.2.1.2 Agentes del mercado

Veamos quién participa en el mercado eléctrico de España:

- **Productores de energía eléctrica–Vendedor:** responsables de la generación de la energía eléctrica, así como de construir, operar y mantener las centrales de producción,
- **Comercializadores-Comprador:** responsables de la venta de energía eléctrica a consumidores finales accediendo a las redes de transporte y distribución.
- **Comercializadores de referencia-Comprador:** estos son comercializadores sujetos a la normativa vigente para la venta de energía a consumidores finales en condiciones de Precio Voluntario de Pequeño Consumidor (PVPC).
- **Consumidores Directos a Mercado (CDM)-Comprador:** consumidores finales que se abastecen de su suministro eléctrico en el mercado



directamente (o indirectamente a través de un Representante) y sin la intermediación de un Comercializador.

- **Representantes-Comprador/Vendedor:** sujetos que actúan en nombre y representación de otro sujeto directamente (en nombre y cuenta ajena) con el fin de llevar a cabo sus operaciones de compra y/o venta de energía en el mercado.[6]

3.2.1.3 Composición del precio de la factura

La composición de la factura está dividida principalmente en cuatro conceptos:

1. **Precio de la energía:** es el coste de la materia prima.
2. **Costes del sistema:** son los pagos a Red Eléctrica, el operador del sistema. Estos incluyen remuneración OS+OM, pagos por capacidad, costes de desvíos, coste de mercados de ajustes.
3. **Costes regulados:** se corresponde con el ya mencionado ATR, es un término de energía porque aquí este precio es únicamente de la electricidad.
4. **Impuestos:** incluyen lo siguiente
 - **Margen, primas y otros conceptos:** aquí es donde la comercializadora obtiene los beneficios.
 - **I.V.A:** impuesto al valor agregado.
 - **I.E.E:** impuesto eléctrico.

Para obtener el precio de la energía hora aplicamos la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} & \text{Precio de la Energía}h \\ & = (CMP_h + RRTTh + INT_h + PCh + POS_h + DV_h + ROM_h \\ & + ROS_h) \times (1 + Ph) + ATR \text{ Energía}h \end{aligned}$$

Donde:

- **CMP:** coste horario de adquisición de la energía eléctrica física (Materia Prima) en el Mercado. Será el resultado de las operaciones de compra de energía en el Mercado Diario y Mercados Intradiarios de OMIE.
- **RRTT:** coste horario de las Restricciones Técnicas del Sistema de aplicación a comercializadores libres y consumidores directos a mercado.
- **INT:** coste asociado a la repercusión del coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad vigente en cada momento.
- **PC:** Pagos por Capacidad vigentes en cada momento para la tarifa de acceso que corresponda.
- **POS:** coste horario de los Procesos del Operador del Sistema de aplicación a comercializadores libres y consumidores directos a mercado.
- **DV:** coste horario de los Desvíos, por la diferencia entre la previsión de consumo considerada por el licitador y el consumo efectivo del punto de suministro.
- **ROM:** la Remuneración del Operador del Mercado vigente en cada momento.
- **ROS:** la Remuneración del Operador del Sistema vigente en cada momento.



- **P:** las Pérdidas de Red, según se establezcan en la regulación vigente.
- **ATR Energía:** el término de energía de las tarifas de Acceso de Terceros a la Red vigentes en cada momento para la tarifa de acceso que corresponda.[6]

3.2.1.4 La factura eléctrica

Veamos un ejemplo de factura.

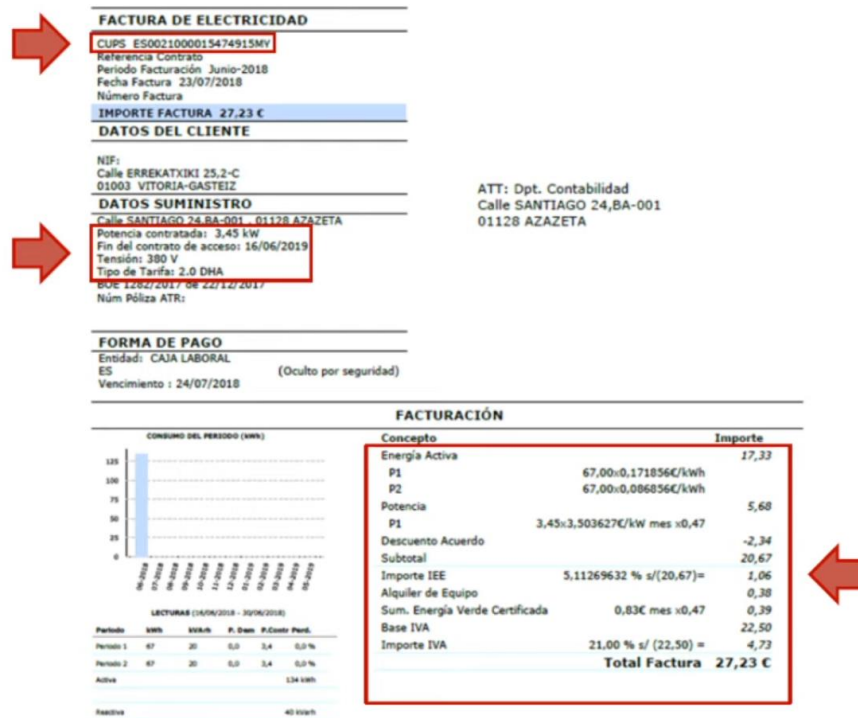


Figura 3.7: Factura eléctrica

Veamos las partes más importantes:

- **CUPS:** Código Universal del Punto de Suministro. Es el identificador para las compañías comercializadoras de cual es el punto de suministro de un cliente.
- **Datos suministro:** dentro de este apartado encontramos la potencia contratada, datos del contrato, la tensión y la tarifa. La tarifa depende de la tensión, de la potencia y de la modalidad que el cliente desee.
- **Facturación:** esta se desglosa en diferentes conceptos:
 - **Energía activa:** son los kilovatios hora que se está consumiendo de la red. Este se divide en P1 y P2, esto quiere decir que hay dos periodos horarios en los que el precio de la electricidad como se observa son diferentes. Esto significa que el cliente tiene contratada una tarifa con discriminación horaria.
 - **Potencia:** este es un apartado polémico ya que en España este representa el 40-50% del precio de la factura y es un término que hay que pagar independientemente del consumo.
 - **Descuento:** oferta que se haya podido negociar con la comercializadora.
 - **IEE:** como ya se ha indicado, es el impuesto eléctrico.



- **Alquiler de los equipos de medida:** proporcionados por la compañía.
- **Suministro de energía verde certificada:** certifica que la energía que estas utilizando proviene de fuentes renovables.[6]

3.2.1.5 Procesos del mercado eléctrico

“El mercado eléctrico español comenzó en 1998 a raíz de la liberación del sector eléctrico. El 1 de julio de 2007, el sistema eléctrico español se integró con el sistema eléctrico portugués formando así el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). Este forma parte del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea, el cual surgió gracias a la liberalización de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica”.[7]

“Los dos responsables de garantizar el funcionamiento del sistema y la gestión técnica de la red son los operadores de la red de transporte, la Red Eléctrica de España (REE) en España y Redes Energéticas Nacionais (REN) en Portugal. La entidad encargada de gestionar el mercado mayorista “spot” MIBEL es el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español (OMIE). Este está compuesto por el mercado diario, los mercados intradiarios de subastas y el mercado intradiario continuo”.[7]

“El mercado diario MIBEL se encuentra acoplado con los mercados del centro y norte de Europa desde el 13 de mayo de 2013. La casación en MIBEL se realiza junto al resto de mercados europeos acoplados usando el algoritmo EUPHEMIA. Estas interconexiones favorecen la seguridad y garantizan la continuidad del suministro eléctrico. Además, permiten una mayor integración de las energías renovables”.[7]

“Las interconexiones eléctricas ayudan a mejorar la eficiencia en la generación de energía eléctrica y también permite que la energía fluya desde las zonas donde es más barata hacia donde es más cara. Este intercambio energético permite que los agentes europeos compitan entre ellos para que todos los mercados puedan beneficiarse de las condiciones más competitivas o más favorables”.[7]

Capacidad neta máxima de las interconexiones acordada para 2020 (MW)			
	Francia	Portugal	Marruecos
Importación	3400	3200	600
Exportación	3500	2800	900

Figura 3.8: Interconexiones 2020

“El mercado diario ibérico, como el resto de mercados europeos, es de tipo marginalista y se celebra el día antes de la entrega de la electricidad. En este tipo de mercado, los agentes compradores (comercializadores, exportadores, etc) y vendedores (generadores, importadores, etc) de España y Portugal, presentan sus ofertas, para cada hora del próximo día a través de OMIE. Este es el único NEMO (Nominated Electricity Market Operator) designado para España y Portugal”. [7]

“Este mercado funciona de la siguiente manera, las ofertas de compra y venta son admitidas en función de su valor económico y la capacidad de interconexión disponible. De forma que, si la capacidad de interconexión disponible es suficiente para el flujo de electricidad negociado a esa hora en concreto, el precio de la electricidad será el mismo en todos los países. Por el contrario, si la interconexión está ocupada por completo a esa hora, el algoritmo EUPHEMIA fija un precio diferente para cada zona”.[7]



“Veamos los algunos datos actuales del mercado. En los tres primeros trimestres de 2019, el precio de la electricidad fue el mismo para España y Portugal en el 94% de las horas. Sin embargo, en Francia el precio de la electricidad sólo ha coincidido con España en un 16% de las horas en ese mismo periodo. No obstante, debemos remarcar que este porcentaje tan bajo ha sido causado por los trabajos de interconexión Cantegrit-Argia-Hernani, que une España y Francia por el País Vasco. En 2018, estas estadísticas fueron del 95% con Portugal y del 25% con Francia”.[7]

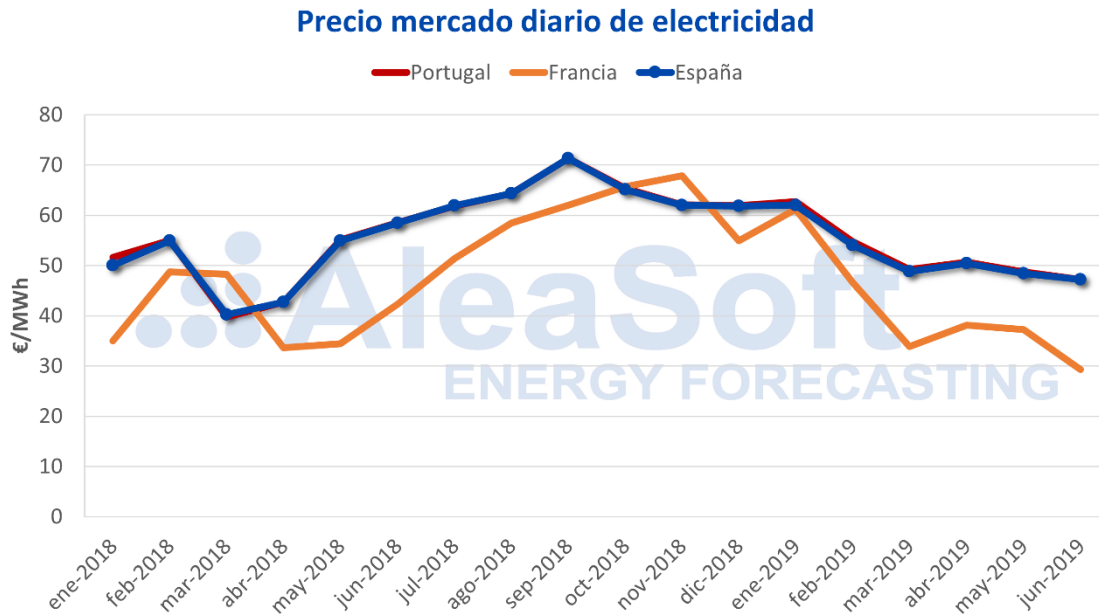


Figura 3.9: Precio mercado diario electricidad

3.2.1.6 Proceso de fijación de precios

“Presentadas las ofertas correspondientes, para cada hora del día siguiente, de parte de los vendedores, estas se agregan y ordenan de manera ascendente por EUPHEMIA. De esta forma se crea la curva de oferta del mercado para cada hora”.[7]

La curva está compuesta por dos partes principales:

- “En la **parte baja** tenemos las centrales nucleares, que ofertan a 0€/MWh (precio más bajo permitido), por su poca flexibilidad y los costes asociados a cambios de potencia, paradas y arranques, las centrales hidráulicas fluyentes por su bajo coste de oportunidad, y las energías renovables eólica y solar, que tienen costes variables. Por esta razón, las energías renovables tienen una gran influencia en la variación del precio, ya que, en situaciones de alta disponibilidad, desplazan la curva de la oferta haciendo que los precios bajen”.[7]
- “En la **parte superior** tenemos a las centrales hidráulicas regulables, debido a su alto coste de oportunidad, y a las centrales térmicas de ciclos combinados y carbón”.[7]

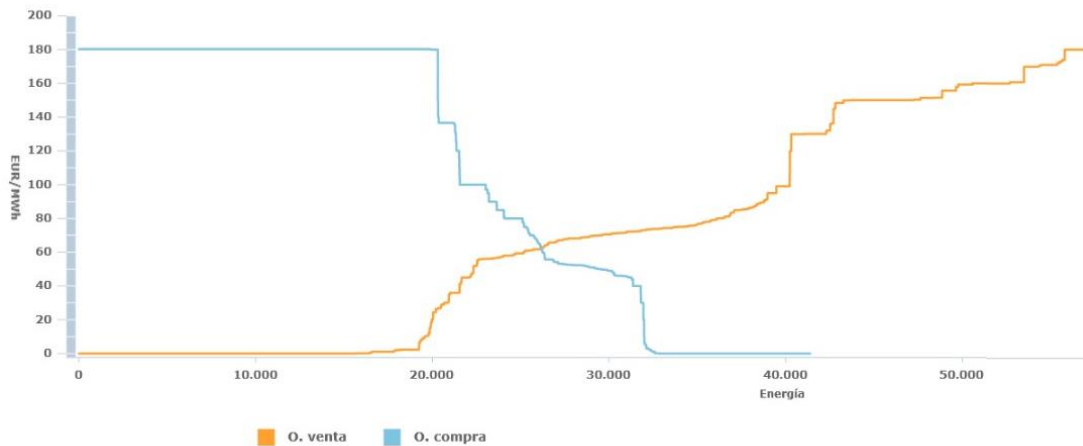


Figura 3.10: Curva de oferta y demanda

“Las ofertas que realizan los compradores para cada hora del día siguiente son ordenadas por el algoritmo EUPHEMIA según su precio en orden descendente. De esta forma, se construye la curva de demanda del mercado para cada hora”. [7]

“Podemos observar que en la parte alta de la curva de demanda están los comercializadoras que suelen ofertar al máximo precio permitido 180,30€/MWh. Esto permite asegurar que los consumidores tengan cubierta la energía que consumen, aunque el precio que pagarán será el resultado de la casación del mercado, mientras que en la parte de la curva que corresponde a la pendiente se encuentran los consumidores que están dispuestos a comprar energía si su precio es menor o igual a un determinado valor”.[7]

“El precio del mercado para cada hora del día siguiente quedará determinado por la intersección de la curva de la oferta y de la demanda. Este precio fija las ofertas de compra y de venta que resultaron casadas, esto significa, que la energía que se canjeará al precio del mercado, que son las que se encuentran a la izquierda del punto de intersección de las curvas”.[7]

3.2.1.7 Hueco térmico

“El uso de la potencia instalada de las centrales térmicas convencionales, como las de carbón y de ciclos combinados, viene determinado por la producción de las tecnologías renovables no gestionables y la nuclear. El hueco térmico es la parte de la demanda que no está cubierta por estas tecnologías y debe ser cubierto con centrales térmicas convencionales y ciclos combinados”.[7]

“Veamos un ejemplo de la influencia de este hueco térmico. En 2018, cerca del 80% del tiempo el precio marginal MIBEL lo marcó el hueco hidrotérmico. Esto significa que la última oferta de venta que casó fue de una central hidroeléctrica, de una planta térmica, y el precio de esta oferta fue el que determinó el precio marginal del mercado. Por tanto, podemos ver que el mercado MIBEL es muy dependiente de los costes variables de las unidades térmicas. Esto se traduce en que son muy dependientes del precio del gas y el carbón y los precios de los derechos de emisión del CO₂”.[7]

“Como es lógico, el aumento de la producción de las tecnologías renovables y nuclear o la disminución de la demanda eléctrica, lleva a una reducción del hueco térmico y, por tanto, a un menor uso de la capacidad térmica convencional y de ciclos combinados. Estos avances en tecnologías renovables y nuclear están llevando a que se reduzca el



impacto del hueco térmico y su influencia en el precio marginal del mercado eléctrico. Entre 2013-2018, la fracción de horas anuales en las que el precio marginal lo marcó el hueco térmico registró un lento descenso”. [7]

“El objetivo de la UE de alcanzar al menos un 35% en el año 2030 de energías de origen renovable en el consumo de energía final hará que siga aumentando la capacidad de generación renovable, la cual en su gran mayoría tiene carácter no gestionable. Concretamente para el sistema eléctrico, el objetivo es una generación de electricidad a partir de energías de origen renovable de cómo mínimo el 70% para 2030”. [7]

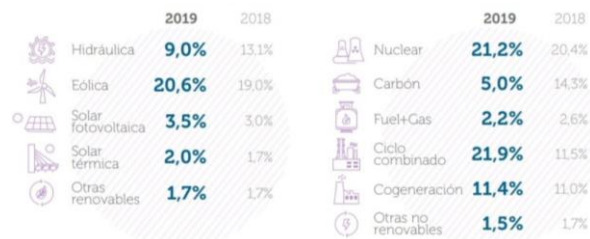


Figura 3.11: Generación sistema eléctrico español

3.2.2 Marco regulatorio

El marco regulatorio de las actividades realizadas por Red Eléctrica, lo establece tanto la normativa europea como la nacional. Además, hay una normativa de carácter técnico.

3.2.2.1 Nivel europeo

“El paquete de energía limpia para los europeos está formado por cuatro reglamentos y cuatro directivas. Este compone el conjunto de normas que rigen el sector eléctrico europeo. Dentro de este, tienen especial importancia:

- El Reglamento (UE) 2019/943, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.
- La Directiva (UE) 2019/944, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

Es importante señalar que, conforme al Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, las directivas deben ser incorporadas al ordenamiento jurídico nacional a través de una norma con rango de ley, mientras que los reglamentos son de aplicación directa.

Además de este paquete normativo de carácter transversal, las instituciones europeas también dictan normas específicas que completan el marco regulatorio europeo. Entre ellas, podemos destacar el Reglamento 347/2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, donde se identifican los proyectos de interés común de infraestructuras energéticas, o los códigos de red y directrices adoptados por la Comisión Europea”. [8]

3.2.2.2 Nivel nacional

“La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, es la norma reguladora principal de las actividades de Red Eléctrica, atribuyéndole el ejercicio de las actividades



de transporte y operación del sistema, así como la función de gestor de la red de transporte. La Ley 24/2013, aunque deroga la práctica totalidad de la anterior ley eléctrica, la Ley 54/1997, mantiene en vigor su disposición adicional vigésimo tercera, que determina la actual estructura societaria para el ejercicio de las actividades desarrolladas por Red Eléctrica, estableciendo la denominación de la sociedad matriz del grupo, Red Eléctrica Corporación, S.A., así como la integración en la sociedad filial Red Eléctrica, S.A.U. de las actividades de operación del sistema y gestor de la red de transporte, actividades desempeñadas a través de una unidad orgánica específica con la adecuada separación contable y funcional respecto a la actividad de transporte.

La retribución de las actividades de transporte de energía eléctrica y operación del sistema también está sujeta a regulación. El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, modifica la Ley 24/2013, atribuyendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), entre otras, las competencias para aprobar la metodología, los parámetros retributivos, la base regulatoria de activos y la remuneración anual de la actividad del transporte así como de la operación del sistema.

En el ámbito de estas competencias, la CNMC aprobó la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, que de forma conjunta con la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, y la Circular 7/2019, de 5 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica, establecen el actual marco regulatorio retributivo para la actividad de transporte de energía eléctrica en España.

De acuerdo con el citado Real Decreto-ley 1/2019, la metodología para el cálculo de retribución de la operación del sistema eléctrico también es establecida por la CNMC. La Circular 4/2019, de 27 de noviembre, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, establece la metodología de retribución del operador del sistema desde 2020 en adelante.

También relevante para las actividades de negocio de Red Eléctrica es la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas insulares y extra-peninsulares, en la que se establece que Red Eléctrica, en su calidad de operador del sistema de estos sistemas eléctricos, sea el titular de todas las nuevas instalaciones de bombeo, siempre y cuando se determine que dichas instalaciones tengan como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables”.[8]

3.2.2.3 Normativa de carácter técnico

“Además de la normativa de carácter general que enmarca la actividad de Red Eléctrica en el sector, existe una amplia normativa de carácter técnico que tiene por objeto regular las medidas necesarias para una adecuada gestión técnica del sistema eléctrico peninsular y de los sistemas eléctricos no peninsulares:

- Planificación de la red de transporte de energía eléctrica.



- Procedimientos de operación.
- Procedimientos para el acceso y la conexión a la red de transporte.
- Medidas eléctricas.”[8]

4. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto de final de carrera es la definición técnica de una planta solar fotovoltaica de 1 MW de potencia pico, ubicada en Yecla (Región de Murcia).

La definición técnica pretenderá ser lo suficientemente detallada como para que fuese posible su construcción por parte de un industrial del sector.

Por otro lado, realizaremos un análisis de viabilidad económica para determinar si es interesante o no la realización del proyecto. Es muy probable que sea viable, teniendo en cuenta la mejora en la eficiencia y el abaratamiento de las tecnologías fotovoltaicas en los últimos años.

5. Legislación aplicable

- “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002)”.
- “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”.
- “Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales”.
- “Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras”.
- “Real Decreto 486/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo”.
- “Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo”.
- “Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo”.



- “Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual”.
- “Recomendaciones UNESA”.
- “Código Técnico de la Edificación CTE”.
- “Normalización Nacional. Normas UNE”.
- “Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos laborales y RD 162/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción”.
- “Ley 4/2009, de 14 de Mayo, de Protección Ambiental Integrada”.
- “Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA, de Instalaciones Conectadas a Red”.
- “Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación”.
- “Real Decreto 997/2002, de 27 de septiembre, por el que se aprueba la norma de construcción sismorresistente: parte general y edificación (NCSR-02)”.
- “Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09”.
- “Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23”.
- “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Aprobado por Decreto 842/2002, de 02 de agosto, B.O.E. 224 de 18-09-2002”.
- “Instrucciones Técnicas Complementarias, denominadas MI-BT. Aprobadas por Orden del MINER de 18 de septiembre de 2002”.



- “Autorización de Instalaciones Eléctricas. Aprobado por Ley 40/94, de 30 de diciembre, B.O.E. de 31-12-1994”.
- “Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-1994”.
- “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 (B.O.E. de 27 de diciembre de 2000)”.
- “Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados”.
- “Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”.
- “Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía, Decreto de 12 Marzo de 1954 y Real Decreto 1725/84 de 18 de Julio”.
- “Real Decreto 2949/1982 de 15 de Octubre de Acometidas Eléctricas”.
- “NTE-IEP. Norma tecnológica de 24-03-1973, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra”.
- “Normas UNE / IEC”.
- “Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados”.
- “Ordenanzas municipales del ayuntamiento donde se ejecute la obra”.
- “Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones”.
- “Normas particulares de la compañía suministradora”.
- “Cualquier otra normativa y reglamentación de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones”.



- “Ley 21/1992 de 16 de julio, de Industria”.
- “Real Decreto 2819/1998 de 23 de diciembre, por el que se regula las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica”.
- “Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales”.
- “Ley 54/2003 de 12 de Diciembre, de reforma del marco normativo de la Prevención de Riesgos Laborales”.

“Normas particulares para la Comunidad Autónoma de Murcia”:

- “Orden de 8 de marzo de 1996, de la Consejería de Industria, Trabajo y Turismo sobre mantenimiento de instalaciones eléctricas de Alta Tensión (BORM núm. 65, de 18 de marzo de 1996”.
- “Orden de 19 de junio de 1996, de la Consejería de Industria, Trabajo y Turismo, por la que se modifica la Orden de 8 de marzo de 1996, de la misma Consejería, sobre mantenimiento de instalaciones eléctricas de alta tensión (BORM núm. 153, de 3 de julio de 1996”.
- “Resolución de 16 de septiembre de 1996, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, estableciendo los criterios de interpretación de la Orden de 8 de marzo de 1996, de la Consejería de Industria, Trabajo y Turismo”.
- “Orden de 25 de abril de 2001, de la Consejería de Tecnología, Industria, Trabajo y Turismo, por la que se establecen procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica de tensión superior a 1 kV”.
- “Resolución de 5 de julio de 2001, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se desarrolla la Orden de 25 de abril de 2001, sobre procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica de tensión superior a 1kV”.
- “Orden de 9 de septiembre de 2002 de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio por la que se adoptan medidas de normalización en a la tramitación de expedientes en materia de Industria, Energía y Minas”.
- “Resolución de 4 de noviembre de 2002, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se desarrolla la Orden de 9 de septiembre de 2002 de la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio por la que se adoptan medidas de normalización en la tramitación de expedientes en materia de Industria, Energía y Minas”.
- “Decreto 20/2003, de 21 de marzo, sobre criterios de actuación en materia de seguridad industrial y procedimientos para la puesta en servicio de instalaciones en el ámbito territorial de la Región de Murcia”.
- “Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición”.



- “Normas y recomendaciones de diseño del edificio”:

- “CEI 62271-202 UNE-EN 62271-202”.

“Centros de Transformación prefabricados”.

- “NBE-X”.

“Normas básicas de la edificación”.

- “Normas y recomendaciones de diseño de aparataje eléctrica”:

- “CEI 62271-1 UNE-EN 62271-1”.

“Estipulaciones comunes para las normas de aparataje de Alta Tensión”.

- “CEI 61000-4-X UNE-EN 61000-4-X”.

“Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida”.

- “CEI 62271-200 UNE-EN 62271-200”.

“Aparataje bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV”.

- “CEI 62271-102 UNE-EN 62271-102”.

“Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna”.

- “CEI 62271-103 UNE-EN 62271-103”.

“Interruptores de Alta Tensión. Interruptores de Alta Tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV”.

- “CEI 62271-100 UNE-EN 62271-100”.

“Interruptores automáticos de corriente alterna para tensiones superiores a 1 kV”.

- “CEI 60255-X-X UNE-EN 60255-X-X”.

“Relés eléctricos”.



- “UNE-EN 60801-2”.

“Compatibilidad electromagnética para los equipos de medida y de control de los procesos industriales. Parte 2: Requisitos relativos a las descargas electrostáticas”.

- “Normas y recomendaciones de diseño de transformadores”:

- “CEI 60076-X”.

“Transformadores de Potencia”.

- “UNE 21428-1-1”

“Transformadores de Potencia”.

- “Reglamento (UE) N° 548/2014 de la Comisión de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes (Ecodiseño)”

- “UNE 21428”.

“Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión de 50 a 2 500 kVA, 50 Hz, con tensión más elevada para el material de hasta 36 kV”.

6. Emplazamiento de la instalación

La instalación del proyecto se encuentra en el municipio de Yecla (Región de Murcia). Más concretamente está situado en las cercanías del polígono industrial Las Teresas.

Para la selección del lugar se ha tenido en cuenta los siguientes criterios:

- El terreno debe estar próximo a carreteras para que puedan circular con facilidad los vehículos industriales.
- Debe haber cerca algún tipo de subestación eléctrica al que evacuar la energía eléctrica generada. Este criterio lo hemos seleccionado ya que al ser una instalación de bastante potencia podría ser problemático la obtención de un punto de conexión a la red eléctrica. Por ello, se encuentra en dicho polígono industrial, para que haya todo tipo de subestaciones colindantes. Este aspecto puede poner en riesgo la viabilidad del proyecto, ya que, de no tenerlo en cuenta, puede hacer que lo sobrecostes, debidos al tendido eléctrico de alta tensión, aumenten en gran medida. También habría que tener en cuenta los problemas que llevarían la obtención de permisos de paso de propietarios que puedan verse implicados.
- El desnivel de la superficie debe ser lo menor posible, a fin de evitar sobrecostes por movimientos de tierras.



- El área de la parcela debe permitir instalar la potencia prevista de 1 MW. En este caso se optimizará la distribución de paneles y elementos de la instalación, una vez ya decidida de antemano la parcela.

Finalmente, la parcela escogida tiene unas dimensiones de 160x150m, lo que supone una superficie de 2,4 hectáreas.

7. Descripción de la instalación

7.1 Descripción general de la instalación

La potencia pico a instalar es de 1MW.

Esta potencia es igual a la potencia pico de un panel fotovoltaico multiplicado por el número total de paneles y por el factor de dimensionamiento como veremos más adelante. En nuestra instalación vamos a utilizar 2880 paneles fotovoltaicos de 390Wp y 80 seguidores solares.

7.2 Obra civil

La obra civil que vamos a realizar está compuesta por diferentes actuaciones. Para comenzar necesitaremos acondicionar el terreno para poder instalar las diferentes partes de la instalación. Posteriormente debemos realizar zanjas para hacer las canalizaciones por las cuales discurrirá el cableado necesario.

7.2.1 Acondicionamiento del terreno

El terreno de nuestra parcela debe estar en condiciones óptimas para instalar los componentes de la planta fotovoltaica. Por ello, debemos realizar las siguientes acciones:

- Para seleccionar el terreno hemos tenido la precaución de que no hubiese ningún tipo de vegetación que debiese ser replantada en otra zona. Por ello, solo será necesario hacer el desbroce del terreno y posteriormente la limpieza del mismo. Esto consiste en retirar escombros, maleza, plantas, basura y demás material indeseable.
- Se procederá al embastado, refinado y escarificado. Esto se traduce en dar al terreno la inclinación y cotas óptimas y así compactarlo para que tenga mayor homogeneidad. Este es un proceso que se lleva a cabo por medios mecánicos.
- Será necesario realizar un proceso de explanación con el fin de allanar el terreno.
- Excavaciones de zanjas y pozos: como veremos más adelante, estas serán necesarias para instalar las canalizaciones eléctricas. A continuación, procederemos al acondicionamiento con cama de arena y posteriormente con su tapado final.
- Viales: en total tendremos 3 viales a lo largo de la instalación como se puede ver en los planos. Estos serán capaces de permitir el paso de vehículos con el fin de facilitar la instalación de los componentes de la planta, así como su posterior mantenimiento. La anchura de los mismos será de 5m.
- Red de evacuación de aguas: estará diseñada con las cotas y pendientes óptimas para su adecuada evacuación de aguas pluviales.



7.2.2 Hormigón

Vamos a utilizar los siguientes tipos de hormigón:

- Ha-20/B/20/IIa: Pilotes sobre los que estarán los seguidores solares que contienen los módulos fotovoltaicos.
- HM-15/B/20/IIa: Postes del vallado, arquetas y zanjas.

7.2.3 Instalación del vallado

El perímetro de la instalación estará rodeado por una valla que está compuesta por una malla de simple torsión separada 1m de los límites de la parcela. Dicho vallado tendrá una altura de 2m y habrá una separación de 5m con los componentes de la planta. Por tanto, el vallado tendrá una longitud de unos 620m.

7.3 Elección del panel fotovoltaico

Una vez conocido como se convierte la energía solar a energía eléctrica, procedemos a seleccionar el panel fotovoltaico.

Los paneles que se van a instalar van a suponer el grueso del coste total del proyecto. Por ende, vamos a definir los parámetros que debemos tener en cuenta a la hora de seleccionarlos:

- **Potencia:** como la instalación va a suministrar bastante potencia nos va a resultar interesante utilizar módulos con la mayor potencia posible, para utilizar menos terreno. Además, como va a usar de un sistema de seguidores solares necesitaremos que tenga la mayor potencia posible para tener el menor número posible de estos y por ende, instalar menos seguidores.
- **Eficiencia o rendimiento de conversión:** “indica el porcentaje de energía solar recibida sobre la superficie de la célula que se convierte en energía eléctrica”. Este es un factor clave, ya que para una misma potencia requerida un panel con mayor eficiencia requerirá menos superficie que uno con peor eficiencia. Si para una misma potencia instalada reducimos las dimensiones físicas ocupadas, ahorraremos en costes de estructuras, canalizaciones, cableados, etc., y por consiguiente menores pérdidas por efecto Joule en los cableados.
- **Precio:** es un factor clave, el coste de adquisición del panel por vatio pico de potencia.
- **Disponibilidad comercial:** puede ser interesante que un mismo producto puedan suministrarlo distintos proveedores. Sin embargo, el factor crítico es garantizar que, elegido el producto, su suministro tenga plazos de entrega razonables.
- **Otros parámetros técnicos:** en este apartado cabe mencionar algunos parámetros relevantes de los paneles. Entre estos destaca su pérdida de eficiencia en función de la temperatura de trabajo factor a tener muy en cuenta, ya que cuando más producen estas instalaciones es cuando mayor irradiación reciben del Sol y por tanto la temperatura de operación aumenta. Esto viene determinado por el coeficiente γ el cual expresa la variación de la potencia máxima con la temperatura. Es un coeficiente con valor negativo, por lo que a mayor temperatura menor potencia. Otro factor importante es la pérdida de características con el paso del tiempo, ya que este tipo de instalaciones requieren grandes inversiones iniciales, que sólo pueden ser



viables con una duración de los elementos de la instalación suficientemente larga para que sean rentables.

- **Referencias del fabricante:** cuanta mayor información nos proporcione el fabricante mayor sensación de seguridad y seriedad nos dará. Cualquier fuente de información ya sea vía internet, proveedores o gente del sector, será tenida en cuenta para tener el máximo de información a la hora de tomar la decisión final.

Tras un análisis de los modelos de distintos fabricantes teniendo en cuenta todos los parámetros mencionados, hemos seleccionado finalmente el panel fotovoltaico **A-390M GS** de Atersa.

“Esta empresa lleva en España más de 40 años y es referente en el sector. Su experiencia y condición pionera la convierten en una de las corporaciones con mayor capacidad para la producción y distribución de todos los componentes y equipos necesarios para la configuración de cualquier sistema eléctrico solar, tanto aislado como conectado a la red. Producen sus propios paneles solares”.[9]

Sus productos se pueden encontrar a través de almacenes eléctricos, aunque venden también directamente a profesionales del sector.

Este panel consta de las siguientes características:

Panel fotovoltaico A-390M GS		
Fabricante	ATERSA	
Potencia pico (W)	390	
Uoc (V)	49,3	
Ump (V)	41,1	
Icc (A)	10,12	
Imp (A)	9,48	
Eficiencia (%)	19,38	
Coef. Temperatura I (%/°C)	0,048	
Coef. Temperatura U (%/°C)	-0,28	
Coef. Temperatura P (%/°C)	-0,36	
Tolerancia de Potencia (%)	0/+5	
TONC(°C)	45	
Rango temperatura (°C)	-45 a +85	
Largo (mm)	2008	
Ancho (mm)	1002	
Grosor (mm)	40	
Peso (Kg)	22,5	
Garantía (años)	Contra defectos de fabricación	10
	Rendimiento	25

Figura 7.1: Hoja de características panel fotovoltaico

Como vemos la potencia del panel es muy alta para utilizar el menor número de seguidores solares posible y el rendimiento es bastante bueno. Por otro lado, el panel consta de una buena garantía.



Cabe destacar que este panel consta de 144 medias células, es decir, tiene tecnología de célula partida. Esto es una característica muy importante, ya que cuando una parte del panel se sombrea, para evitar que se produzca un punto caliente, se ponen diodos cada cierto número de células para que la corriente circule por estos y no produzca este fenómeno. Esto implica que la zona en la que haya una célula sombreada del panel no va a producir energía, aunque en esa zona las demás células no estén sombreadas, pero si tenemos un mayor número de células y por tanto mayor número de diodos, el número de células por sector será menor y por tanto el número de células que no producen energía disminuirá, con el consiguiente aumento de la producción energética en comparación con uno que tenga menos células.



Figura 7.2: Panel fotovoltaico

Necesitaremos 2880 paneles de este tipo para cubrir la demanda de potencia que vamos a suministrar.

7.4 Elección del seguidor solar

Un Sistema de seguimiento solar maximiza la producción de electricidad de la planta a través de un movimiento de los paneles fotovoltaicos para que sigan la trayectoria del Sol durante todo el día. Este seguimiento optimiza el ángulo de incidencia de los rayos solares de forma que aumenta la producción de electricidad de las células fotovoltaicas.

Hay dos tipos de sistemas de seguimiento solar:

- **Seguimiento a un eje:** dentro de este tipo encontramos varios subtipos:
 - **Seguimiento a un eje polar:** “la superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo que es igual a la latitud del lugar donde este se ubique. El giro se ajusta para que la normal a la superficie del panel coincida siempre con el meridiano terrestre que contiene al Sol”. [10]
 - **Seguimiento a un eje azimutal:** “la superficie gira sobre la vertical, el ángulo de la superficie es igual a la latitud. El giro se ajusta para que la perpendicular a la superficie coincida con el meridiano local que contiene al Sol en todo momento”. [10]
 - **Seguimiento a un eje horizontal:** “la superficie gira en un solo eje horizontal y orientado norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie de incidencia coincida con el meridiano terrestre que contiene al Sol”. [10]
- **Seguimiento a dos ejes:** la superficie gira en ambas direcciones norte-sur y este-oeste de forma que la superficie se mantiene siempre perpendicular al Sol.

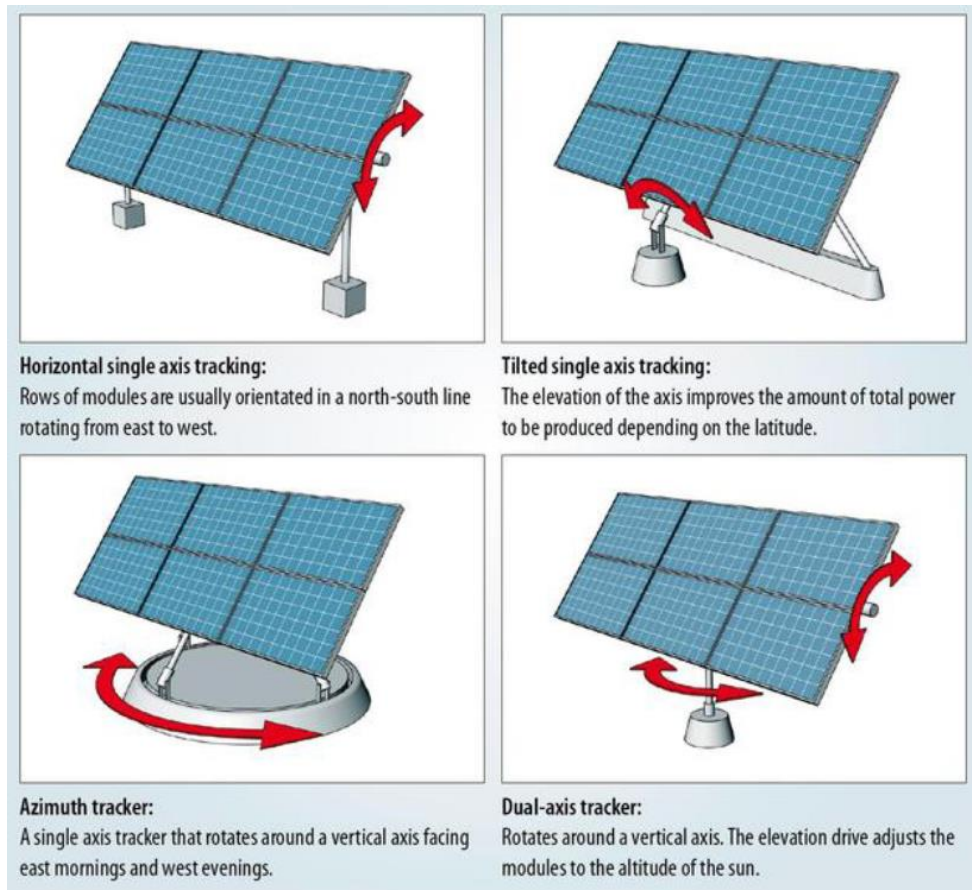


Figura 7.3: Tipos de seguidores solares

Los sistemas del motor de los seguidores pueden ser eléctricos, que son los más utilizados; hidráulicos, más utilizados en seguidores de gran tamaño; y accionados por gravedad, que trata de un sistema que no requiere electricidad, pero pierde el control de la posición del seguidor.

Los seguidores solares pueden contar con control manual o automático. El primero es más apropiado para viviendas. El segundo se utiliza en plantas de producción eléctrica y cuentan con un microprocesador que mediante sensores determina la posición en la que se encuentra el sol en cada momento. También pueden contar con un programa de datos astronómicos sobre la posición solar.

En base a todo lo mencionado, vamos a ver los parámetros en los que nos vamos a basar para seleccionar el tipo de seguidor:

- **Incremento de la producción de energía:** hemos visto que el mayor beneficio de un seguidor es el aumento de la producción respecto a una instalación fija. Un sistema con seguimiento a un eje puede darnos un aumento de 25-35% y si el sistema es a dos ejes este porcentaje puede aumentar entre un 5-10%.
- **Coste del equipo e instalación del mismo:** el factor económico es clave, ya que estos equipos son muy caros y vamos a necesitar un gran número.
- **Resistencia al viento:** este aspecto resulta importante en zonas con mucho viento, ya que son estructuras grandes y no cuentan con un soporte demasiado estable.



- **Disponibilidad comercial:** puede ser interesante que un mismo producto puedan suministrarlo distintos proveedores. El factor crítico es garantizar que, elegido el producto, su suministro tenga plazos de entrega razonables.
- **Mantenibilidad y garantía:** son estructuras con bastantes elementos por lo que es posible que sean propensos a averiarse. Esto significa una pérdida de rendimiento eléctrico lo que se traduce en pérdidas monetarias. Por tanto, resulta clave que los equipos sean de fácil mantenimiento y que consten de una buena garantía.

Para seleccionar el seguidor nos hemos basado principalmente en el aumento de la producción, esto se puede apreciar en la siguiente tabla.

	Madrid $\phi=40,45$ Irradiación (Wh/m ² /día)						2 ejes
	G(0)	G($\beta=35^\circ$)	Eje Este-Oeste horizontal	Eje Norte-Sur horizontal	Eje Polar ($\beta=\phi$)	Eje Azimutal ($\beta=40^\circ$)	
Enero	1984	3308	3660	2774	3906	3749	4135
Febrero	2641	3828	4019	3426	4453	4329	4586
Marzo	4331	5675	5765	6210	7163	6969	7379
Abril	5404	6033	6141	7252	7639	7694	7971
Mayo	6509	6462	6926	8539	8268	8648	8937
Junio	7335	6894	7710	9706	9054	9695	10083
Julio	7497	7293	7926	9847	9327	9960	10301
Agosto	6543	7034	7246	8713	8839	9139	9438
Septiembre	5246	6441	6478	7120	7868	7910	8213
Octubre	3285	4552	4696	4548	5535	5367	5695
Noviembre	2226	3633	3987	3147	4318	4153	4565
Diciembre	1763	3106	3530	2643	3754	3560	4021
Media año	4564	5355	5674	6160	6677	6764	7110
Ganancia(%)		17,34%	24,32%	34,99%	46,31%	48,22%	55,80%

Figura 7.4: Ganancia según tipo seguidor

Esta tabla está desarrollada en Madrid e indica el aumento de la producción según el tipo de seguidor durante todo el año. Como vemos, el que más produce es el seguidor a dos ejes, pero esta opción queda descartada porque es un sistema caro y con muchos componentes, por lo que tiene mayor tendencia a averiarse. El segundo que más produce es el seguidor a un eje azimutal, este es una buena opción para plantas pequeñas porque en el mercado lo encontramos con poca superficie para instalar paneles, por lo que esta opción queda descartada, ya que necesitaríamos un gran número de estos y el coste aumentaría demasiado. En tercer lugar, tenemos al seguidor a un eje polar, este permite mayor número de paneles que el anterior. Sin embargo, el número de paneles que puede alojar sigue siendo insuficiente en comparación con el coste que supone. Finalmente, hemos decidido seleccionar el seguidor con eje norte-sur horizontal, porque tiene un aumento de la producción muy interesante y además permite instalar un gran número de paneles por seguidor. Por tanto, no necesitaremos tantos seguidores como en los casos anteriores y el coste total será menor.

El seguidor elegido es el **Deger S100-PF-DR**, ya que aparte de que es de alta calidad, el fabricante es uno de los referentes del sector y tiene una muy buena disponibilidad comercial. Además, tiene una resistencia a velocidad del viento de hasta 110km/h, lo que es más que suficiente para el emplazamiento de nuestra planta. El fabricante nos indica que caben 36 paneles de 72 células, como nuestro módulo es de 144 medias células, esto implica que tiene 72 células y por tanto podemos montar hasta 36 módulos en cada seguidor. Como tenemos 2880 paneles vamos a necesitar $2880/36=80$ seguidores.

Para evitar que se formen sombras entre los seguidores, la distancia de separación entre estos será de 6,3m como se ha determinado en el apartado de cálculos justificativos.



Figura 7.5: Seguidor solar

7.5 Elección del inversor

El inversor es el elemento principal de la instalación fotovoltaica. Es el encargado de transformar la corriente continua que producen los paneles en corriente alterna que tras ser elevada mediante un transformador se vierte a la red.

“El funcionamiento de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre generando ondas de pulsos variables. Cuantos más pulsos, menor será la distorsión armónica y más se parecerá a una onda senoidal pura”.

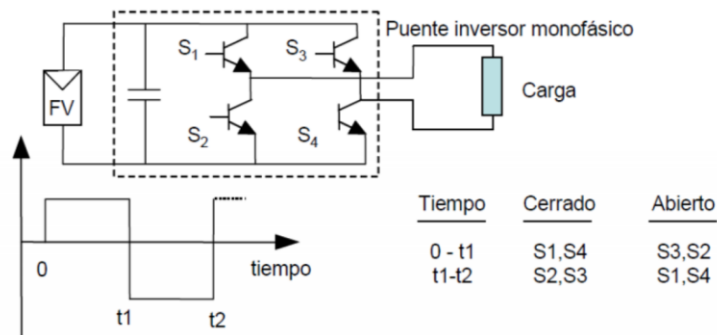


Figura 7.6: Esquema de un inversor y onda generada

Los inversores pueden clasificarse según la forma de onda de la tensión de salida:

- **De onda cuadrada:** estos son los más económicos. Su funcionamiento se basa en cortar la potencia de entrada en continua, pero con una baja modulación. La onda obtenida tiene un gran contenido de armónicos no deseados, y la distorsión armónica total (THD) es del 40%, bastante elevada. Esto se traduce en un rendimiento bajo, del 50-60%. Su regulación de voltaje es bajo y se suele usar en pequeñas cargas inductivas o resistivas.
- **De onda modificada:** presentan una distorsión armónica total del 20% y su rendimiento es alto 90%. Se utilizan en electrificación en medios rurales para alimentar electrodomésticos como ordenadores o frigoríficos. Sin embargo,



algunas cargas como impresoras láser y microondas pueden tener problemas de operación con este tipo de inversores.

- **De onda senoidal pura:** la señal generada tiene presenta un muy buen filtrado. Estos son la mejor alternativa para alimentar cargas en AC. Equipos electrónicos de telecomunicaciones o instrumentación sensible pueden necesitar de su utilización.

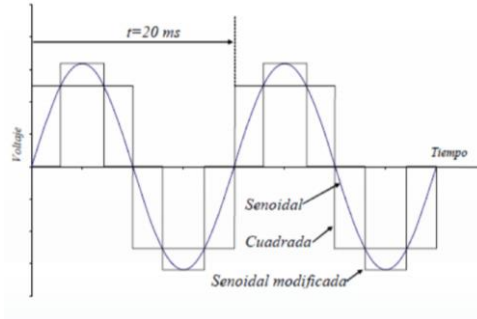


Figura 7.7: Tipos de onda

Respecto a los inversores empleados en aplicaciones fotovoltaicas se pueden agrupar en dos categorías:

- **Inversores autoconmutados:** este tipo de inversores puede operar como fuente de tensión o de corriente. Por esta razón, se pueden utilizar tanto en aplicaciones autónomas como en aplicaciones conectadas a la red eléctrica. Normalmente todos los inversores funcionan a 50Hz, pero los autoconmutados pueden variar su frecuencia de salida en función de la potencia de entrada y la carga de salida, por ello, su utilización es muy recomendable en sistemas de bombeo fotovoltaico.
- **Inversores conmutados por red:** sólo pueden funcionar como fuente de corriente, lo que implica que sólo se pueden utilizar conectados a la red. Estos se conectan directamente al generador fotovoltaico y cuentan con un seguimiento del punto de máxima potencia de dicho generador. Respecto al rendimiento de los inversores podemos afirmar que no son intrínsecamente eficientes. El rendimiento en los inversores autónomos depende de la carga conectada a ellos, si es capacitiva, inductiva o resistiva. Además, podemos establecer una clara dependencia del rendimiento en función del factor de potencia. El rendimiento varía dependiendo de la potencia generada, a potencias bajas el rendimiento es muy bajo. A medida que aumenta la potencia generada, aumenta el rendimiento.

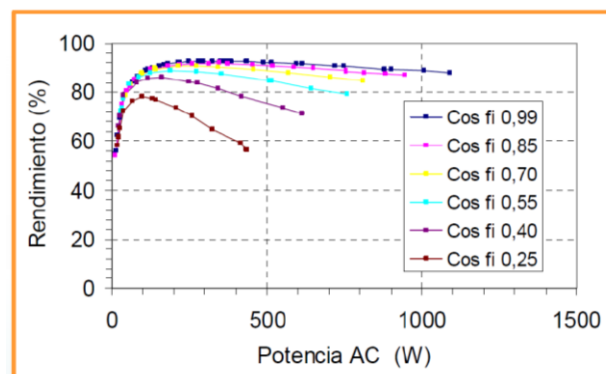


Figura 7.8: Curva de variación del rendimiento inversor



Como nuestro inversor va a ser conectado a red, vamos a ver qué es el punto de máxima potencia y qué beneficio tiene hacer un buen seguimiento de este.

El punto de máxima potencia es el punto de la curva características I-V del módulo fotovoltaico para el cual la producción de energía es máxima. Para mejorar el aprovechamiento del generador fotovoltaico el inversor debe seguir el punto de máxima potencia.

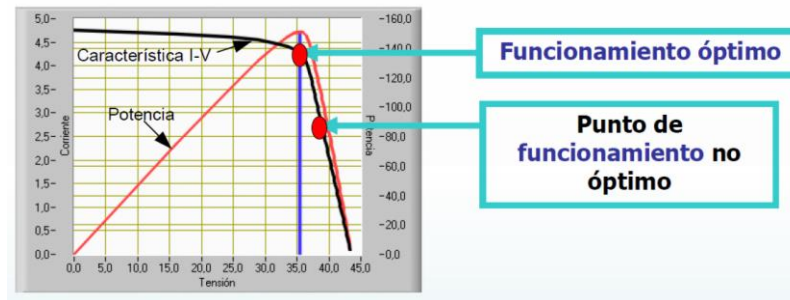


Figura 7.9: Curva I-V y PMP

Por otro lado, según la normativa “un inversor conectado a Red Eléctrica debe operar dentro de los márgenes de tensión y frecuencia de salida, así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red. En cuanto a la distorsión armónica de la onda de corriente inyectada a la red, ha de cumplir con la normativa vigente que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente $\leq 5\%$ para una distorsión armónica de la onda de tensión $\leq 2\%$ ”.

También acostumbra a ser un requerimiento de la normativa que dispongan de aislamiento galvánico entre la red y la instalación fotovoltaica. Este aislamiento puede ser a través de transformadores de baja o alta frecuencia. Este aislamiento tiene una influencia significativa no sólo en el rendimiento de los inversores, sino también en su peso y facilidad de instalación. Los inversores con transformador de baja frecuencia pueden alcanzar rendimientos del 92%, mientras que los de alta frecuencia pueden llegar hasta el 94%. La omisión del transformador puede aumentar el rendimiento del inversor un 2%, pero no es aceptado en general por las normativas.

Resulta importante prevenir el funcionamiento en modo isla. Lo que se intenta es evitar que, si la compañía eléctrica desconecta por cualquier razón un tramo de la red eléctrica donde hay un inversor fotovoltaico funcionando, este se desconecte automáticamente. El inversor debe ser capaz de reconectarse automáticamente, cuando las averías que hayan provocado la desconexión de la red sean reparadas.[4]

Los criterios que hemos tenido en cuenta a la hora de seleccionar el inversor son los siguientes:

- **Potencia**

Hemos de tener en cuenta las dimensiones de la instalación que estamos diseñando. Debemos buscar un inversor que tenga una potencia que se adapte a la modularidad y escalabilidad que queramos.

En el mercado tenemos múltiples opciones de inversores. Podemos encontrar pequeños inversores de vatios que nos brindan la oportunidad de instalar muchos bloques repetidos para alcanzar la potencia que deseamos en nuestro huerto solar. Esta opción



llevará consigo mayores costes de la instalación y mayor dificultad en la explotación y mantenimiento.

Por el contrario, en el mercado también hay inversores de mayor potencia que pueden llegar hasta megavatios. Con esta opción podríamos disponer de un único inversor que tenga la potencia que requerimos. Esto, casi con toda certeza, traerá consigo menos costes de instalación. Sin embargo, en el caso de que este único inversor se averiase, dejaríamos a toda la planta fuera de servicio. Esto supondría un grave problema, ya que dejaríamos sin suministro a la red, y sufriríamos pérdidas económicas mientras este siguiese averiado. Además, la electrónica utilizada en los inversores actuales es muy sofisticada, y son dispositivos más susceptibles a fallar que otros elementos como pueden ser un módulo fotovoltaico.

Por todo lo mencionado anteriormente, lo más conveniente será escoger un número razonable de inversores, de forma que el precio de su instalación no sea desproporcionado, y que, en caso de fallo de alguno, la parte de la instalación que se quede fuera de servicio no sea excesiva. Por tanto, dado que nuestra instalación será de 1 MW, resulta razonable elegir inversores en un rango de 100-200 kW. Esta opción nos permite subdividir nuestra instalación en 5-10 partes asignadas a otros tantos inversores.

- **Eficiencia**

Se define como la relación entre la potencia en alterna que inyecta el inversor a la red y la potencia en continua que entra en el inversor. Este es un parámetro fundamental a tener en cuenta, ya que, cualquier pérdida de potencia disminuye los ingresos económicos, puesto que esta potencia no se inyectará a la red.

- **Precio**

Como es lógico, siempre buscaremos que este sea el menor posible y especialmente en el caso de los inversores porque su coste supone un porcentaje significativo del coste total del proyecto.

- **Disponibilidad comercial**

Dado que el inversor es un elemento crítico en el proceso de producción de electricidad, resulta muy importante que, tanto a la hora del suministro como a la hora de necesitar asistencia técnica por una avería, el proveedor garantice una respuesta rápida.

- **Otros parámetros técnicos**

Existen diversos parámetros que aún no hemos contemplado, pero que son muy importantes para seleccionar un inversor.

-Rango de tensión de entrada para el cual el inversor funciona en el punto de máxima potencia (PMP).

-Reducción por temperatura (temperatura, derating). Indica cómo el inversor va reduciendo la potencia capaz de generar en función de la temperatura de trabajo. Esto se debe a que los inversores tienen implementados un sistema para proteger los semiconductores de potencia cuando la temperatura aumenta.

-Dispositivos adicionales de monitorización y protección. Generalmente, los suministradores dan opción de añadir funciones adicionales tales como, protección contra sobretensiones, protecciones magnetotérmicas de entrada/salida, analizador de red, etc. Esto supone una solución integrada que facilita los trabajos de instalación y con ello, se reduzcan los costes.



- **Posibilidad de soluciones integradas**

Este factor resulta muy interesante. Hay fabricantes que ofrecen, además del inversor, una solución integrada de estación de media tensión que incluye el transformador y las protecciones del de baja tensión de corriente alterna y las cabinas con celdas de línea y de protección en el lado de alta tensión. Esto supondría una disminución de los costes de instalación y una alta fiabilidad de la instalación, ya que facilita la instalación del sistema.

- **Referencias del fabricante**

Este aspecto es bastante importante, ya que el inversor es un elemento crítico en la instalación. Además, su tecnología es muy sofisticada, por lo que es de vital importancia que el fabricante sea fiable y garantice una alta calidad.

Tras realizar un análisis de las diferentes posibilidades de inversores fijándonos en los modelos de los mejores fabricantes (ABB, Schneider, Fronius, etc) hemos escogido el inversor **CL125 String Inverter** del fabricante Schneider.

Este tiene una potencia de 125kW por lo que necesitaremos 8 inversores para cubrir la producción de 1MW. Las características de este inversor se muestran a continuación:

Inversor CL125 String Inverter	
Fabricante	SCHNEIDER
<i>Entrada corriente continua</i>	
U min PMP (V)	860
U máx PMP (V)	1250
U máx oc (V)	1450
I ent máx (A)	148
I ent máx oc (A)	240
<i>Salida corriente alterna</i>	
Pnom (kVA)	125
Rendimiento (%)	98,7
Tensión salida CA (V) 3F	600
Frecuencia red (Hz)	50-60
Intensidad nom salida (A)	120
<i>Características mecánicas</i>	
Alto (cm)	67,1
Ancho (cm)	89,2
Profundo (cm)	29,5
Peso (kg)	75
Consumo de potencia noche (W)	8

Tabla 7.1: Hoja de características inversor



7.6 Distribución de los paneles

Para calcular la distribución de los paneles, entendiendo esta como el cálculo de los paneles que vamos a poner en serie y en paralelo por cada inversor, se ha realizado en función de los límites de operación de dicho elemento.

Si realizamos los cálculos que se muestran en el apartado de cálculos justificativos, llegamos a que vamos a conectar 24 paneles en serie y 15 en paralelo por cada inversor. De esta forma, cumplimos con los límites de operación del inversor para que funcione correctamente y a pleno rendimiento respetando siempre los problemas que pueden suceder en caso de cortocircuito. Además, como se puede ver en dichos cálculos hemos tenido en cuenta la variación de los parámetros del inversor en función de la temperatura de la célula.

Por tanto, con esa disposición, tendremos 360 paneles por inversor y como en cada seguidor caben 36 paneles tendremos un total de 10 seguidores por inversor.

7.7 Zanjas

Las distintas zanjas que se van a realizar en la instalación serán en función del número y sección de los cables que van a albergar:

-Acometida para la línea de la instalación fotovoltaica que va desde las cajas de conexiones a las cajas sumadoras (tramo 2 FV): tendrán una anchura de 0,5m o 0,7m dependiendo de si contiene uno o más tubos. La profundidad de estos como se indica en el cálculo que hay más adelante es de 0,7m.

-Acometida para la línea de la instalación fotovoltaica que va desde los inversores que se encuentran en las casetas hasta el cuadro especial (CDPI) (tramo 4 FV) que está en el interior del centro de transformación. La anchura de estas será de 1m ya que albergan 4 líneas de una sección bastante grande. y la profundidad de 0,7m.

-Acometida para la línea de los seguidores que va desde el centro de transformación a los cuadros de distribución de los seguidores (CDS) (tramo 2 Seguidores). La anchura será de 0,5m y la profundidad de 0,7m.

-Estas zanjas serán aprovechadas para el trazado de los cables de comunicación y alimentación del sistema de monitorización e irán separadas 25cm dentro de la canalización así se minimizarán los efectos térmicos.

Por otro lado, los tubos estarán situados sobre una capa de arena de 5cm. Además, tendrán una capa de 10 cm de arena por encima. En la parte superior de la arena, los cables tendrán protección mecánica mediante compactado de la misma tierra de la parcela.

Colocaremos que exista una cinta que indique que hay un cable de baja tensión, la distancia mínima al suelo será de 0,1m y a la parte superior del cable de 0,25m.



7.8 Cableado eléctrico

7.8.1 Línea del generador fotovoltaico

7.8.1.1 Parte de continua

En la red de baja tensión, en concreto en la parte de corriente continua, existen 3 tramos diferentes que vamos a explicar a continuación.

Respecto a la caída de tensión permitida en el apartado de cálculos justificativos se explica que vamos a considerar que consideraremos un 1,5 % de caída de tensión máxima en el lado de corriente continua.

A continuación, vamos a explicar cuáles son los tramos, las secciones de cada uno y el cable escogido.

Cabe destacar que los cables escogidos para cada tramo han sido siguiendo los consejos del fabricante Prysmian.

Tramo 1:

Este es el tramo que va desde los paneles fotovoltaicos a las cajas de conexiones descritas más adelante.

Como hemos explicado anteriormente, cada string estará formado por 24 paneles que irán conectado a la caja de conexiones. A cada caja de conexiones llegarán 5 strings.

En este tramo se utilizará cable solar de cobre unipolar de sección $2 \times 6 \text{mm}^2$ con cubierta PVC. El modelo de cable elegido es el H1Z2Z2-K. Además, irá en bandeja perforada instalada en el suelo como se indica en los planos.

Hemos procurado que en este tramo la caída de sección sea menor del 0,5% de la tensión nominal.

Con el fin de ahorrar cable, se informará al técnico instalador que realice una conexión “a tresbolillo”. De forma que tenemos el positivo del panel más cercano, panel 1, como positivo de todo el string y el negativo de este se conecta con el positivo del panel 3, el negativo de este con el positivo del 5 y así sucesivamente. Por otro lado, el negativo del último panel, supongamos que este es el panel 5, se conecta con el positivo del 4, y el negativo del 4 con el positivo del 2. Así pues, tendríamos los terminales positivo y negativo de toda la cadena en el módulo 1 y 2 respectivamente. A continuación, se muestra gráficamente esta configuración y el ahorro que supone frente a la conexión habitual.



Figura 7.10: Conexionado clásico y a tresbolillo

Tramo 2:

Tramo comprendido entre las cajas de conexión y las cajas sumadoras. Este tramo ha sido necesario debido a la falta de disponibilidad de conectores al inversor, ya que cada inversor cuenta con 3 líneas de cajas de conexiones. Esto supondría llevar 6 cables a cada inversor, y como el fabricante no indica el número de entradas disponibles del mismo, incluimos las cajas sumadoras para no arriesgarnos.

Esta línea estará formada por cable unipolar de sección $2 \times 25 \text{mm}^2$ de cobre con aislamiento tipo XLPE. El cable escogido es el RZ1-K-AS. Este tramo irá enterrado y entubado a una profundidad de 0,7m.

Hemos procurado que en este tramo la caída de sección sea menor del 0,9% de la tensión nominal, debido a que este es el tramo más largo de la parte de continua y la intensidad que circula es alta.

Tramo 3:

Este es el tramo que discurre desde la caja sumadora al inversor. Está dentro de la misma caseta de los inversores por lo que longitud es muy reducida, aunque la intensidad, como es lógico, es la más alta de toda la parte de continua.

Esta línea está formada por cable unipolar de aluminio de sección $2 \times 95 \text{mm}^2$ con aislamiento tipo XLPE. El cable seleccionado es el XZ1. Este tramo irá al aire en bandeja perforada.

Este es el último tramo por lo que la caída que nos queda es del 0,1%, ya veremos más adelante en los cálculos justificativos que esta es más que aceptable debido a la corta longitud de esta línea.

De cualquier forma, el cableado se conducirá de manera que tenga el menor impacto visual posible y estarán de acuerdo a la norma UNE 21.089 como se muestra a continuación:

- Amarillo: Protección
- Negro: Negativo
- Rojo: Positivo



Además, para la instalación de los conductores se seguirá lo indicado en el reglamento “ITC-BT-07, ITC-BT-19, ITC-BT-20, ITC-BT-21”.

Los elementos de conducción de cables tendrán características similares a los conocidos como “no propagadores de la llama” de acuerdo con las normas “UNE-EN-50.085-1” y “UNE-EN-50.086-1”.

También se debe tener en cuenta que la longitud del cable elegida deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los elementos ni la posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

7.8.1.2. Parte de alterna

Como hemos indicado anteriormente, en el lado de alterna la caída de tensión permitida será de 1,5%.

Esta parte de la instalación está compuesta por 2 tramos que vamos a explicar a continuación.

Tramo 4:

Este tramo va desde la salida del inversor hasta el cuadro especial que hay situado en el centro de transformación que hemos llamado CDPI (Cuadro de Distribución en Paralelo del Inversor).

Esta línea es la que tiene la mayor longitud y además la sección es la mayor 240mm^2 por ello hemos decidido hacerlo de aluminio, para ahorrar costes, aunque la caída de tensión sea mayor. Por tanto, hemos escogido un cable unipolar de aluminio de sección $(3 \times 240 + 240)\text{mm}^2$ con aislamiento tipo XLPE. El modelo de cable seleccionado es el XZ1.

Esta línea irá enterrada y entubada a una profundidad de 0,7m.

Hemos procurado que en este tramo la caída de sección sea menor del 1,3% de la tensión nominal, debido a que este es el tramo más largo de la parte de alterna y la intensidad que circula es alta.

Tramo 5:

Este es el tramo final de la instalación que discurre desde el mencionado CDPI hasta el transformador. Ambos elementos están situados en el centro de transformación por lo que la línea será muy corta. No obstante, la intensidad que circula por ella es muy alta, por ende, hemos decidido desdoblarse el circuito como se verá en el apartado de cálculos justificativos.

Para esta línea hemos escogido un cable unipolar de aluminio XZ1 con una sección de $2 \times (630 + 630)\text{mm}^2$. El recubrimiento es XLPE e irá instalado en bandeja perforada.

Como esta línea es muy corta la caída de tensión máxima que hemos establecido es el 0,2% restante. En los cálculos veremos que esta es suficiente.



7.8.2 Línea de alimentación seguidores

Como indica el propio fabricante del inversor, esta línea debe ser alterna monofásica. Estará compuesta por 3 tramos y tendrá una caída de tensión máxima del 5% como indica el reglamento debido a la presencia de los motores que tienen los seguidores.

Tramo 1:

Este tramo va desde la línea de alimentación auxiliar situada en el centro de transformación para alimentar a la instalación hasta el Cuadro de Distribución Principal de los Seguidores (CDPS) que también está en el mismo centro de transformación por lo que la línea será muy corta.

Esta línea está formada por cable unipolar de aluminio de sección $2 \times 150 \text{mm}^2$ con aislamiento tipo XLPE. El cable seleccionado es el XZ1. Este tramo irá al aire en bandeja perforada.

Como la línea es muy corta supondremos una caída de tensión máxima del 0,2%.

Tramo 2:

Este tramo va desde el mencionado CDPS hasta el Cuadro de Distribución de los Seguidores (CDS). De este salen las líneas para alimentar a los seguidores.

Esta línea está formada por cable unipolar de aluminio de sección $2 \times 50 \text{mm}^2$ con aislamiento tipo XLPE. El cable seleccionado es el XZ1. Este tramo irá enterrado bajo tubo.

Se ha seleccionado de aluminio para abaratar costes porque esta línea es bastante larga. La caída de tensión permitida en este tramo será de 4,3%.

Tramo 3:

Este tramo va desde el CDS a los seguidores propiamente dichos.

Esta línea está formada por cable unipolar de cobre de sección $2 \times 6 \text{mm}^2$ con aislamiento tipo PVC. El cable seleccionado es el H1Z2Z2-K. Este tramo irá al aire en bandeja perforada.

La caída de tensión permitida en este tramo será de 0,5%.

7.9 Protecciones

7.9.1 Línea del generador fotovoltaico

7.9.1.1 Protecciones parte de corriente continua

Caja de conexiones:

La caja de conexiones es la encargada de poner en paralelo las primeras agrupaciones de strings. Nosotros hemos elegido cajas con 5 entradas (bipolares +/-) que van protegidas por fusibles.

La función de los fusibles no es, como ocurre en la mayoría de ocasiones, proteger contra cortocircuitos. De hecho, la corriente de cortocircuito de los paneles es ligeramente superior a la corriente del punto de máxima potencia del panel. Esto supone que, si un string se cortocircuita, no produce corrientes peligrosas.

El verdadero problema viene del hecho de que haya un gran número de strings puestos en paralelo. Esto supone que van a estar sometidos a la misma tensión que, en



condiciones normales, se corresponde con la tensión del punto de máxima potencia de los strings para la irradiación que estén recibiendo en ese momento. Mientras se mantengan en condiciones normales, no habrá una gran desviación entre las condiciones de trabajo de los distintos strings.

El problema puede producirse si existe un fallo en algún string. Si algún panel fotovoltaico se cortocircuita por una avería, por ejemplo, podría suceder que ese string pasara a estar recorrido por una corriente inversa, superior a la que soporta. De aquí surge la necesidad de incorporar fusibles en las cajas de conexiones, para evitar que estas corrientes inversas pudiesen ocasionar daño a los paneles fotovoltaicos.

Para el panel que hemos elegido, la máxima serie de fusibles es de 20A, y como la corriente máxima de cortocircuito es de 10,12A tenemos que el fusible elegido será de 16A. De esta forma, los fusibles en ningún caso limitarán la corriente de trabajo de los strings, pero protegerán de manera eficaz contra corrientes inversas u otras situaciones en las que se eleve en gran medida la corriente.

La intensidad correspondiente a los 5 strings en paralelo de cada uno de estas cajas es de 50,6A por lo que el dispositivo de corte de salida deberá ser capaz de soportar dicha intensidad.

Además de los fusibles de entrada y el interruptor de corte en carga, estas cajas de conexiones suelen llevar protecciones contra sobretensiones.

El modelo que hemos elegido para estas cajas de conexiones es el string-supervisor de Power Electronics o uno similar. Este estará conectado con el módulo de monitorización del inversor mediante un cable RS 485. Los elementos de protección de esta caja deberán cumplir con los requerimientos mencionados. Necesitaremos 3 por sector, que hacen un total de 24 cajas de este modelo.

Cabe destacar, que los componentes que forman este cuadro, van a soportar tensiones de 1000V, a pesar de que el máximo posible sea de 1083V a -10°C. Esto es porque esa situación es muy puntual y en la localización en la que nos encontramos bastante improbable. Para unas condiciones nominales (25°C), la tensión que habría sería 986,4V, por lo que la elección escogida es adecuada.

Caja sumadora:

Los cables que van al inversor, no van directamente desde las cajas de conexiones. Tenemos un punto de conexión de segundo nivel de agrupamiento, la caja sumadora, que es como la caja de conexiones, pero esta soporta mayores valores de intensidad. Los fusibles deben aguantar los 50,6A que salen de las cajas de conexiones, la intensidad asignada del fusible será 80A. El dispositivo de corte en carga debe aguantar la suma de las corrientes provenientes de 3 cajas de conexión, es decir, 151,8A.

Como hay distintos talleres que hacen este tipo de cajas a medida, se le pedirá al taller que fabrique 8 cajas con las especificaciones ya comentadas. Además, se le comunicará al fabricante que los componentes soporten 1000V en continua. Estas cajas no tendrán sistemas de monitorización.

Esta caja estará en el interior de las casetas por lo que estarán muy próximas a los inversores. El interruptor seccionador que hay en la cabecera de estos cuadros es muy útil cuando hay que cortar el suministro para realizar labores de mantenimiento o cuando haya algún problema en un sector como puede ser un incendio.



7.9.1.2 Protecciones parte de corriente alterna

La salida de los inversores en corriente alterna estará conectada a un cuadro de distribución en paralelo. A su vez, la salida de este estará conectada al primario del transformador, que será el devanado de baja tensión. En esta parte de la instalación sí que se pueden producir corrientes elevadas en caso de cortocircuito. También, se pueden generar sobrecorrientes por anomalías o averías entre los distintos elementos de la instalación en el lado de alterna. Por ende, instalaremos protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos.

En el CDPI situado en el interior del centro de transformación tendremos una serie de interruptores automáticos para las líneas que llegan desde cada inversor. El calibre de estos interruptores será de 160A como se podrá ver en el apartado de cálculos justificativos y el poder de corte de estos será de 6kA. En la cabecera de este cuadro habrá un interruptor automático y un diferencial ambos de calibre 1300A. El poder de corte de este interruptor será de 25kA.

7.9.2 Línea de alimentación seguidores

Aquí tendremos toda la línea en alterna monofásica como hemos dicho anteriormente, básicamente habrá 2 tipos de cuadros de protección.

CDPS:

Este cuadro cuenta con un diferencial y un seccionador en su cabecera que tendrá una intensidad asignada de 200A. En la parte inferior tendremos una serie de interruptores automáticos de 63A con un poder de corte de 60kA para evitar que, si hay un cortocircuito, este afecte a las demás líneas. Además, contaremos con un sistema de protección contra sobretensiones.

CDS:

En este cuadro tendremos exactamente los mismos elementos que en el caso anterior, pero el calibre del interruptor seccionador y el diferencial será de 63A y el de los interruptores automáticos de 10A. El poder de corte de estos interruptores será de 6kA.

Cabe destacar que para garantizar la selectividad el diferencial del CDPS tendrá una sensibilidad de 1A y el tiempo de disparo será de 1s, y el diferencial del CDS tendrá una sensibilidad de 300mA.

7.10 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 será de cobre de 35 mm² de sección y se unirá a las picas diseñadas de puesta a tierra, colocadas en cada soporte de una longitud de 2 metros.



7.11 Centro de transformación

Debido a la potencia de la instalación únicamente necesitaremos 1 transformador de 1000kVA para inyectar la energía a la red de media tensión.

7.11.1 Características generales del Centro de Transformación

“El Centro de Transformación, tipo cliente, objeto de este proyecto tiene la misión de suministrar energía, realizándose la medición de la misma en Media Tensión”.

“La energía será suministrada por la compañía i-DE a la tensión trifásica de 20 kV y frecuencia de 50 Hz, realizándose la acometida por medio de cables subterráneos”.

Los tipos generales de equipos de Media Tensión empleados en este proyecto son:

“**cgmcosmos**: Celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas”.[11]

7.11.2 Programa de necesidades y potencia instalada

“Se precisa el suministro de energía a una tensión de 20 kV, con una potencia máxima simultánea de 1000 kW.

Para atender a las necesidades arriba indicadas, la potencia total instalada en este Centro de Transformación es de 1.000 kVA”.[11]

7.11.3 Descripción de la instalación

7.11.3.1. Obra Civil

“El Centro de Transformación objeto de este proyecto consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, máquinas y demás equipos”.

Para el diseño de este Centro de Transformación se han tenido en cuenta todas las normativas vigentes indicado en el apartado 5.”[11]

7.11.3.2 Características de los Materiales

Edificio de Transformación: **pfu.5/20**

- Descripción

“Los edificios **pfu** para Centros de Transformación, de superficie y maniobra interior (tipo caseta), constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de MT, hasta los cuadros de BT, incluyendo los transformadores, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos”.

“La principal ventaja que presentan estos edificios prefabricados es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación. Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos”.

- Envolvente



“La envolvente de estos centros es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo”.

“Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm². Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kOhm respecto de la tierra de la envolvente”.

“Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación”.

“En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de MT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores”.

“El espacio para el transformador, diseñado para alojar el volumen de líquido refrigerante de un eventual derrame, dispone de dos perfiles en forma de "U", que se pueden deslizar en función de la distancia entre las ruedas del transformador”.

- Placa piso

“Sobre la placa base y a una altura de unos 400 mm se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de MT y BT a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas”.

- Accesos

“En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas del transformador (ambas con apertura de 180°) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero”.

“Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación. Para ello se utiliza una cerradura de diseño ORMAZABAL que anclan las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior”.

- Ventilación

“Las rejillas de ventilación natural están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el Centro de Transformación y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera”.

- Acabado

“El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación”.

“Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión”.

- Calidad

“Estos edificios prefabricados han sido acreditados con el Certificado de Calidad ISO 9001”.

- Alumbrado



“El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido”.

- Varios

“Sobrecargas admisibles y condiciones ambientales de funcionamiento según normativa vigente”.

- Cimentación

“Para la ubicación de los edificios PFU para Centros de Transformación es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor”.

- Características Detalladas

Nº de transformadores:	1
Tipo de ventilación:	Doble
Puertas de acceso peatón:	1 puerta
Dimensiones exteriores	
· Longitud:	6080 mm
· Fondo:	2380 mm
· Altura:	3045 mm
· Altura vista:	2585 mm
· Peso:	17460 kg
Dimensiones interiores	
· Longitud:	5900 mm
· Fondo:	2200 mm
· Altura:	2355 mm
Dimensiones de la excavación	
· Longitud:	6880 mm
· Fondo:	3180 mm
· Profundidad:	560 mm

Nota: “Estas dimensiones son aproximadas en función de la solución adoptada para el anillo de tierras”.[11]

7.11.4 Instalación Eléctrica

7.11.4.1 Características de la Red de Alimentación

“La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos suministrados por la compañía eléctrica, es de 350 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 10,104 kA eficaces”.[11]



7.11.4.2 Características de la Aparamenta de Media Tensión

“Características Generales de los Tipos de Aparamenta Empleados en la Instalación”.

-Celdas: **cgmcosmos**

“Sistema de celdas de Media Tensión modulares bajo envolvente metálica de aislamiento integral en gas SF6 de acuerdo a la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior, clase -5 °C según IEC 62271-1, hasta una altitud de 2000 m sobre el nivel del mar sin mantenimiento con las siguientes características generales estándar”:

- **Construcción:**

“Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IEC 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años”.

3 Divisores capacitivos de 24 kV.

“Bridas de sujeción de cables de Media Tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm² y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito”.

“Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO 7253”.

-**Seguridad:**

“Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta de tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente”.

“Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados”.

“Posibilidad de instalación de enclavamientos por cerradura independientes en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra”.

“Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Media Tensión en caso de una eventual inundación de la instalación soportando ensayo de 3 m de columna de agua durante 24 h”.

Grados de Protección:

- Celda / Mecanismos de Maniobra: IP 2XD según EN 60529

- Cuba: IP X7 según EN 60529

- Protección a impactos en:

- cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010

- cuba: IK 09 según EN 5010

- Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

- Enclavamientos

“La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas **cgmcosmos** es que”:



· “ No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado”.

· “No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída”.

- Características eléctricas

“Las características generales de las celdas **cgmcosmos** son las siguientes”:

Tensión nominal 24 kV

Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min)

a tierra y entre fases 50 kV

a la distancia de seccionamiento 60 kV

Impulso tipo rayo

a tierra y entre fases 125 kV

a la distancia de seccionamiento 145 kV

“En la descripción de cada celda se incluyen los valores propios correspondientes a las intensidades nominales, térmica y dinámica, etc”.[11]

7.11.4.3 Características Descriptivas de la Aparamenta MT y Transformadores

“Alimentación de Servicios Auxiliares: **cgmcosmos-a Celda alimentación SS.AA**”.

“Celda con envolvente metálica, fabricada por **ORMAZABAL**, formada por un módulo con las siguientes características”:

“La celda **cgmcosmos-a** de alimentación de servicios auxiliares, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de conexión al transformador de tensión dispuesto en la base, y en serie con él, un conjunto de fusibles fríos, combinados o asociados a ese interruptor”.

- Características eléctricas:

· Tensión asignada: 24 kV

· Intensidad asignada: 630 A

· Intensidad asignada en el embarrado: 630 A

· Intensidad asignada en la derivación: 200 A



- Intensidad fusibles: 3x2 A
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 40 kA
- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min)
entre fases: 50 kV
 - Impulso tipo rayo
a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
 - Capacidad de cierre (cresta): 40 kA
- Capacidad de corte
 - Corriente principalmente activa: 630 A
 - Clasificación IAC: AFL
 - Características físicas:
 - Ancho: 470 mm
 - Fondo: 875 mm
 - Alto: 1740 mm
 - Peso: 237 kg
 - Potencia Transformador SS.AA: 600 VA

Entrada / Salida 1: **cgmcosmos-I Interruptor-seccionador**

“Celda con envolvente metálica, fabricada por **ORMAZABAL**, formada por un módulo con las siguientes características”:

“La celda **cgmcosmos-I** de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos **ekor.vpis** para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra **ekor.sas**”.

- Características eléctricas:
 - Tensión asignada: 24 kV



Intensidad asignada:	630 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz:	16 kA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta:	40 kA
Nivel de aislamiento	
- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases:	50 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta):	125 kV
Capacidad de cierre (cresta):	40 kA
Capacidad de corte	
- Corriente principalmente activa:	630 A
Clasificación IAC:	AFL
- Características físicas:	
· Ancho:	365 mm
· Fondo:	735 mm
· Alto:	1740 mm
· Peso:	95 kg
- Otras características constructivas:	
· Mecanismo de maniobra interruptor:	motorizado tipo BM

Entrada / Salida 2: ***cgmcosmos-I Interruptor-seccionador***

“Celda con envolvente metálica, fabricada por **ORMAZABAL**, formada por un módulo con las siguientes características”:

“La celda **cgmcosmos-I** de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos **ekor.vpis** para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra **ekor.sas**”.



- Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 40 kA
- Nivel de aislamiento
- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 50 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 40 kA
- Capacidad de corte
- Corriente principalmente activa : 630 A
- Clasificación IAC: AFL

- Características físicas:

- Ancho: 365 mm
- Fondo: 735 mm
- Alto: 1740 mm
- Peso: 95 kg

- Otras características constructivas

- Mando interruptor: motorizado tipo BM

Seccionamiento Compañía: **cgmcosmos-1 Interruptor-seccionador**

“Celda con envolvente metálica, fabricada por **ORMAZABAL**, formada por un módulo con las siguientes características”:

“La celda **cgmcosmos-1** de línea, está constituida por un módulo metálico con aislamiento y corte en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor-seccionador rotativo, con capacidad de corte y aislamiento, y posición de puesta a tierra de los cables de acometida inferior-frontal



mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos **ekor.vpis** para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra **ekor.sas**”.

- Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 40 kA
- Nivel de aislamiento
 - Frecuencia industrial (1 min)
a tierra y entre fases: 50 kV
 - Impulso tipo rayo
a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 40 kA
- Capacidad de corte
 - Corriente principalmente activa: 630 A
- Clasificación IAC: AFL

- Características físicas:

- Ancho: 365 mm
- Fondo: 735 mm
- Alto: 1740 mm
- Peso: 95 kg

- Otras características constructivas:

- Mando interruptor: motorizado tipo BM



Remonte a Protección General: *cgmcosmos-l Interruptor-seccionador*

- Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
- Clasificación IAC: AFL

- Características físicas:

- Ancho: 365 mm
- Fondo: 1740 mm
- Alto: 735 mm
- Peso: 95 kg

Protección General: *cgmcosmos-v Interruptor automático de vacío*

“Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo con las siguientes características”:

“La celda **cgmcosmos-v** de interruptor automático de vacío está constituida por un módulo metálico con aislamiento en gas, que incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un seccionador rotativo de tres posiciones, y en serie con él, un interruptor automático de corte en vacío, enclavado con el seccionador. La puesta a tierra de los cables de acometida se realiza a través del interruptor automático. La conexión de cables es inferior-frontal mediante bornas enchufables. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y puede llevar un sistema de alarma sonora de puesta a tierra, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa la maniobra”.

- Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV
- Intensidad asignada: 630 A
- Nivel de aislamiento

Frecuencia industrial (1 min)
a tierra y entre fases: 50 kV

Impulso tipo rayo



- a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
- Capacidad de cierre (cresta): 630 A
- Capacidad de corte en cortocircuito: 16 kA
- Clasificación IAC: AFL
- Características físicas:
 - Ancho: 480 mm
 - Fondo: 850 mm
 - Alto: 1740 mm
 - Peso: 218 kg
- Otras características constructivas:
 - Mando interruptor automático: manual RAV
 - Relé de protección: ekor.rpg-201A

Medida: ***cgmcosmos-m Medida***

“Celda con envolvente metálica, fabricada por ORMAZABAL, formada por un módulo con las siguientes características”:

“La celda **cgmcosmos-m** de medida es un módulo metálico, construido en chapa galvanizada, que permite la incorporación en su interior de los transformadores de tensión e intensidad que se utilizan para dar los valores correspondientes a los aparatos de medida, control y contadores de medida de energía”.

“Por su constitución, esta celda puede incorporar los transformadores de cada tipo (tensión e intensidad), normalizados en las distintas compañías suministradoras de electricidad”.

“La tapa de la celda cuenta con los dispositivos que evitan la posibilidad de contactos indirectos y permiten el sellado de la misma, para garantizar la no manipulación de las conexiones”.

- Características eléctricas:
 - Tensión asignada: 24 kV
 - Clasificación IAC: AFL
- Características físicas:



- Ancho: 800 mm
- Fondo: 1025 mm
- Alto: 1740 mm
- Peso: 165 kg

- Otras características constructivas:

- Transformadores de medida: 3 TT y 3 TI

“De aislamiento seco y contruidos atendiendo a las correspondientes normas UNE y CEI, con las siguientes características”:

* Transformadores de tensión

Relación de transformación:	22000/V3-110/V3 V
Sobretensión admisible en permanencia:	1,2 Un en permanencia y 1,9 Un durante 8 horas

Medida

- Potencia: 15 VA
- Clase de precisión: 0,5

* Transformadores de intensidad

Relación de transformación:	15 - 30/5 A
Intensidad térmica:	200 In
Sobreint. admisible en permanencia:	$F_s \leq 5$

Medida

- Potencia: 15 VA
- Clase de precisión: 0,5 s



Transformador 1: *transforma aceite 24 kV*

“Transformador trifásico reductor de tensión, construido según las normas citadas anteriormente, de marca ORMAZABAL, con neutro accesible en el secundario, de potencia 1000 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 20 kV y tensión secundaria 600 V en vacío (B2)”.

- Otras características constructivas:

- Regulación en el primario: + 2,5%, + 5%, + 7,5%, + 10 %
- Tensión de cortocircuito (Ecc): 6%
- Grupo de conexión: Dyn11
- Protección incorporada al transformador: Relé DGPT2

[11]

7.11.4.4 Características Descriptivas de los Cuadros de Baja Tensión

“Cuadros BT - B2 Transformador 1: *Otras salidas de Baja Tensión*”

Cuadros de Baja Tensión (CBT) que tienen como misión la separación en distintas ramas de salida, por medio de fusibles, de la intensidad secundaria de los transformadores”. [11]

7.11.4.5 Características del material vario de Media Tensión y Baja Tensión

“El material vario del Centro de Transformación es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta”.

- Interconexiones de MT:

Puentes MT Transformador 1: *Cables MT 12/20 kV*

Cables MT 12/20 kV del tipo HEPRZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x50 Al.

La terminación al transformador es EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable acodada y modelo K158LR.

En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 24 kV del tipo cono difusor y modelo OTK 224.



- Interconexiones de BT:

Puentes BT - B2 Transformador 1: **Puentes transformador-cuadro**

“Juego de puentes de cables de BT, de sección y material 0,6/1 kV tipo RZ1 de 1x240Al sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formados por un grupo de cables en la cantidad 4xfase + 2xneutro”.

- Defensa de transformadores:

Defensa de Transformador 1: **Protección física transformador**

Protección metálica para defensa del transformador.

Cerradura enclavada con la celda de protección correspondiente.

- Equipos de iluminación:

Iluminación Edificio de Transformación: **Equipo de iluminación**

“Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros”.

“Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local”.[11]

7.11.5 Medida de la energía eléctrica

“El conjunto consta de un contador tarifador electrónico multifunción, un registrador electrónico y una regleta de verificación. Todo ello va en el interior de un armario homologado para contener estos equipos”.[11]

7.11.6 Unidades de protección, automatismo y control

Unidad de Protección: **ekor.rpg**

“Unidad digital de protección desarrollada para su aplicación en la función de protección con interruptor automático. Es autoalimentado a partir de 5 A a través de transformadores de intensidad toroidales, comunicable y configurable por software con histórico de disparos”.

- Características

o Rango de Potencias: 50 kVA - 25 MVA

o Funciones de Protección:



- o Sobreintensidad
- o Fases (3 x 50/51)
- o Neutro (50N/ 51 N)
- o Neutro Sensible (50Ns/51Ns)
- o Disparo exterior: Función de protección (49T)
- o Reenganchador (opcional): Función de protección (79) [Con control integrado ekorRPGci]
- o Detección de faltas de tierra desde 0,5 A
- o Posibilidad de pruebas por primario y secundario
- o Configurable por software (RS-232) y comunicable (RS-485)
- o Histórico de disparos
- o Medidas de intensidad de fase y homopolar: I1, I2, I3 e Io
- o Autoalimentación a partir de 5 A en una fase
- o Opcional con control integrado (alimentación auxiliar)

- Elementos:

“Relé electrónico que dispone en su carátula frontal de teclas y display digital para realizar el ajuste y visualizar los parámetros de protección, medida y control. Para la comunicación dispone de un puerto frontal RS232 y en la parte trasera un puerto RS485 (5 kV)”.

“Los sensores de intensidad son transformadores toroidales de relación 300 A / 1 A y 1000 A / 1 A dependiendo de los modelos y que van colocados desde fábrica en los pasatapas de las celdas”.

“Para la opción de protección homopolar ultrasensible se coloca un toroidal adicional que abarca las tres fases. En el caso de que el equipo sea autoalimentado (desde 5 A por fase) se debe colocar 1 sensor adicional por fase”.

“La tarjeta de alimentación acondiciona la señal de los transformadores de autoalimentación y la convierte en una señal de CC para alimentar el relé de forma segura. Dispone de una entrada de 230 Vca para alimentación auxiliar exterior”.

“El disparador biestable es un actuador electromecánico de bajo consumo integrado en el mecanismo de maniobra del interruptor”.

- Otras características:

Ith/Idin	= 20 kA /50 kA
Temperatura	= -10 °C a 60 °C
Frecuencia	= 50 Hz; 60 Hz ± 1 %

Ensayos:

- De aislamiento según 60255-5
- De compatibilidad electromagnética según CEI 60255-22-X, CEI 61000-4-X y EN 50081-2/55011
- Climáticos según CEI 60068-2-X
- Mecánicos según CEI 60255-21-X



- De potencia según CEI 60265 y CEI 60056

“Así mismo este producto cumple con la directiva de la Unión Europea sobre compatibilidad electromagnética 89/336/EEC y con la CEI 60255 Esta conformidad es resultado de un ensayo realizado según el artículo 10 de la directiva, y recogido en el protocolo B131-01-69-EE acorde a las normas genéricas EN 50081 y EN 50082”. [11]

7.11.7 Puesta a tierra

7.11.7.1 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 unen 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 (si éste es prefabricado). No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior”. [11]

7.11.7.2 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 conecta 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 emplea un cable de cobre aislado”. [11]

7.11.8 Instalaciones secundarias

- Alumbrado

“El interruptor se situará al lado de la puerta de entrada, de forma que su accionamiento no represente peligro por su proximidad a la MT”.

“El interruptor accionará los puntos de luz necesarios para la suficiente y uniforme iluminación de todo el recinto del centro”.

- Protección contra incendios

“Si va a existir personal itinerante de mantenimiento no se exige que en el Centro de Transformación haya un extintor. En caso contrario, se incluirá un extintor de eficacia 89B. Este extintor deberá colocarse siempre que sea posible en el exterior de la instalación para facilitar su accesibilidad y, en cualquier caso, a una distancia no superior a 15 metros de la misma”.

“Si existe un personal itinerante de mantenimiento con la misión de vigilancia y control de varias instalaciones que no dispongan de personal fijo, este personal itinerante deberá llevar, como mínimo, en sus vehículos dos extintores de eficacia 89 B, no siendo preciso en este caso la existencia de extintores en los recintos que estén bajo su vigilancia y control”.



- Armario de primeros auxilios

El Centro de Transformación cuenta con un armario de primeros auxilios.

- Medidas de seguridad

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

1-“ 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”.

2- “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”.

3- “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”.

4- “Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno”. [11]

8. Servicios auxiliares

8.1 Sistema de monitorización

Tanto en los proyectos de gran escala, como en los industriales o domiciliarios, las plantas fotovoltaicas (FV) tienden a sufrir diversas fallas con el paso del tiempo, debido a la exposición constante a ciertos factores naturales como la temperatura, la radiación UV y condiciones climáticas, además de los procesos mecánicos equívocos en la etapa de construcción o montaje de los paneles solares. Y en el caso de sistemas con seguimiento puede haber una pérdida de rendimiento asociado a un mal seguimiento del Sol. Estas fallas afectan en el rendimiento de la planta solar provocando una disminución en la producción de energía y por consecuencia diferencias en el retorno real sobre la inversión con respecto a lo esperado. Es este sentido, el monitoreo constante y correcto mantenimiento de la planta juega un papel fundamental.

Un sistema de monitoreo efectivo requiere de una capacidad de monitorizar los datos de manera consistente, confiable y trazable para optimizar el retorno de la inversión durante la vida útil del sistema. Esto resulta clave en grandes plantas fotovoltaicas, ya que una pérdida de rendimiento se puede traducir en importantes pérdidas económicas para la planta.



El sistema de monitoreo instalado deberá estar dotado de sistemas que sean capaces de detectar el estado de las cadenas, los inversores, el estado de las células y demás. Además, dispondremos de una estación meteorológica que recogerá datos de interés para la operación y seguridad de la planta como pueden ser la intensidad y dirección del viento o los valores de radiación. El sistema de monitoreo instalado será tipo Enphase, SolarEdge o parecido.

8.2 Sistema de vigilancia

La planta tendrá una cámara de vigilancia por sector. Por tanto, pondremos ocho cámaras. Estas estarán situadas en las esquinas para que todo el perímetro esté vigilado. Las cámaras contarán con rayos infrarrojos que permitan la visibilidad nocturna en toda la instalación, principalmente en las casetas de los inversores y el centro de transformación, ya que es donde se acumula mayor cantidad de elementos y por tanto donde hay más posibilidad de robo. Aunque también deben vigilar las zanjas de los seguidores por los posibles robos de cable principalmente de cobre.

Por otro lado, en la planta habrá un sistema de focos que permitan la iluminación durante la noche. Más concretamente, habrá un foco por sector situado en las esquinas, esto hace un total de ocho focos.

8.3 Alimentación de la planta

Durante el día, los elementos auxiliares de la planta que van a consumir energía como los seguidores serán alimentados por la energía provocada por las placas fotovoltaicas. Sin embargo, durante la noche se consumirá energía eléctrica directamente de la red.

Este consumo será a través del transformador, el cual cuenta con un equipo auxiliar para alimentar a la instalación con los cuadros eléctricos y elementos de protección apropiados.

8.4 Sistema de pararrayos

El sistema de pararrayos resulta imprescindible ya que una descarga producida por la atmósfera puede producir un deterioro importante del aislamiento de los circuitos eléctricos.

Por ello, dispondremos de un sistema de pararrayos en puntos localizados de la planta que no produzcan sombras ni perturben la operación normal de la planta. Además, todo este sistema estará unificado en una puesta a tierra que estará separada del resto de tierras de la instalación fotovoltaica.

9. Mantenimiento de la instalación

El plan de mantenimiento de cualquier instalación es imprescindible para alargar la vida útil de la misma y obtener el mayor rendimiento posible. Además, ya que este tipo de instalaciones tienen una vida útil de unos 35 años este aspecto resulta aún más importante.

Realizaremos dos programas de mantenimiento diferentes, el preventivo y el correctivo, según el “Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA”. El contrato de mantenimiento debe incluir ambos.



El plan de mantenimiento preventivo consiste en realizar operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones. Además, hay otras que deben permitir mantener dentro de los márgenes aceptables las condiciones de funcionamiento, protección, prestaciones, y durabilidad de la planta. Esto requiere de una inspección semestral mínima por parte de un personal cualificado para comprobar el estado de los módulos, los seguidores solares, las protecciones eléctricas y el estado de las conexiones, el inversor, los cables, etc.

En cada visita se debe realizar un informe técnico en el que quede reflejado el estado de los diferentes componentes de la instalación y las incidencias producidas.

El plan de mantenimiento correctivo implica la sustitución de todos aquellos elementos dañados para asegurar el correcto funcionamiento del sistema durante su vida útil. Esto incluye que el usuario pueda visitar cuando estime conveniente las infraestructuras por averías graves o para realizar un presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para que la planta funcione adecuadamente. Este informe debe incluir una estimación de los gastos del mantenimiento correctivo, que forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.

10. Cálculos justificativos

10.1 Producción anual esperada

10.1.1 Irradiación sobre superficie horizontal

Se define como la energía por unidad de superficie que recibe una superficie horizontal en un determinado periodo de tiempo. Este puede ser días, meses o años. Se designa como $G_{dm}(0)$ y en nuestro caso vamos a trabajar con un periodo de tiempo de días, por lo que la radiación se medirá en $kWh/(m^2 \text{ día})$

Este valor lo obtendremos de la fuente: “*European Commission - Join Research Centre - Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*”.

La siguiente imagen muestra los valores de irradiación tanto directa como difusa y los valores medios de la directa y la global para todos los meses del año.

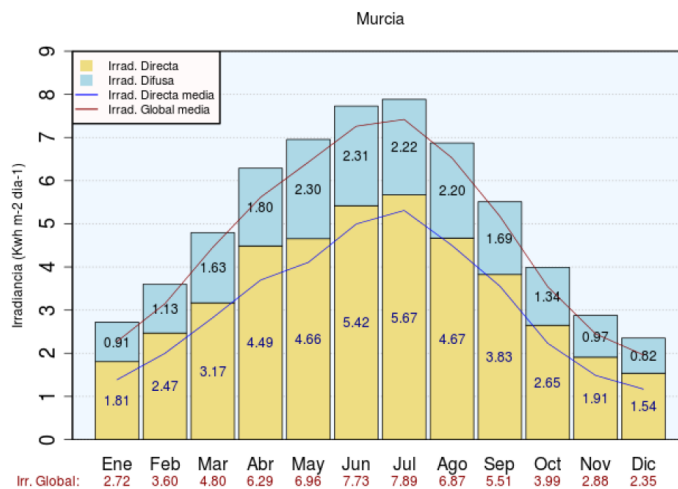


Figura 10.1: Irradiación media diaria por meses para la provincia de Murcia



10.1.2 Irradiación sobre el plano del generador

Los valores de irradiación diarios en una superficie horizontal no son aplicables a nuestro caso, ya que nuestra instalación cuenta con un equipo de seguidores solares. Según la ficha técnica del fabricante, con los seguidores seleccionados la captación de irradiación aumenta un 30% respecto a la captación que tendría el panel en el plano óptimo. Por ello, hemos decidido aumentar dicha irradiación, pero en un 25% para ponernos en un caso más desfavorable.

En la tabla inferior se observa la irradiación captada en el plano horizontal, óptimo y con el sistema de seguidores.

Mes	G (0º) kWh/(m²día)	G (opt) kWh/(m²día)	G (Seguidor) kWh/(m²día)
Enero	2,23	3,74	4,68
Febrero	3,40	4,93	6,16
Marzo	4,72	5,85	7,31
Abril	5,62	6,00	7,50
Mayo	6,79	6,52	8,15
Junio	7,93	7,29	9,11
Julio	7,69	7,22	9,02
Agosto	7,10	7,34	9,18
Septiembre	5,68	6,77	8,46
Octubre	3,80	5,16	6,46
Noviembre	2,59	4,08	5,10
Diciembre	2,11	3,70	4,63

Tabla 10.1: Irradiación diaria horizontal, en ángulo óptimo y plano del seguidor

10.1.3 Cálculo del Performance Ratio

Se define como un “factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a los rendimientos de conversión DC/AC y de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor y al hecho de que el rendimiento de las células solares en la realidad es inferior al que indica el valor de su potencia nominal, debido a que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25°C”. También considera otras pérdidas que desarrollaremos a continuación.

Este factor considera las siguientes pérdidas:

- Pérdidas angulares y espectrales.
- Pérdidas por polvo y suciedad.
- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas por diferencia entre módulos.
- Pérdidas por cableado.
- Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia.
- Pérdidas por rendimiento del inversor.
- Pérdidas en transformador.



- Otras pérdidas.

10.1.3.1 Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida por el fabricante a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de una irradiancia de 1000W/m² y 25°C de temperatura de célula, conllevan una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. Sin embargo, en el funcionamiento normal de un módulo fotovoltaico no se cumplen esas condiciones.

Estas pérdidas se suelen estimar entre un 4,5% y un 2,5%. Nosotros vamos a tomar un **3%**.

10.1.3.2 Pérdidas por polvo y suciedad

Se deben al de polvo y suciedad que se deposita en la superficie de los módulos. Debemos destacar que, la presencia de una capa de suciedad uniforme produce que el módulo disminuya la corriente y tensión producida. Además, la presencia de zonas de suciedad localizadas (como puede ser deposiciones de aves) dan lugar a pérdidas de mismatch y también a las pérdidas por formación de puntos calientes.

Generalmente estas pérdidas suelen ser del 1-2%, pero como en la zona hay bastante suciedad por las industrias de madera cercanas a la planta consideraremos un **3%**.

10.1.3.3 Pérdidas por temperatura

Debido al aumento de la temperatura, los paneles tienen pérdidas del orden de un 4% por cada 10°C. La temperatura de operación de los paneles fotovoltaicos depende de diversos factores como la irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento y de la posición de los módulos. Esto significa que para la misma radiación solar un sistema fotovoltaico producirá menos energía si la temperatura es alta que si está en un lugar con un clima frío.

Procedemos a calcular las pérdidas por temperatura.

El panel utilizado en el proyecto tiene una temperatura de operación nominal de la célula (TONC) de 45°C. Esta es la temperatura que alcanzaría el panel en las siguientes condiciones de trabajo:

- Irradiancia: 800W/m².
- Temperatura ambiente: 20°C.
- Velocidad del viento: 1m/s.

La temperatura de trabajo de la célula será:

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC - 20}{800}$$

Siendo:

-T_c: temperatura de trabajo de la célula.

-T_a: temperatura ambiente.

-G: irradiancia (W/m²)

La fórmula nos quedaría de la siguiente forma:



$$T_c = T_a + G * \frac{45 - 20}{800}$$

Por otro lado, para determinar las pérdidas por temperatura propiamente dichas, primero vamos a calcular la potencia que daría el módulo a esa temperatura aplicando la siguiente fórmula:

$$P_m = P_m^* \left(1 - \frac{\delta}{100} (T_c - T_c^*)\right)$$

Siendo:

- P_m^* : la potencia del módulo en condiciones estándar. Para nuestro módulo 390W.
- δ : coeficiente de variación de la potencia con el cambio de temperatura. En nuestro módulo es -0,36%/°C.
- T_c^* : temperatura en STC. Tiene un valor de 25°C.

Por tanto, la fórmula quedaría de la siguiente forma:

$$P_m = 390 \left(1 - \frac{-0,36}{100} (T_c - 25)\right)$$

Aplicando las dos ecuaciones obtenidas podemos calcular las pérdidas por temperatura. Como referencia hemos cogido los valores de irradiación y temperatura para las 12:00h, ya que la G es potencia y esta no es constante a lo largo del día.

Mes	Tª media a las 12:00h (°C)	Irradiancia a las 12:00h (W/m²)	Tª célula a las 12:00h (°C)	Potencia a 25°C (W)	%Pérdida Pot. Por Tª	Pérdida Pot (W)	Pot FV (W)
Enero	10,2	440,0	24,0	390,0	-0,4	-1,4	391,4
Febrero	10,8	505,0	26,6	390,0	0,6	2,2	387,8
Marzo	14,0	635,0	33,8	390,0	3,2	12,3	377,7
Abril	17,1	734,0	40,0	390,0	5,4	21,1	368,9
Mayo	21,3	828,0	47,2	390,0	8,0	31,1	358,9
Junio	26,0	909,0	54,4	390,0	10,6	41,3	348,7
Julio	29,6	936,0	58,9	390,0	12,2	47,5	342,5
Agosto	28,8	875,0	56,1	390,0	11,2	43,7	346,3
Septiembre	24,1	719,0	46,6	390,0	7,8	30,3	359,7
Octubre	20,1	583,0	38,3	390,0	4,8	18,7	371,3
Noviembre	14,2	446,0	28,1	390,0	1,1	4,3	385,7
Diciembre	10,9	408,0	23,6	390,0	-0,5	-2,0	392,0

Tabla 10.2: Pérdidas por temperatura

Finalmente se obtiene un porcentaje de pérdidas por temperatura de **5,33%**.

Cabe destacar que los valores de irradiación obtenidos son en el plano horizontal, ya que se supone, que los seguidores estarán horizontales a las 12:00h aproximadamente durante todo el año. Y estos no han sido mayorados un 25% porque a las 12:00h el Sol está perpendicular al suelo y en consecuencia el panel. Este es el momento de mayor captación. La ventaja de captación que proporcionan los seguidores es en las demás horas del día, ya que en esos casos el sistema de seguimiento procura poner el panel perpendicular al Sol.

10.1.3.4 Pérdidas por diferencia entre módulos o de mismatch

Este tipo de pérdidas se deben a la conexión de módulos fotovoltaicos que producen potencias sensiblemente diferentes para constituir un generador fotovoltaico.

Esto se debe a que, si conectamos dos módulos en serie y estos producen diferentes corrientes, el módulo que produzca la menor corriente limitará la corriente de toda la



serie. De forma similar ocurre para la tensión cuando se conectan módulos en paralelo. Esto nos lleva a que la potencia del generador fotovoltaico es inferior a la suma de las potencias que generan cada uno de los módulos que componen dicho generador. Este tipo de pérdidas se puede reducir mediante una instalación ordenada en potencias de los módulos fotovoltaicos.

En nuestro caso, todos los módulos serán iguales, pero como estos tienen una tolerancia de potencia de 0/+5 W, puede suceder que se produzcan efectos de mismatch. Sin embargo, cuando tengamos todos los módulos, haremos una flashlist, poniendo a los módulos al Sol y viendo cuáles producen igual, de forma que veamos cuáles son los módulos que tienen la misma potencia, para así agruparlos y ponerlos en serie.

En cualquier caso, supondremos que las pérdidas por diferencia entre módulos serán del **1%**.

10.1.3.5 Pérdidas por cableado

En todo el cableado de la instalación se producen pérdidas eléctricas debidas a las caídas de tensión cuando circula corriente a través de un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se traducen en calentamiento debido al efecto Joule.

Veamos las pérdidas producidas en el cableado por efecto joule. Para ello antes debemos conocer la resistencia de dichos cables. Esta se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$R = \rho * \frac{L}{S}$$

Donde:

- ρ : resistividad del cable: $0.018\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para el cobre y $0.03\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para el aluminio.
- L : longitud del cableado.
- S : sección del cable.

Con esta resistencia, las pérdidas de potencias producidas en el cableado por efecto joule en la parte de continua será:

$$P = 2 * R * I^2$$

Cabe destacar que hemos multiplicado por 2 porque en la parte de continua hay 2 conductores, el del positivo y el del negativo.

En alterna trifásica debemos multiplicar por 3, ya que habrá 3 conductores activos.

$$P = 3 * R * I^2$$



Por lo que utilizando estas ecuaciones y diferenciando la resistividad según el tipo de cable obtenemos la siguiente tabla:

Tramo	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Resistencia (Ω)	Intensidad (A)	Potencia perdida (W)
1	7069,00	6,00	21,21	9,49	3819,81
2	2228,00	25,00	1,60	47,45	7223,54
3	24,00	95,00	0,01	142,35	307,15
4	1228,00	240,00	0,15	120,28	6662,33
5	4,00	630,00	0,00	962,25	529,10
					18541,93

Tabla 10.3: Potencia perdida en el cableado

Veamos que la potencia perdida en el cableado es de **18,54kW**.

Estas pérdidas son variables a lo largo del día, ya que, por ejemplo, a las 12:00h el generador fotovoltaico estará a plena potencia. Sin embargo, por la noche no producirá.

Por tanto, hemos decidido calcular la potencia que producen los paneles a las 12:00h, porque es cuando todo el cableado estará funcionando a su intensidad nominal, pero teniendo todas las pérdidas menos las de cableado y la de vacío del transformador como ya veremos más adelante.

Realizando el cociente entre la potencia pérdida en el cableado y la potencia anterior calculada, obtendremos las pérdidas que se producen en el cableado para cada mes.

Mes	Tª media a las 12:00h (°C)	Irradiancia a las 12:00h (W/m ²)	P1 (%)	P2 (%)	P3 (%)	P4 (%)	P5 (%)	P6 (%)	P7 (%)	P8 (%)	P9 (%)	PT (%)	PGFV (W)	Potencia real sin pérdidas en cableado (W)	Potencia perdida en el cableado (W)	Pérdidas por cableado (%)
Enero	10,2	440,0	3	3	-0,37	1	0	3	1,3	1,32	0,5	12,75	1123200,00	431200,43	18541,93	4,30
Febrero	10,8	505,0	3	3	0,56	1	0	3	1,3	1,22	0,5	13,58	1123200,00	490196,86	18541,93	3,78
Marzo	14,0	635,0	3	3	3,17	1	0	3	1,3	1,18	0,5	16,15	1123200,00	598075,34	18541,93	3,10
Abril	17,1	734,0	3	3	5,41	1	0	3	1,3	1,18	0,5	18,39	1123200,00	672817,17	18541,93	2,76
Mayo	21,3	828,0	3	3	7,99	1	0	3	1,3	1,16	0,5	20,95	1123200,00	735204,21	18541,93	2,52
Junio	26,0	909,0	3	3	10,58	1	0	3	1,3	1,14	0,5	23,52	1123200,00	780861,93	18541,93	2,37
Julio	29,6	936,0	3	3	12,19	1	0	3	1,3	1,15	0,5	25,14	1123200,00	787018,76	18541,93	2,36
Agosto	28,8	875,0	3	3	11,20	1	0	3	1,3	1,15	0,5	24,15	1123200,00	745479,84	18541,93	2,49
Septiembre	24,1	719,0	3	3	7,78	1	0	3	1,3	1,15	0,5	20,73	1123200,00	640205,24	18541,93	2,90
Octubre	20,1	583,0	3	3	4,81	1	0	3	1,3	1,22	0,5	17,83	1123200,00	538099,34	18541,93	3,45
Noviembre	14,2	446,0	3	3	1,12	1	0	3	1,3	1,29	0,5	14,21	1123200,00	429787,15	18541,93	4,31
Diciembre	10,9	408,0	3	3	-0,50	1	0	3	1,3	1,32	0,5	12,62	1123200,00	400450,81	18541,93	4,63
																3,25

Tabla 10.4: Pérdidas en el cableado

Donde:

- P1: Pérdidas angulares y espectrales.
- P2: Pérdidas por polvo y suciedad.
- P3: Pérdidas por temperatura.
- P4: Pérdidas por diferencia entre módulos.
- P5: Pérdidas por cableado.
- P6: Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia.



- P7: Pérdidas por rendimiento del inversor.
- P8: Pérdidas en transformador (sólo la de devanados a plena carga).
- P9: Otras pérdidas.
- PGFV: Potencia del generador fotovoltaico es el producto de los 2880 paneles por los 390W que produce cada panel $390 \times 2880 = 1123200W$.

Por tanto, vemos unas pérdidas en el cableado medio del **3,25%**.

10.1.3.6 Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia

En un sistema conectado a red, el inversor funciona directamente conectado a los módulos fotovoltaicos. Para generar la máxima potencia posible consta de un dispositivo electrónico que permite seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Esto es necesario porque el punto de máxima potencia varía con la temperatura y la irradiancia.

Se suele admitir un valor del **3%** para evaluar estas pérdidas. Seleccionaremos dicho valor.

10.1.3.7 Pérdidas por rendimiento del inversor

El inversor fotovoltaico viene caracterizado por su curva de rendimiento en función de la potencia de operación. A la hora de seleccionar el inversor es muy importante que este sea de alto rendimiento en sus condiciones nominales de operación, como es lógico. Por otro lado, también es importante seleccionar adecuadamente la potencia del inversor dependiendo de la potencia pico del generador fotovoltaico.

Por ejemplo, si utilizamos un inversor de una potencia excesiva en comparación con la potencia que producen los paneles tendremos que el sistema operará la mayor parte del tiempo con rendimientos bajos. Por ello hemos realizado el sobredimensionamiento que se muestra más adelante para calcular el número de paneles necesarios en función de la potencia del inversor que tenemos. No obstante, las pérdidas son inherentes al funcionamiento del inversor, ya que los componentes electrónicos del mismo sufren pérdidas de potencia debido a la corriente que les atraviesa y a las caídas de tensión que ahí se producen.

Por tanto, suponiendo que hemos hecho un buen dimensionamiento, nos vamos a la ficha técnica del inversor y resulta que el rendimiento de este es del 98,7%.

Así pues, tomaremos que las pérdidas por el rendimiento del inversor serán del **1,3%**.

10.1.3.8 Pérdidas en transformador

Las pérdidas de rendimiento en los transformadores vienen determinadas principalmente por 2 parámetros.

- Pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío

Son las pérdidas producidas por las corrientes de Foucault que circulan en el núcleo de hierro generadas por la variación en el tiempo del flujo magnético. Como este flujo está determinado por la tensión a la que está sometido el devanado y ésta será constante, como es lógico, puesto que el transformador estará conectado de forma permanente a la red de media tensión. Resulta que las pérdidas en el hierro se consideran independientes del factor de carga del transformador.



Cabe destacar que estas pérdidas se estarán produciendo de forma ininterrumpida durante todo el día.

Para el transformador elegido en nuestro proyecto las pérdidas en vacío son de 770W. Por tanto, la energía perdida a lo largo del año será:

$$E_p = \frac{770}{1000} * 24 * 365 = 6745,2kWh/año$$

En este caso, como es una pérdida de potencia constante, para conocer el porcentaje de pérdida que supone respecto a la total generada por la instalación, debemos determinar primero esta, sin considerar estas pérdidas.

- Pérdidas en devanados con transformador en carga

El valor que nos proporciona el fabricante para este transformador como pérdidas a plena carga es 9000W. En esta situación sí que podemos considerar que esta pérdida es proporcional al nivel de carga, por lo que supone una pérdida:

$$Pérdidas\ en\ carga(\%) = \frac{P_{Pérdidas\ plena\ carga}}{P_{nominal\ transformador}} * 100 = \frac{9000}{1000000} * 100 = 0,9\%$$

10.1.3.9 Otras pérdidas

En este apartado se engloban pérdidas como pueden ser las pérdidas producidas por averías de los seguidores, paradas de mantenimiento, pérdidas en los elementos de protección, etc.

Asumimos que estas pérdidas serán del **0,5%**.

10.1.3.10 Performance Ratio obtenido

Los resultados globales, a falta de las pérdidas en vacío del transformador, se muestran a continuación.

Mes	P1 (%)	P2 (%)	P3 (%)	P4 (%)	P5 (%)	P6 (%)	P7 (%)	P8 (%)	P9 (%)	PT (%)	PR (%)
Enero	3,00	3,00	-0,37	1,00	4,30	3,00	1,30	0,90	0,50	16,63	83,37
Febrero	3,00	3,00	0,56	1,00	3,78	3,00	1,30	0,90	0,50	17,04	82,96
Marzo	3,00	3,00	3,17	1,00	3,10	3,00	1,30	0,90	0,50	18,97	81,03
Abril	3,00	3,00	5,41	1,00	2,76	3,00	1,30	0,90	0,50	20,87	79,13
Mayo	3,00	3,00	7,99	1,00	2,52	3,00	1,30	0,90	0,50	23,21	76,79
Junio	3,00	3,00	10,58	1,00	2,37	3,00	1,30	0,90	0,50	25,65	74,35
Julio	3,00	3,00	12,19	1,00	2,36	3,00	1,30	0,90	0,50	27,25	72,75
Agosto	3,00	3,00	11,20	1,00	2,49	3,00	1,30	0,90	0,50	26,38	73,62
Septiembre	3,00	3,00	7,78	1,00	2,90	3,00	1,30	0,90	0,50	23,37	76,63
Octubre	3,00	3,00	4,81	1,00	3,45	3,00	1,30	0,90	0,50	20,95	79,05
Noviembre	3,00	3,00	1,12	1,00	4,31	3,00	1,30	0,90	0,50	18,13	81,87
Diciembre	3,00	3,00	-0,50	1,00	4,63	3,00	1,30	0,90	0,50	16,83	83,17

Tabla 10.5: Pérdidas globales (%) y PR a excepción de las de vacío



Donde:

- P1: Pérdidas angulares y espectrales.
- P2: Pérdidas por polvo y suciedad.
- P3: Pérdidas por temperatura.
- P4: Pérdidas por diferencia entre módulos.
- P5: Pérdidas por cableado.
- P6: Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia.
- P7: Pérdidas por rendimiento del inversor.
- P8: Pérdidas en transformador (sólo la de devanados a plena carga).
- P9: Otras pérdidas.

10.1.4 Energía inyectada a la red

Puesto que la potencia pico de un panel fotovoltaico es la potencia que dicho panel es capaz de generar cuando recibe una irradiancia en su superficie de 1000W/m^2 , para hablar de energía solar captada por el panel deberá ser designada también por metro cuadrado. Esta estará afectada, como es lógico, por el PR calculado en el apartado 8.1.3.10.

Por tanto, la estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * PGFV * PR}{G_{cem}} \left(\frac{kWh}{día} \right)$$

Donde:

- E_p : energía producida diaria

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: es la irradiación recibida sobre la superficie de los paneles. En nuestro caso será la captada por el seguidor y la designaremos por G_{dm} (Seguidor).

- G_{cem} : es 1kW/m^2 .

-PR: Performance Ratio.

- P_{mp} : es la potencia pico del generador fotovoltaico. En mi caso será:

$$PGFV = N^{\circ} \text{ paneles} * P_{panel} = 2880 * \frac{390}{1000} = 1123,2\text{kW}$$

En la tabla que se muestra a continuación, se proporcionan los resultados diarios por meses. Además, se ha incluido las pérdidas en vacío del transformador mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas en vacío} = \frac{E_p \text{ vacío}}{E_{producida \text{ diaria}}}$$

- E_p vacío: para nuestro transformador es $770 * \frac{24}{1000} = 18,48\text{kWh/día}$



Mes	G (0º) (kWh/m ²)	G (Seguidor) (kWh/m ²)	PGFV (kW)	PR	Ep (kWh/día)	Pérdidas vacío (%)
Enero	2,23	4,68	1123,20	0,83	4379,65	0,42
Febrero	3,40	6,16	1123,20	0,83	5737,20	0,32
Marzo	4,72	7,31	1123,20	0,81	6654,91	0,28
Abril	5,62	7,50	1123,20	0,79	6668,12	0,28
Mayo	6,79	8,15	1123,20	0,77	7029,89	0,26
Junio	7,93	9,11	1123,20	0,74	7609,47	0,24
Julio	7,69	9,02	1123,20	0,73	7371,73	0,25
Agosto	7,10	9,18	1123,20	0,74	7591,00	0,24
Septiembre	5,68	8,46	1123,20	0,77	7281,06	0,25
Octubre	3,80	6,46	1123,20	0,79	5732,16	0,32
Noviembre	2,59	5,10	1123,20	0,82	4687,90	0,39
Diciembre	2,11	4,63	1123,20	0,83	4322,59	0,43

Tabla 10.6: Cálculo pérdidas en vacío

Como ya hemos calculado las pérdidas que nos faltaban, ahora sí, podemos obtener el PR definitivo para cada mes.

Mes	P1 (%)	P2 (%)	P3 (%)	P4 (%)	P5 (%)	P6 (%)	P7 (%)	P8 (%)	P9 (%)	PT (%)	PR (%)
Enero	3,00	3,00	-0,37	1,00	4,30	3,00	1,30	1,32	0,50	17,05	82,95
Febrero	3,00	3,00	0,56	1,00	3,78	3,00	1,30	1,22	0,50	17,36	82,64
Marzo	3,00	3,00	3,17	1,00	3,10	3,00	1,30	1,18	0,50	19,25	80,75
Abril	3,00	3,00	5,41	1,00	2,76	3,00	1,30	1,18	0,50	21,15	78,85
Mayo	3,00	3,00	7,99	1,00	2,52	3,00	1,30	1,16	0,50	23,47	76,53
Junio	3,00	3,00	10,58	1,00	2,37	3,00	1,30	1,14	0,50	25,89	74,11
Julio	3,00	3,00	12,19	1,00	2,36	3,00	1,30	1,15	0,50	27,50	72,50
Agosto	3,00	3,00	11,20	1,00	2,49	3,00	1,30	1,14	0,50	26,62	73,38
Septiembre	3,00	3,00	7,78	1,00	2,90	3,00	1,30	1,15	0,50	23,62	76,38
Octubre	3,00	3,00	4,81	1,00	3,45	3,00	1,30	1,22	0,50	21,27	78,73
Noviembre	3,00	3,00	1,12	1,00	4,31	3,00	1,30	1,29	0,50	18,52	81,48
Diciembre	3,00	3,00	-0,50	1,00	4,63	3,00	1,30	1,33	0,50	17,26	82,74
											78,42

Tabla 10.7: Pérdidas globales finales PR (%)

De esta forma obtenemos un PR medio del **78,42%**.

Ahora calculamos la producción final diaria de energía con el verdadero PR.



Mes	G (0º) (kWh/m²)	G (Seguidor) (kWh/m²)	PGFV (kW)	PR	Ep (kWh/día)
Enero	2,23	4,68	1123,20	0,83	4357,59
Febrero	3,40	6,16	1123,20	0,83	5715,07
Marzo	4,72	7,31	1123,20	0,81	6631,92
Abril	5,62	7,50	1123,20	0,79	6644,53
Mayo	6,79	8,15	1123,20	0,77	7006,09
Junio	7,93	9,11	1123,20	0,74	7584,91
Julio	7,69	9,02	1123,20	0,73	7346,40
Agosto	7,10	9,18	1123,20	0,73	7566,29
Septiembre	5,68	8,46	1123,20	0,76	7257,31
Octubre	3,80	6,46	1123,20	0,79	5708,95
Noviembre	2,59	5,10	1123,20	0,81	4665,57
Diciembre	2,11	4,63	1123,20	0,83	4300,22
					6232,07

Tabla 10.8: Energía diaria producida por la planta

La energía diaria media producida es de **6232,07kWh**. Esto supone una producción anual de $6232,07 \times 365 = 2274705,4 \text{kWh}$.

10.1.5 Comparativa con una instalación fija

Para ver el aumento de la producción gracias a los seguidores solares vamos a realizar una comparativa respecto a una instalación fija.

En primer lugar, vamos a definir la orientación. Los módulos estarán orientados hacia el sur con una inclinación óptima para la latitud en la que nos encontramos $38,61^\circ$. La inclinación óptima será:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * |\varphi| = 3,7 + 0,69 * 38,61 = 30,34^\circ$$

Ahora veamos la irradiación que hay en el plano del generador fotovoltaico:

Mes	G (0º) kWh/(m²día)	G (opt) kWh/(m²día)
Enero	2,23	3,74
Febrero	3,40	4,93
Marzo	4,72	5,85
Abril	5,62	6,00
Mayo	6,79	6,52
Junio	7,93	7,29
Julio	7,69	7,22
Agosto	7,10	7,34
Septiembre	5,68	6,77
Octubre	3,80	5,16
Noviembre	2,59	4,08
Diciembre	2,11	3,70

Tabla 10.9: Irradiación diaria horizontal y en ángulo óptimo

Respecto a las pérdidas vamos a considerar que todas son iguales, menos las de cableado que serán del 3%, las pérdidas en vacío del transformador y las térmicas, ya que



como la inclinación es distinta, el plano de captación también lo es y la radiación será distinta.

Cabe destacar que la radiación a las 12:00h será mayor que el de la instalación con seguidor porque está en el plano de inclinación óptimo. Sin embargo, en el resto de horas la radiación captada por la instalación fija será menor que el del seguidor, ya que son en estas horas donde se consigue el aumento de la captación respecto a las instalaciones fijas.

Procedemos al cálculo de las pérdidas por temperatura de igual forma que en el apartado anterior.

Las pérdidas sin tener en cuenta las pérdidas en vacío son:

Mes	Tª media a las 12:00h (°C)	Irradiancia a las 12:00h (W/m ²)	Tª célula a las 12:00h (°C)	Potencia a 25°C (W)	%Pérdida Pot. Por Tª	Pérdida Pot (W)	Pot FV (W)
Enero	10,2	697,9	32,0	390,0	2,5	9,9	380,1
Febrero	10,8	704,1	32,8	390,0	2,8	10,9	379,1
Marzo	14,0	776,0	38,2	390,0	4,8	18,5	371,5
Abril	17,1	819,4	42,7	390,0	6,4	24,8	365,2
Mayo	21,3	866,8	48,4	390,0	8,4	32,8	357,2
Junio	26,0	925,7	54,9	390,0	10,8	42,0	348,0
Julio	29,6	970,1	59,9	390,0	12,6	49,0	341,0
Agosto	28,8	963,9	58,9	390,0	12,2	47,6	342,4
Septiembre	24,1	857,5	50,9	390,0	9,3	36,4	353,6
Octubre	20,1	779,8	44,5	390,0	7,0	27,4	362,6
Noviembre	14,2	671,2	35,1	390,0	3,6	14,2	375,8
Diciembre	10,9	671,7	31,8	390,0	2,5	9,6	380,4

Tabla 10.10: Pérdidas por temperatura inst. fija



Mes	P1 (%)	P2 (%)	P3 (%)	P4 (%)	P5 (%)	P6 (%)	P7 (%)	P8 (%)	P9 (%)	PT (%)	PR (%)
Enero	3,00	3,00	2,53	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	18,23	81,77
Febrero	3,00	3,00	2,80	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	18,50	81,50
Marzo	3,00	3,00	4,75	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	20,45	79,55
Abril	3,00	3,00	6,37	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	22,07	77,93
Mayo	3,00	3,00	8,42	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	24,12	75,88
Junio	3,00	3,00	10,77	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	26,47	73,53
Julio	3,00	3,00	12,57	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	28,27	71,73
Agosto	3,00	3,00	12,20	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	27,90	72,10
Septiembre	3,00	3,00	9,33	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	25,03	74,97
Octubre	3,00	3,00	7,02	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	22,72	77,28
Noviembre	3,00	3,00	3,65	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	19,35	80,65
Diciembre	3,00	3,00	2,46	1,00	3,00	3,00	1,30	0,90	0,50	18,16	81,84

Tabla 10.11: Pérdidas y PR sin pérdidas en vacío

Ahora vamos a calcular las pérdidas en vacío mediante la energía total producida teniendo en cuenta que las pérdidas diarias en vacío son 18,48 kWh/día.

Se puede apreciar a simple vista que este porcentaje de pérdidas en vacío es mayor debido a que la energía producida es inferior.

Mes	G (0°) (kWh/m ²)	G (opt) (kWh/m ²)	PGFV (kW)	PR	Ep (kWh/día)	Pérdidas vacío (%)
Enero	2,23	3,74	1123,20	0,82	3436,44	0,54
Febrero	3,40	4,93	1123,20	0,82	4509,12	0,41
Marzo	4,72	5,85	1123,20	0,80	5226,29	0,35
Abril	5,62	6,00	1123,20	0,78	5253,25	0,35
Mayo	6,79	6,52	1123,20	0,76	5556,98	0,33
Junio	7,93	7,29	1123,20	0,74	6020,96	0,31
Julio	7,69	7,22	1123,20	0,72	5814,07	0,32
Agosto	7,10	7,34	1123,20	0,72	5948,03	0,31
Septiembre	5,68	6,77	1123,20	0,75	5698,55	0,32
Octubre	3,80	5,16	1123,20	0,77	4483,16	0,41
Noviembre	2,59	4,08	1123,20	0,81	3694,45	0,50
Diciembre	2,11	3,70	1123,20	0,82	3402,52	0,54

Tabla 10.12: Cálculo pérdidas en vacío



Con esto ya podemos calcular el PR final:

Mes	P1 (%)	P2 (%)	P3 (%)	P4 (%)	P5 (%)	P6 (%)	P7 (%)	P8 (%)	P9 (%)	PT (%)	PR (%)
Enero	3,00	3,00	2,53	1,00	3,00	3,00	1,30	1,44	0,50	18,77	81,23
Febrero	3,00	3,00	2,80	1,00	3,00	3,00	1,30	1,31	0,50	18,91	81,09
Marzo	3,00	3,00	4,75	1,00	3,00	3,00	1,30	1,26	0,50	20,81	79,19
Abril	3,00	3,00	6,37	1,00	3,00	3,00	1,30	1,25	0,50	22,42	77,58
Mayo	3,00	3,00	8,42	1,00	3,00	3,00	1,30	1,23	0,50	24,45	75,55
Junio	3,00	3,00	10,77	1,00	3,00	3,00	1,30	1,21	0,50	26,78	73,22
Julio	3,00	3,00	12,57	1,00	3,00	3,00	1,30	1,22	0,50	28,59	71,41
Agosto	3,00	3,00	12,20	1,00	3,00	3,00	1,30	1,21	0,50	28,21	71,79
Septiembre	3,00	3,00	9,33	1,00	3,00	3,00	1,30	1,23	0,50	25,36	74,64
Octubre	3,00	3,00	7,02	1,00	3,00	3,00	1,30	1,31	0,50	23,13	76,87
Noviembre	3,00	3,00	3,65	1,00	3,00	3,00	1,30	1,40	0,50	19,85	80,15
Diciembre	3,00	3,00	2,46	1,00	3,00	3,00	1,30	1,45	0,50	18,71	81,29

Tabla 10.13: PR final

El PR final será del **77%**. Como vemos ya obtenemos un rendimiento menor que con el del seguidor aun habiendo supuesto unas pérdidas en el cableado inferiores.

Finalmente, la energía producida será:

Mes	G (0º) (kWh/m ²)	G (opt) (kWh/m ²)	PGFV (kW)	PR	Ep (kWh/día)
Enero	2,23	3,74	1123,20	0,81	3413,75
Febrero	3,40	4,93	1123,20	0,81	4486,44
Marzo	4,72	5,85	1123,20	0,79	5202,64
Abril	5,62	6,00	1123,20	0,78	5229,66
Mayo	6,79	6,52	1123,20	0,76	5532,81
Junio	7,93	7,29	1123,20	0,73	5995,58
Julio	7,69	7,22	1123,20	0,71	5788,13
Agosto	7,10	7,34	1123,20	0,72	5922,45
Septiembre	5,68	6,77	1123,20	0,75	5673,46
Octubre	3,80	5,16	1123,20	0,77	4459,37
Noviembre	2,59	4,08	1123,20	0,80	3671,55
Diciembre	2,11	3,70	1123,20	0,81	3379,65

Tabla 10.14: Energía producida final

La energía producida es 4896,29kWh/día. Comparando con la instalación con seguidores $6232,7/4896,29=1,273$, es decir, obtenemos una producción un **27,3%** mayor. Por lo que se verifica que la producción aumenta con el sistema de seguimiento.



10.2 Cálculo de separación entre seguidores solares

Para el cálculo de la separación entre los seguidores solares tenemos que calcular la longitud que tienen las sombras que producen los seguidores, para evitar que unos hagan sombras a otros y perdamos energía fotovoltaica, lo que se traduce en pérdidas económicas.

Este cálculo se debe hacer en el peor momento, es decir, en el momento en el que el Sol esté más bajo. Esto es en el solsticio de invierno, el 21 de diciembre. De esta forma, en cualquier otro momento del año el Sol estará más alto y en consecuencia la longitud de la sombra será menor.

Por otro lado, faltaría determinar para qué rango horario vamos a realizar los cálculos, ya que, tanto para horas muy tempranas, como para horas más tarde, el Sol estará muy bajo y la sombra será demasiado larga y requeriríamos de mucho terreno. Además, en estas horas la incidencia del Sol no es tan alta como horas más interesantes como pueden ser el mediodía, las 12:00h (hora solar), en la que el Sol está en su punto más alto. Por tanto, vamos a tomar un rango de ± 2 h respecto al mediodía, es decir, calcularemos la longitud de las sombras desde las 10:00h hasta las 14:00h, en hora solar.

10.2.1 Longitud de la sombra para las 10:00h

Veamos los datos que necesitamos:

- Latitud del emplazamiento es $\varphi=38,61^\circ$
- Día del año $\delta_n=355$
- Hora solar 10h

Calculemos la declinación y el ángulo horario:

$$\delta = 23,45 * \text{sen} \left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365} \right) = 23,45 * \text{sen} \left(360 * \frac{284 + 355}{365} \right) = -23,45^\circ$$

$$w = (\text{hora solar} - 12) * 15^\circ = (10 - 12) * 15^\circ = -30^\circ$$

Con estos datos procedemos a calcular los ángulos de elevación o altura solar y acimut:

$$\gamma_s = \arcsin[\text{sen}(\delta) * \text{sen}(\varphi) + \cos(\delta) * \cos(\varphi) * \cos(w)] = \arcsin[\text{sen}(-23,45) * \text{sen}(38,61) + \cos(-23,45) * \cos(38,61) * \cos(-30)] = 21,87^\circ$$

$$\Psi_s = \arcsin \left[\frac{(\text{sen}(\gamma_s) * \text{sen}(\varphi) - \text{sen}(\delta))}{\cos(\gamma_s) * \cos(\varphi)} \right] * \text{sign}(\varphi) = \arcsin \left[\frac{(\text{sen}(21,87) * \text{sen}(38,61) - \text{sen}(-23,45))}{\cos(21,87) * \cos(38,61)} \right] * \text{sign}(-30) = -29,62^\circ$$

Tenemos que la longitud de la sombra será:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d$$

Donde:

-d: corresponde a la proyección de la sombra del obstáculo en el suelo.

-Proyección: corresponde a la propia sombra que genera el obstáculo si el Sol estuviese perpendicular.



Hemos de tener en cuenta que para las 10:00h, la inclinación del seguidor es de 32,4°. Este valor lo hemos obtenido realizando un modelo y simulándolo mediante sketchup.

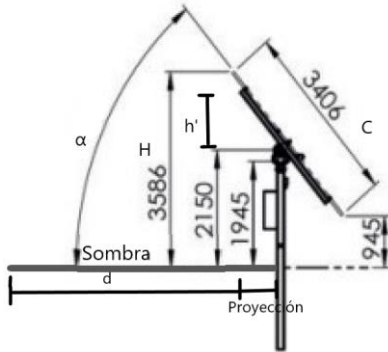


Figura 10.2: Cotas seguidor solar

Procedemos a calcular la altura total del obstáculo H, que no es 3,586m, porque el ángulo α es distinto al de la imagen.

$$h' = c * \frac{\text{sen}(\alpha)}{2} = 3,406 * \frac{\text{sen}(32,4)}{2} = 0,91m$$

$$H = 0,91 + 2,15 = 3,06m$$

Calculemos la proyección:

$$\text{Proyección} = c * \frac{\text{cos}(\alpha)}{2} = 3,406 * \frac{\text{cos}(32,4)}{2} = 1,44m$$

Para calcular la distancia d, debemos calcular antes d', siendo esta última la sombra real que el rayo solar produce en el suelo, y d su proyección en el eje y.

$$d' = \frac{H}{\text{tag}(\gamma_s)} = \frac{3,06}{\text{tag}(21,87)} = 7,63m$$

Ahora podemos calcular d:

$$d = d' * \text{cos}(90 + \Psi_s) = 7,63 * \text{cos}(90 - 29,62) = 3,77m$$

La longitud total de la sombra para las 10:00h será:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d = 1,44 + 3,77 = 5,21m$$

Esta distancia podemos verificarla con el modelo que hemos simulado:

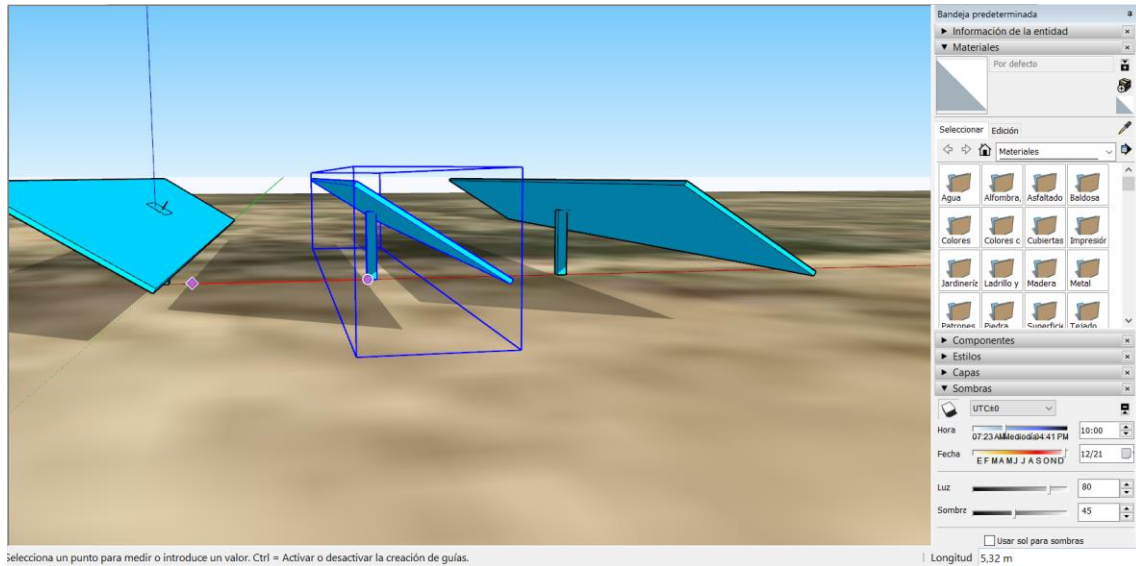


Figura 10.3: Separación entre seguidores 10:00h

Como podemos ver, la distancia obtenida con el modelo es prácticamente la misma. Cabe destacar que para el modelo hemos utilizado el UTC±0 porque a pesar de que España está en el huso horario UTC±1, realmente por la localización de nuestro país y más en concreto en Yecla, el huso horario verdadero es el UTC±0.

10.2.2 Longitud de la sombra para las 14:00h

Procedemos de manera análoga al apartado anterior. Veamos los datos que necesitamos:

- Latitud del emplazamiento es $\varphi=38,61^\circ$
- Día del año $\delta_n=355$
- Hora solar 14h

Calculemos la declinación y el ángulo horario:

$$\delta = 23,45 * \text{sen} \left(360 * \frac{284 + \delta_n}{365} \right) = 23,45 * \text{sen} \left(360 * \frac{284 + 355}{365} \right) = -23,45^\circ$$

$$w = (\text{hora solar} - 12) * 15^\circ = (14 - 12) * 15^\circ = 30^\circ$$

Con estos datos procedemos a calcular los ángulos de elevación o altura solar y acimut:

$$\gamma_s = \arcsin[\text{sen}(\delta) * \text{sen}(\varphi) + \text{cos}(\delta) * \text{cos}(\varphi) * \text{cos}(w)] = \arcsin[\text{sen}(-23,45) * \text{sen}(38,61) + \text{cos}(-23,45) * \text{cos}(38,61) * \text{cos}(30)] = 21,87^\circ$$

$$\psi_s = \arcsin \left[\frac{\text{sen}(\gamma_s) * \text{sen}(\varphi) - \text{sen}(\delta)}{\text{cos}(\gamma_s) * \text{cos}(\varphi)} \right] * \text{sign}(\varphi) = \arcsin \left[\frac{\text{sen}(21,87) * \text{sen}(38,61) - \text{sen}(-23,45)}{\text{cos}(21,87) * \text{cos}(38,61)} \right] * \text{sign}(30) = 29,62^\circ$$

Tenemos que la longitud de la sombra será:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d$$



Hemos de tener en cuenta que para las 14:00h, la inclinación del seguidor es de 47,6°. Este valor lo hemos obtenido realizando un modelo y simulándolo mediante sketchup.

Procedemos a calcular la altura total del obstáculo H, que no es 3,586m, porque el ángulo α es distinto al de la imagen.

$$h' = c * \frac{\text{sen}(\alpha)}{2} = 3,406 * \frac{\text{sen}(47,6)}{2} = 1,26m$$

$$H = 1,26 + 2,15 = 3,41m$$

Calculemos la proyección:

$$\text{Proyección} = c * \frac{\text{cos}(\alpha)}{2} = 3,406 * \frac{\text{cos}(47,6)}{2} = 1,148m$$

Para calcular la distancia d, debemos calcular antes d', siendo esta última la sombra real que el rayo solar produce en el suelo, y d su proyección en el eje y.

$$d' = \frac{H}{\text{tag}(\gamma_s)} = \frac{3,41}{\text{tag}(21,87)} = 8,49m$$

Ahora podemos calcular d:

$$d = d' * \text{cos}(90 + \Psi_s) = 8,49 * \text{cos}(29,62) = 4,2m$$

La longitud total de la sombra para las 10:00h será:

$$\text{Longitud} = \text{Proyección} + d = 1,148 + 4,2 = 5,34m$$

Esta distancia podemos verificarla con el modelo que hemos simulado:

Como podemos ver, la distancia obtenida con el modelo es prácticamente la misma.

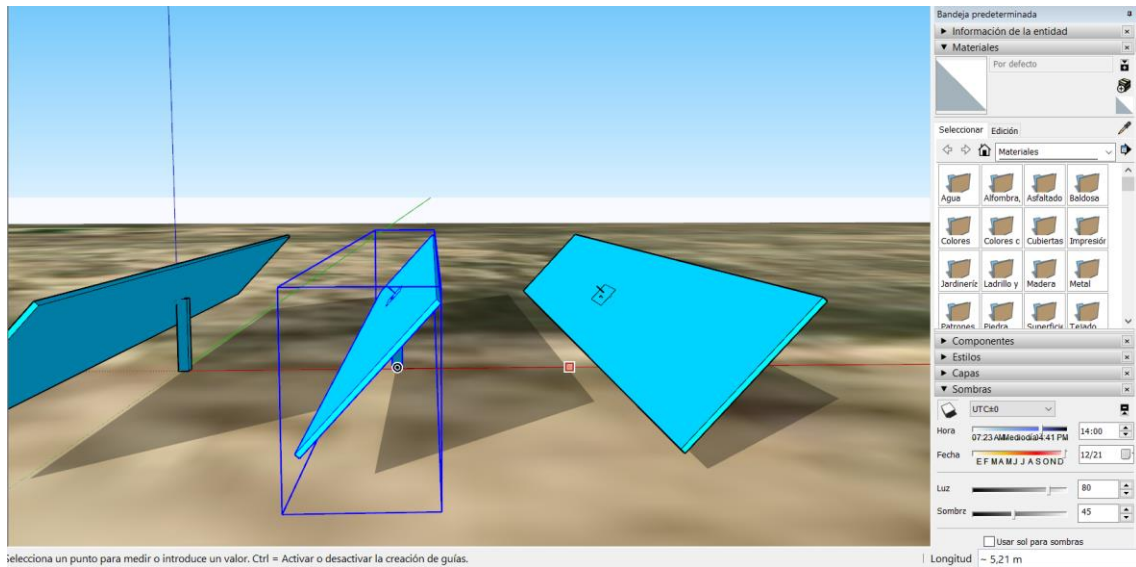


Figura 10.4: Separación entre seguidores 14:00h



10.2.3 Distancia final entre los seguidores

Hemos decidido añadir 1m a la distancia obtenida para garantizar que los paneles estén libres de sombras durante una franja de tiempo mayor. Además, tenemos que tener en cuenta que este cálculo lo hemos realizado para la peor situación. En otra estación del año que el Sol está más alto, como puede ser verano, tendremos una franja horaria libre de sombras bastante mayor, y como hemos aumentado 1m esta será aún mayor. Por lo que la distancia será de **6,3m**.

Veamos las imágenes de cómo quedaría en el modelo:

Para las 10:00h:

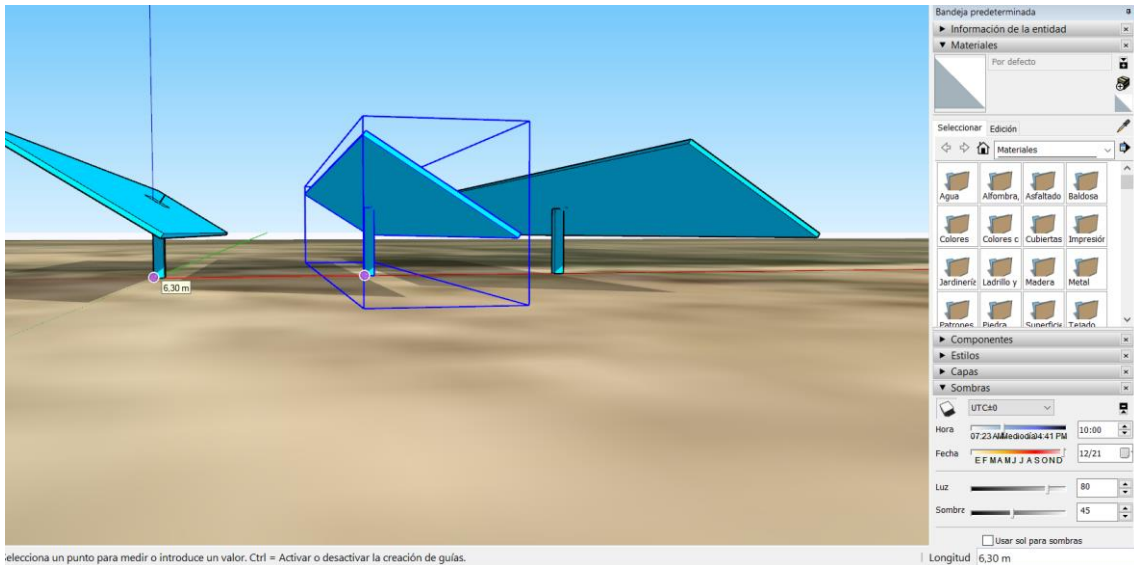


Figura 10.5: Separación entre seguidores final 10:00h

Para las 14:00h:

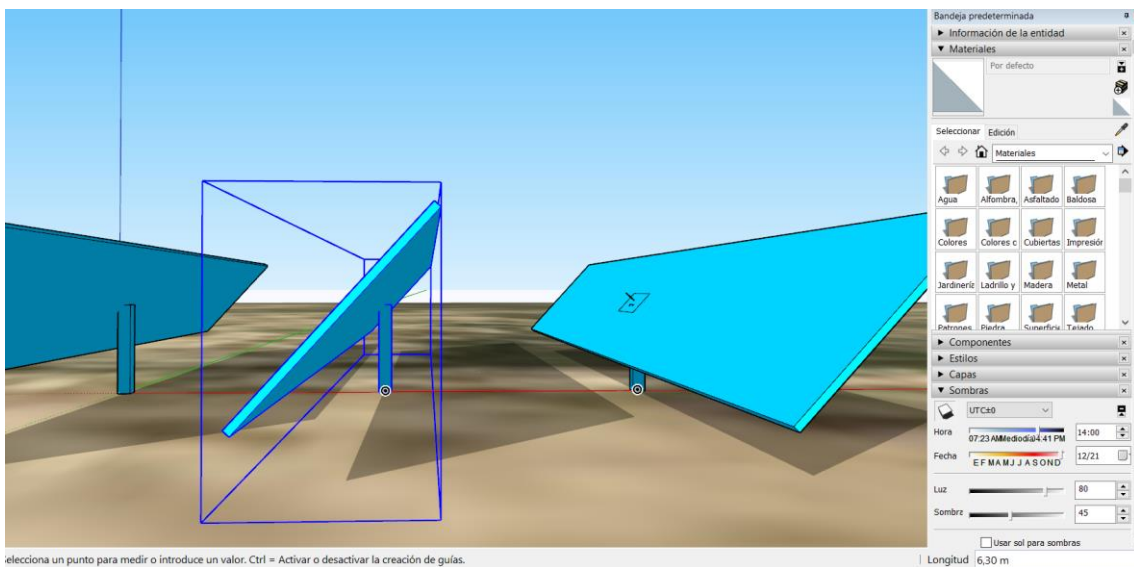


Figura 10.6: Separación entre seguidores final 14:00h



10.3 Topología y bloques de la instalación

10.3.1 Cálculo del número de paneles necesario por inversor

Para dimensionar la distribución de los paneles que tenemos, es decir, saber cuántos vamos a tener en serie y cuantos, en paralelo por inversor, necesitamos conocer la cantidad de paneles necesarios.

Para calcular el número de paneles necesarios vamos a utilizar la siguiente ecuación:

$$N_T = \frac{P_{INV,DC}}{F_S * P_{M,Modulo}}$$

Donde:

-Fs: factor de sobredimensionamiento para hacer que el inversor esté trabajando siempre a máxima potencia.

- $P_{M,Modulo}$: es la potencia máxima de cada panel fotovoltaico.

- $P_{INV,DC}$: es la potencia del inversor.

Respecto a Fs es un factor que se utiliza para que el inversor esté trabajando a máxima potencia, ya que este está preparado para funcionar a pleno rendimiento. Este factor es necesario debido a que el generador fotovoltaico no está produciendo siempre a plena potencia, debido a las variaciones de temperatura e irradiación a lo largo del año. Este parámetro varía según la zona en la que nos encontremos, como podemos ver en la imagen inferior.

Zona	Latitud	F_s
Norte de Europa	(55 - 70°)	0,65 - 0,8
Europa Central	(45 - 55°)	0,75 - 0,9
Europa del Sur	(35 - 45°)	0,85 - 1,0

Figura 10.7: Valores Fs

Como podemos ver en la situación en la que se encuentra nuestro país, sur de Europa, tenemos un rango de 0,85-1,0. Por tanto, vamos a seleccionar un $F_s=0,89$ para ponernos en una situación desfavorable y asegurar el pleno funcionamiento del inversor.

Teniendo en cuenta que la potencia de cada inversor es 125kW, el número de módulos necesario será:

$$N_T = \frac{125000}{0,89 * 390} = 360,13 \approx 360$$

Por lo que vamos a necesitar 360 paneles.

10.3.2 Cálculo del número de paneles en serie por string

Para determinar el número de paneles en serie que podemos poner, necesitamos conocer los valores máximos y mínimos de tensión con los que nuestro inversor puede trabajar.



Características Inversor CL125	
Potencia nominal AC (kW)	125
Potencia máxima AC (kW)	125
Límite inferior de tensión CC (V)	860
Límite superior de tensión CC (V)	1250
Máxima tensión CC admisible (V)	1500
Intensidad nominal CC (A)	148
Intensidad máxima CC (A)	240

Tabla 10.15: Características Inversor CL125

Como podemos observar, la máxima tensión que puede soportar el inversor son 1500V, y el límite inferior 860V.

Ahora necesitamos conocer el voltaje máximo y mínimo que produce cada panel. El voltaje máximo posible será el de circuito abierto y a la menor temperatura posible, ya que el voltaje en las células fotovoltaicas aumenta con la disminución de temperatura. Por el contrario, el mínimo voltaje será el del punto de máxima potencia a la mayor temperatura posible, ya que el voltaje en las células fotovoltaicas disminuye con el aumento de temperatura. Vamos a calcular dichos voltajes, suponiendo un rango de temperatura de las células fotovoltaicas de -10°C - 70°C .

$$V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = V_{oc,Módulo,stc} * (1 + \frac{\beta}{100} * (-10 - T_a))$$

Donde:

- $V_{oc, Módulo, stc}$: voltaje en circuito abierto. Para nuestro caso 49,3V.

- β : coeficiente de variación del voltaje con la temperatura. Para nuestro panel es $-0,28\%/^{\circ}\text{C}$.

- T_a : temperatura ambiente. Para nuestro caso vamos a suponer 25°C .

Por tanto, nuestro voltaje de circuito abierto para -10°C será:

$$V_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = 49,3 * (1 + \frac{-0,28}{100} * (-10 - 25)) = 54,13\text{V}$$

Procediendo de manera análoga para el voltaje mínimo:

$$V_{mpp}(70^{\circ}\text{C}) = V_{mpp,stc} * (1 + \frac{\beta}{100} * (70 - T_a))$$

Sabiendo que el voltaje en el punto de máxima potencia para nuestro módulo es 41,1V.

$$V_{mpp}(70^{\circ}\text{C}) = 41,1 * (1 + \frac{-0,28}{100} * (70 - 25)) = 35,92\text{V}$$

Por tanto, el número máximo y mínimo de módulos que podemos poner en serie será:

$$N_{máx, p} = \frac{1500}{54,13} = 27,7$$

$$N_{mín, p} = \frac{860}{35,92} = 23,94$$



El número de paneles en serie máximo que puede soportar nuestro inversor son 27 módulos y el mínimo 24.

Para realizar el diseño de nuestra instalación hemos decidido colocar 24 módulos en serie. Vamos a comprobar que efectivamente el inversor puede operar con esta disposición.

$$V_{oc}(-10^{\circ}C) = 49,3 * \left(1 + \frac{-0,28}{100} * (-10 - 25)\right) * 24 = 1299,12V$$

$$V_{mpp}(70^{\circ}C) = 41,1 * \left(1 + \frac{-0,28}{100} * (70 - 25)\right) * 24 = 862,08V$$

$$V_{mpp}(-10^{\circ}C) = 41,1 * \left(1 + \frac{-0,28}{100} * (-10 - 25)\right) * 24 = 1083V$$

Como podemos ver, se verifica que la tensión mínima y máxima están dentro de los límites de operación del inversor. Además, se cumple que la tensión máxima en el punto de máxima potencia está por debajo del límite superior de tensión ($1083V < 1250V$).

Por tanto, tendremos **24** módulos en serie.

10.3.3 Cálculo del número de strings por inversor

De la tabla 8.1 insertada en el apartado anterior, podemos observar que la intensidad máxima nominal y de cortocircuito con la que puede operar el inversor son 148A y 240A.

Para este apartado no vamos a tener en cuenta la variación de la intensidad con la temperatura, debido a que la variación de esta es mínima, como se puede ver en su coeficiente de variación de intensidad respecto a la temperatura $\alpha=0,048\%/^{\circ}C$.

Vamos a suponer una disposición de 15 strings por inversor. Veamos si coincide con los límites de operación del inversor. Primero vamos a calcular la intensidad máxima de cortocircuito.

$$I_{m\acute{a}x,sc} = I_{sc} * Np$$

Donde:

- I_{sc} : intensidad de cortocircuito. Para nuestro módulo es 10,12A.

- Np : número de paneles en paralelo. Para nuestro caso 15.

$$I_{m\acute{a}x,sc} = 10,12 * 15 = 151,8A$$

Procedemos de igual forma para calcular la intensidad nominal máxima, sabiendo que la intensidad en el punto de máxima potencia es 9,49A.

$$I_{m\acute{a}x,nom} = 9,49 * 15 = 142,35A$$

Como podemos ver estamos dentro del rango de operación del inversor.

Cabe destacar que en la ficha técnica de nuestro inversor no se especifica la intensidad mínima con la que puede trabajar. Sin embargo, nuestra intensidad de operación está cerca de la nominal máxima, por lo que podemos afirmar que no presentará ningún problema de operación.

Por lo que tendremos **15** strings por inversor.



10.4 Cálculo de secciones en los conductores FV

El “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)” es el que rige el diseño de la instalación eléctrica en baja tensión. Todos los cálculos realizados en este apartado estarán basados en dicho reglamento.

Dentro del REBT, la “ITC-BT-40 establece que los cables de conexión en las instalaciones generadoras de baja tensión conectadas a red deben estar dimensionadas 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 Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”.

Respecto a la caída de tensión podemos hacer un matiz. Según la fuente “Prysmian”, podemos entender que el generador entrega su energía a la salida del inversor, por tanto, tendríamos acotado el 1,5 % de caída de tensión máxima entre el inversor y el cuadro general de mando y protección (CGMP) como punto de interconexión a la instalación interior.

En el lado de corriente continua no tenemos un valor especificado de caída de tensión ni en el REBT ni en la norma “UNE-HD 60364-5-52” en la que se encuentra vacío el apartado 712.525 titulado Caída de tensión en las instalaciones de los consumidores. Igual con este título tampoco nos aportaba nada, pero estando en blanco igual algún día tenemos contenido que nos aclare.

El “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” del IDAE (PCT-C-REV – julio 2011) dice lo siguiente en su apartado 5.5.2. en relación la caída de tensión en el cableado de corriente continua: *“Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.”*

Calcularemos pues considerando también un 1,5 % de caída de tensión máxima en el lado de corriente continua.

10.4.1 Tramo 1

Los criterios que van a determinar la elección del cable van a ser los criterios de calentamiento y caída de tensión.

Este tramo es la parte del cableado que se instala entre el final de cada una de las 120 líneas que conforman la planta fotovoltaica y las cajas de conexiones.

En primer lugar, vamos a aplicar el criterio del calentamiento. Como el cable estará instalado al aire, tenemos que aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura: en nuestro caso, la temperatura ambiente es distinta de 40°C. Teniendo en cuenta los datos de AEMET, la temperatura máxima registrada en Yecla es 41,6°C, por lo que aplicando la siguiente fórmula dada en la “ITC-BT-07” para la tabla 13:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 40}}$$

Donde:



$-\theta_s$: temperatura de servicio. En nuestro caso será 70°C porque el aislante es un termoplástico (PVC).

$-\theta_t$: temperatura ambiente.

Aplicando los datos que tenemos:

$$F = \sqrt{\frac{70 - 41.6}{70 - 40}} = 0,973$$

- Por agrupamiento: nosotros tenemos cables unipolares instalados al aire que discurren por bandeja perforada. Suponemos que como máximo vamos a tener 8 cables juntos, el positivo y negativo de cada una de las 4 líneas, por lo que tendremos 3 circuitos trifásicos. Según la tabla 14 de la “ITC-BT-07” asignamos un valor a este parámetro de **0,85**.

Procedemos a calcular la intensidad máxima admisible corregida trabajando con la intensidad de cortocircuito (máxima posible), que para nuestros paneles es 10,12A:

$$I'_b = 1,25 * \frac{I_{sc}}{F_{temp} F_{agrup}} = 1,25 * \frac{10,12}{0,973 * 0,85} = 15,3A$$

Ahora vamos a la tabla 12 de la “ITC-BT-07” para seleccionar la sección del conductor, teniendo en cuenta que este es de cobre y el recubrimiento PVC. Vemos que para una sección de 6mm² la intensidad admisible Iz es 38A. Por tanto, la sección del conductor será **6mm²**.

Como es lógico, también verificará el criterio de la intensidad de cortocircuito, porque está implícito en nuestros cálculos al haber utilizado la I_{sc}:

$$I_{cc} = 1,25 * I_{sc} = 1,25 * 10,12 = 12,63A$$

En segundo lugar, vamos a aplicar el criterio de la caída de tensión. En esta parte de la instalación vamos a procurar que la caída de tensión sea menor del 0,5%.

La distribución de las placas está plasmada en los planos, y se ha hecho dividiendo la parcela en 8 sectores iguales. En cada sector hay 15 líneas y están completamente identificadas en los planos.

La longitud de cada línea se ha determinado midiendo directamente en el plano y añadiendo 20m extra para tener en cuenta la conexión de los paneles dentro del propio seguidor y la altura del seguidor, ya que este tiene una altura de unos 2,1m. Por otro lado, también se han añadido unos 5m extra a las líneas que están repartidas en 2 seguidores. Esto es porque cada string o línea comprende 24 paneles, pero cada seguidor permite instalar 36 paneles de 72 células, como es nuestro caso (144 medias células equivalen a 72 células). Por tanto, en cada seguidor cabe 1 línea y media, esto se puede observar fácilmente en los planos.

En un string pequeño como el del ejemplo no parece significativo el ahorro de cable. Sin embargo, en nuestro proyecto cada string tiene 24 paneles, por lo que el ahorro de cable puede llegar a ser importante.

Para calcular la caída de tensión aplicamos la siguiente fórmula:

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

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 string (A). Para nuestro panel será $I_{mpp}=9,49\text{A}$, como se puede ver en la hoja de características del fabricante.

-U: tensión de la serie (V). La obtenemos multiplicando la tensión nominal en el punto de máxima potencia de cada panel $41,1*24=986,4\text{V}$.

-S: sección del cable (mm^2).

A continuación, se muestran las caídas de tensión para todas las líneas de cada uno de los 8 sectores:

Sector 1			Sector 2		
Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
1	63	0,36	16	62	0,36
2	70	0,40	17	70	0,40
3	53	0,31	18	52	0,30
4	51	0,29	19	51	0,29
5	60	0,35	20	69	0,40
6	53	0,31	21	62	0,36
7	51	0,29	22	65	0,38
8	60	0,35	23	60	0,35
9	52	0,30	24	52	0,30
10	62	0,36	25	54	0,31
11	60	0,35	26	65	0,38
12	50	0,29	27	50	0,29
13	52	0,30	28	52	0,30
14	68	0,39	29	70	0,40
15	52	0,30	30	62	0,36

Tabla 10.16: Longitudes y caídas de tensión tramo paneles-c.conexiones sector 1 y 2



Sector 3			Sector 4		
Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
31	62	0,36	46	62	0,36
32	70	0,40	47	70	0,40
33	52	0,30	48	52	0,30
34	54	0,31	49	51	0,29
35	69	0,40	50	68	0,39
36	52	0,30	51	62	0,36
37	54	0,31	52	59	0,34
38	68	0,39	53	63	0,36
39	53	0,31	54	50	0,29
40	62	0,36	55	51	0,29
41	72	0,42	56	64	0,37
42	50	0,29	57	52	0,30
43	51	0,29	58	54	0,31
44	69	0,40	59	68	0,39
45	62	0,36	60	62	0,36

Tabla 10.17: Longitudes y caídas de tensión tramo paneles-c.conexiones sector 3 y 4

Sector 5			Sector 6		
Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
61	63	0,36	76	62	0,36
62	69	0,40	77	70	0,40
63	52	0,30	78	53	0,31
64	50	0,29	79	51	0,29
65	61	0,35	80	70	0,40
66	53	0,31	81	61	0,35
67	52	0,30	82	65	0,38
68	59	0,34	83	60	0,35
69	51	0,29	84	53	0,31
70	63	0,36	85	54	0,31
71	61	0,35	86	65	0,38
72	52	0,30	87	50	0,29
73	51	0,29	88	53	0,31
74	70	0,40	89	70	0,40
75	51	0,29	90	60	0,35

Tabla 10.18: Longitudes y caídas de tensión tramo paneles-c.conexiones sector 5 y 6



Sector 7			Sector 8		
Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
91	62	0,36	106	62	0,36
92	71	0,41	107	71	0,41
93	52	0,30	108	52	0,30
94	54	0,31	109	51	0,29
95	68	0,39	110	67	0,39
96	52	0,30	111	62	0,36
97	54	0,31	112	59	0,34
98	52	0,30	113	63	0,36
99	53	0,31	114	51	0,29
100	62	0,36	115	51	0,29
101	71	0,41	116	65	0,38
102	50	0,29	117	52	0,30
103	52	0,30	118	53	0,31
104	69	0,40	119	68	0,39
105	62	0,36	120	62	0,36

Tabla 10.19: Longitudes y caídas de tensión tramo paneles-c.conexiones sector 7 y 8

Como podemos observar, todas las caídas de tensión están por debajo del 0,5%.

10.4.2 Tramo 2

Este tramo es la parte del cableado que se instala entre cada una de las 24 cajas de conexiones (3 por sector) y las 8 cajas sumadoras (1 por sector).

Procedemos de manera análoga al caso anterior.

En primer lugar, vamos a aplicar el criterio del calentamiento. Como el cable estará enterrado en conducto y será unipolar, tenemos que aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura del terreno: asumimos la temperatura del terreno en el caso más desfavorable, es decir, tendremos 40°C en vez de 25°C. Por lo que según la tabla 6 de la “ITC-BT-07” y suponiendo una temperatura de servicio de 90°C porque el aislante es XLPE, tendremos que el valor de este parámetro será **0,88**.
- Por profundidad: asumimos que la profundidad no exceda los 0,7m por lo que este parámetro será **1**.
- Por agrupamiento: suponemos que son ternas de cables trifásicos y que están en contacto, D=0. Además, habrá 3 circuitos por lo que tenemos 6 cables (terminal positivo y negativo). Según la tabla 8 de la “ITC-BT-07”, el valor de este parámetro será **0,56**.
- Por resistividad térmica del terreno: asumimos que la resistividad térmica del terreno es 1 Km/W. Por tanto, nos vamos a la tabla 7 de la “ITC-BT-07” y vemos que el valor de este factor es **1**.

Procedemos a calcular la intensidad máxima admisible corregida trabajando con la intensidad de cortocircuito (máxima posible) multiplicada por el número de líneas que



hay en cada caja de conexiones, nosotros tenemos 5 líneas por caja de conexiones, por lo que será $10,12 * 5 = 50,6A$:

$$I'_b = 1,25 * \frac{I_{sc}}{F_{temp} F_{agrup} F_{resist.terr} F_{prof}} = 1,25 * \frac{50,6}{0,88 * 0,56 * 1 * 1} = 128,35A$$

Ahora vamos a la tabla 5 de la "ITC-BT-07" para seleccionar la sección del conductor, teniendo en cuenta que este es de cobre y el recubrimiento XPLE. Vemos que para una sección de $16mm^2$ la intensidad admisible I_z es $125A * 1,225 = 153,125A$, porque son 2 cables unipolares. Si posteriormente realizamos el cálculo de la caída de tensión veremos que esta es muy grande, del orden de 1,3% porque algunas líneas en este tramo alcanzan longitudes de 120m. Por tanto, para evitar una caída de tensión tan grande, vamos a coger la sección inmediatamente mayor.

Seleccionamos la sección de **25mm²**. Para esta, la I_z es $160A * 1,225 = 196A$, por ende, será capaz de aguantar la intensidad máxima admisible corregida.

También verificará el criterio de la intensidad de cortocircuito, porque está implícito en nuestros cálculos al haber utilizado la I_{sc} :

$$I_{cc} = 1,25 * I_{sc} = 1,25 * 50,6 = 63,25A$$

En segundo lugar, vamos a aplicar el criterio de la caída de tensión. Se pretende que en esta parte de la instalación la caída de tensión sea menor del 0,9%. Dejando así un margen del 0,1% para la última línea de la parte de continua, que como ya veremos su longitud es muy reducida y esta caída de tensión resulta más que suficiente.

En los planos se puede ver la distribución de las cajas de conexiones, que como ya hemos dicho hay 3 por sector. Estas llegan hasta las casetas de los inversores. En el interior de estas casetas es donde podemos encontrar las cajas sumadoras. En cada caseta habrá 4 cajas sumadoras, 1 por sector y, en consecuencia, 1 por inversor.

La longitud de cada línea se ha determinado midiendo directamente en el plano y añadiendo 5m extra por razones de seguridad e imprevistos.

Para calcular la caída de tensión aplicamos la siguiente fórmula:

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

Donde:

- CdT: caída de tensión en tanto por ciento.
- ρ : resistividad del cable: $0,018\Omega mm^2/m$ para el cobre.
- L: longitud de la línea (m).
- I: intensidad que recorre la línea de la caja de conexiones (A). Para nuestro caso será $9,49 * 5 = 47,45A$.
- U: tensión de la serie (V). La obtenemos multiplicando la tensión nominal en el punto de máxima potencia de cada panel $41,1 * 24 = 986,4V$.
- S: sección del cable (mm^2).

A continuación, se muestran las caídas de tensión para todas las líneas de las cajas de conexiones para cada uno de los 8 sectores:



Sector 1			Sector 2		
Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)
C.Conexiones 1	120	0,83	C.Conexiones 4	58	0,40
C.Conexiones 2	95	0,66	C.Conexiones 5	95	0,66
C.Conexiones 3	59	0,41	C.Conexiones 6	120	0,83
Sector 3			Sector 4		
Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)
C.Conexiones 7	124	0,86	C.Conexiones 10	62	0,43
C.Conexiones 8	98	0,68	C.Conexiones 11	99	0,69
C.Conexiones 9	62	0,43	C.Conexiones 12	123	0,85

Tabla 10.21: Longitudes y caídas de tensión tramo c.conexiones-c.sumadoras sector 1, 2, 3 y 4

Sector 5			Sector 6		
Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)
C.Conexiones 13	119	0,82	C.Conexiones 16	60	0,42
C.Conexiones 14	95	0,66	C.Conexiones 17	96	0,66
C.Conexiones 15	60	0,42	C.Conexiones 18	120	0,83
Sector 7			Sector 8		
Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)
C.Conexiones 19	123	0,85	C.Conexiones 22	62	0,43
C.Conexiones 20	97	0,67	C.Conexiones 23	98	0,68
C.Conexiones 21	61	0,42	C.Conexiones 24	122	0,85

Tabla 10.20: Longitudes y caídas de tensión tramo c.conexiones-c.sumadoras sector 5, 6, 7 y 8

Como podemos observar, se cumple el requerimiento establecido de que la caída de tensión máxima sea menor del 0,9%.

10.4.3 Tramo 3

Este tramo es la parte del cableado que se instala dentro de cada caseta, entre cada caja sumadora y su correspondiente inversor. Hay 8 cajas sumadoras, una por cada inversor.

En primer lugar, vamos a aplicar el criterio del calentamiento. Como el cable unipolar estará instalado al aire, ya que la caseta no la consideraremos una instalación interior, tenemos que aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura: en nuestro caso, la temperatura ambiente es distinta de 40°C. Teniendo en cuenta los datos de AEMET, la temperatura máxima registrada en Yecla es 41,6°C, por lo que aplicando la siguiente fórmula dada en la “ITC-BT-07” para la tabla 13:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 40}}$$

Donde:

$-\theta_s$: temperatura de servicio. En nuestro caso será 90°C porque el aislante es termoestable (XLPE).

$-\theta_t$: temperatura ambiente.



Aplicando los datos que tenemos:

$$F = \sqrt{\frac{90 - 41.6}{90 - 40}} = \mathbf{0,984}$$

- Por agrupamiento: nosotros tenemos cables unipolares instalados al aire que discurren por bandeja perforada. Suponemos que como máximo vamos a tener 2 cables juntos, el positivo y negativo de cada línea, por lo que tendremos 1 circuito trifásico. Según la tabla 14 de la “ITC-BT-07” asignamos un valor a este parámetro de **0,95**.

Procedemos a calcular la intensidad máxima admisible corregida trabajando con la intensidad de cortocircuito (máxima posible) que circula por las cajas de conexiones por el número de líneas de cajas de conexiones que llegan a cada caja sumadora, nosotros tenemos 3 líneas por caja sumadora, por lo que será $50,6 \cdot 3 = 151,8A$:

$$I'_b = 1,25 * \frac{I_{sc}}{F_{temp} F_{agrup}} = 1,25 * \frac{151,8}{0,984 * 0,95} = 203,01A$$

Ahora vamos a la tabla 11 de la “ITC-BT-07” para seleccionar la sección del conductor, teniendo en cuenta que este es de aluminio y el recubrimiento XPLE. Vemos que para una sección de $95mm^2$ la intensidad admisible I_z es 220A. Por tanto, la sección del conductor será **$95mm^2$** .

Esta sección cumplirá el criterio de la intensidad de cortocircuito, porque hemos tenido en cuenta la I_{sc} :

$$I_{cc} = 1,25 * I_{sc} = 1,25 * 151,8 = 189,75A$$

En segundo lugar, vamos a aplicar el criterio de la caída de tensión. El objetivo en esta parte de la instalación es que la caída de tensión sea menor del 0,1%, como mencionamos en el apartado anterior.

La longitud de cada línea será muy corta, ya que tanto inversor como cajas sumadoras se encuentran en la misma caseta.

Para calcular la caída de tensión aplicamos la siguiente fórmula:

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

Donde:

-CdT: caída de tensión.

- ρ : resistividad del cable: $0.03\Omega mm^2/m$ para el aluminio.

-L: longitud de la línea (m).

-I: intensidad que recorre la línea de la caja de conexiones (A). Para nuestro caso será $47,45 \cdot 3 = 142,35A$.

-U: tensión de la serie (V). Será la misma que en los apartados anteriores 986,4V.

-S: sección del cable (mm^2).

A continuación, se muestran las caídas de tensión para todas las líneas de las cajas sumadoras:



Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)
C.Sumadora 1 (INV 1)	3	0,027
C.Sumadora 2 (INV 2)	3	0,027
C.Sumadora 3 (INV 3)	3	0,027
C.Sumadora 4 (INV 4)	3	0,027
C.Sumadora 5 (INV 5)	3	0,027
C.Sumadora 6 (INV 6)	3	0,027
C.Sumadora 7 (INV 7)	3	0,027
C.Sumadora 8 (INV 8)	3	0,027

Tabla 10.22: Longitudes y caídas de tensión tramo c.sumadoras-inversores

Como vemos, se verifica de sobra que la caída de tensión es menor al 0,1%.

Finalmente, vemos que para la parte de corriente continua la caída de tensión máxima es 1,30%, menor 1,5%, cumpliendo así lo establecido por el reglamento.

10.4.4 Tramo 4

Este es el tramo en el que las líneas de cada inversor se juntan en el Cuadro de Distribución en Paralelo del Inversor (CDPI). Cada línea de cada inversor sale desde sus respectivas casetas y van a parar al centro de transformación donde se encuentra el CDPI y de ahí se conecta al transformador.

En primer lugar, vamos a aplicar el criterio del calentamiento. Suponemos que el cable estará enterrado en conducto y es unipolar. Tenemos que aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura del terreno: asumimos la temperatura del terreno en el caso más desfavorable, es decir, tendremos 40°C en vez de 25°C. Por lo que según la tabla 6 de la “ITC-BT-07” y suponiendo una temperatura de servicio de 90°C porque el aislante es XLPE, tendremos que el valor de este parámetro será **0,88**.
- Por profundidad: asumimos que la profundidad no exceda los 0,7m por lo que este parámetro será **1**.
- Por agrupamiento: suponemos que son ternas de cables trifásicos y que están en contacto, D=0. Además, habrá 4 circuitos por lo que tenemos 12 cables (es trifásico, neutro no se tiene en cuenta). Según la tabla 8 de la “ITC-BT-07”, el valor de este parámetro será **0,47**.
- Por resistividad térmica del terreno: asumimos que la resistividad térmica del terreno es 1 Km/W. Por tanto, nos vamos a la tabla 7 de la “ITC-BT-07” y vemos que el valor de este factor es **1**.

Como estamos en corriente alterna trifásica necesitamos conocer la intensidad de fase para aplicarla en el criterio del calentamiento.

$$I_{fase} = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$

Donde:

-U: es la tensión a la salida del inversor 600V.

-S: es la potencia aparente de cada inversor 125kVA.



Por tanto, la intensidad de fase será:

$$I_{fase} = \frac{125000}{\sqrt{3} * 600} = 120,28A$$

Así pues, la intensidad máxima admisible corregida será:

$$I'_b = \frac{1,25 * I_{fase}}{F_{temp} * F_{prof} * F_{agrup} * F_{resist.term}} = \frac{1,25 * 120,28}{0,88 * 1 * 0,47 * 1} = 363,52A$$

Ahora vamos a la tabla 4 de la “ITC-BT-07” para seleccionar la sección del conductor, teniendo en cuenta que este es de aluminio y el recubrimiento XPLE. Vemos que para una sección de 185mm² la intensidad admisible Iz es 375A, por lo que cumple. No obstante, como el margen de intensidad es muy pequeño vamos a coger la sección inmediatamente mayor, 240mm² que tiene un Iz de 430A, por lo que lógicamente también cumplirá.

Por tanto, la sección escogida será **240mm²**.

En segundo lugar, vamos a aplicar el criterio de la caída de tensión. El objetivo en esta parte de la instalación es que la caída de tensión sea menor del 1,3%, ya que el siguiente tramo tiene una longitud de unos pocos metros y una caída de 0,2% será más que suficiente.

Debido a que la sección es mayor de 120mm² debemos tener en cuenta la reactancia del cable. Entonces, nos queda que para calcular la caída de tensión aplicamos la siguiente fórmula:

$$CdT(\%) = (1 + 0,25 * \text{tag}\varphi) \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos\varphi}{U * S} * 100$$

Donde:

- CdT: caída de tensión en tanto por ciento.
- ρ : resistividad del cable: 0.03 Ω mm²/m para el aluminio.
- L: longitud de la línea (m).
- I: es la intensidad de fase es 120,28A.
- $\cos\varphi$: es el factor de potencia. Como en la hoja de características de nuestro inversor no se especifica nada respecto a este, supondremos que tiene un valor de 1.
- U: tensión de la línea a la salida del inversor, 600V.
- S: sección del cable (mm²).

A continuación, se muestran las caídas de tensión para todas las líneas de los inversores:



Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)
Inversor 1	80	0,35
Inversor 2	78	0,34
Inversor 3	75	0,33
Inversor 4	73	0,32
Inversor 5	228	0,99
Inversor 6	230	1,00
Inversor 7	231	1,00
Inversor 8	233	1,01

Tabla 10.23: Longitudes y caídas de tensión tramo inversor-CDP

Como vemos se cumple que la caída de tensión máxima es menor del 1,3%.

10.4.5 Tramo 5

Este es el tramo final de la instalación eléctrica, donde el CDPI se conecta al transformador.

En primer lugar, vamos a aplicar el criterio del calentamiento. Vamos a suponer que el cable estará instalado al aire y es unipolar, tenemos que aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura: en nuestro caso, vamos a suponer que la temperatura ambiente es 40°C. Por tanto, según la tabla 13 de la “ITC-BT-07”, el valor de este parámetro será **1**.
- Por agrupamiento: nosotros tenemos cables unipolares instalados al aire que discurren por bandeja perforada. Suponemos que como máximo vamos a tener 2 circuitos trifásico, porque el cable estará desdoblado como ya veremos más adelante. Según la tabla 14 de la “ITC-BT-07” asignamos un valor a este parámetro de **0,9**.

Como estamos en corriente alterna trifásica necesitamos conocer la intensidad de fase para aplicarla en el criterio del calentamiento.

$$I_{fase} = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$

Donde:

-U: es la tensión a la salida del inversor 600V.

-S: es la potencia aparente de todos los inversores 125*8=1000kVA.

Por tanto, la intensidad de fase será:

$$I_{fase} = \frac{1000000}{\sqrt{3} * 600} = 962,25A$$

Si nos vamos a la tabla 11 de la “ITC-BT-07” veremos que ninguna sección es capaz de soportar una intensidad tan alta, por lo que nos vemos obligados a desdoblado en 2 circuitos. Así pues, la intensidad por fase será 962,25/2=481,13A.

La intensidad máxima admisible corregida será:

$$I'_b = \frac{1,25 * I_{fase}}{F_{temp} * F_{agrup}} = 1,25 * \frac{481,13}{1 * 0,9} = 668,23A$$



Ahora vamos a la tabla 11 de la “ITC-BT-07” para seleccionar la sección del conductor, teniendo en cuenta que este es de aluminio y el recubrimiento XPLE. Vemos que para una sección de **630mm²** la intensidad admisible Iz es 740A.

En segundo lugar, vamos a aplicar el criterio de la caída de tensión. Se pretende que en esta parte de la instalación la caída de tensión sea menor del 0,2%.

Debido a que la sección es mayor de 120mm² tenemos en cuenta la reactancia del cable, y más concretamente esta tendrá un valor del 25% de la resistencia del cable. Entonces, nos queda que para calcular la caída de tensión aplicamos la siguiente fórmula:

$$CdT(\%) = (1 + 0,25 * \operatorname{tag}\varphi) \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos\varphi}{U * S} * 100$$

Donde:

- CdT: caída de tensión en tanto por ciento.
- ρ : resistividad del cable: 0.03 Ω mm²/m para el aluminio.
- L: longitud de la línea (m).
- I: es la intensidad de fase de cada conductor 481,13A.
- $\cos\varphi$: es el factor de potencia. Supondremos que vale 1.
- U: tensión de la línea a la salida del inversor, 600V.
- S: sección del cable (mm²).

A continuación, se muestran la caída de tensión de la línea que conecta la CDPI con el transformador:

Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
CDPI-TRAFO	2	0,013

Tabla 10.24: Longitud y caída de tensión tramo CDP-Trafo

Como vemos, finalmente se cumple el criterio de la caída de tensión para la parte de alterna con una caída total máxima del 1,02%.

10.5 Cálculo secciones en línea de alimentación seguidores

Como indica el propio fabricante del inversor, esta línea debe ser alterna monofásica. Estará compuesta por 3 tramos y tendrá una caída de tensión máxima del 5% como indica el reglamento debido a la presencia de los motores que tienen los seguidores. No se ha mayorado la intensidad multiplicando por 1,25 en ningún caso, como debería hacerse en el caso de motores de alterna, porque son motores de continua.

10.5.1 Tramo 1

Este tramo es el que va desde la línea de alimentación que hay en el centro de transformación para alimentar a los seguidores hasta el Cuadro de Distribución Principal de los Seguidores (CDPS). De este salen distintas líneas para alimentar a los Cuadros de Distribución de los Seguidores.

En la hoja de características del fabricante podemos ver que estos se alimentan en corriente alterna monofásica a 230V consumiendo cada uno de los seguidores 2,3A.



Cada CDS va alimentar a un sector de la instalación. Recordemos que cada sector consta de 10 seguidores, y que en total tenemos 8 sectores por lo que la corriente nominal que circulará por la línea de este tramo serán $2,3 \cdot 10 \cdot 8 = 184A$.

Procedemos al cálculo de la sección utilizando criterio del calentamiento y de la caída de tensión.

En primer lugar, vamos a aplicar el criterio del calentamiento. Suponemos que el cable estará al aire y es unipolar. Tenemos que aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura: en nuestro caso, vamos a suponer que la temperatura ambiente es $40^{\circ}C$. Por tanto, según la tabla 13 de la "ITC-BT-07", el valor de este parámetro será **1**.
- Por agrupamiento: nosotros tenemos cables unipolares instalados al aire que discurren por bandeja perforada. Suponemos que como máximo vamos a tener 2 cables juntos, la fase y el neutro de la única línea que hay, por lo que tendremos 1 circuitos trifásicos. Según la tabla 14 de la "ITC-BT-07" asignamos un valor a este parámetro de **0,95**.

Procedemos a calcular la intensidad máxima admisible corregida:

$$I'_b = 1,25 * \frac{I_{fase}}{F_{temp} F_{agrup}} = 1,25 * \frac{184}{1 * 0,95} = 242,10A$$

Ahora vamos a la tabla 11 de la "ITC-BT-07" para seleccionar la sección del conductor, teniendo en cuenta que este es de aluminio y el recubrimiento XLPE. Vemos que para una sección de $120mm^2$ la intensidad admisible I_z es 260A, que cumple, pero para no ir tan ajustados vamos a coger la sección inmediatamente mayor, $150mm^2$ que tiene una intensidad admisible I_z de 300A. Por tanto, la sección del conductor será **$150mm^2$** .

En segundo lugar, vamos a aplicar el criterio de la caída de tensión.

Debido a que la sección es de $150mm^2$, debemos tener en cuenta la reactancia del cable. Entonces, nos queda que para calcular la caída de tensión aplicamos la siguiente fórmula:

$$CdT(\%) = (1 + 0,15 \tan \varphi) * \frac{2 * \rho * L * I * \cos \varphi}{U * S} * 100$$

Donde:

- CdT: caída de tensión en tanto por ciento.
- ρ : resistividad del cable: $0.03\Omega mm^2/m$ para el aluminio.
- L: longitud de la línea (m).
- I: es la intensidad de fase es 120,28A.
- $\cos \varphi$: es el factor de potencia. Supondremos que vale 1.
- U: tensión en la línea son 230V.
- S: sección del cable (mm^2).

La caída de tensión será:



Línea	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)
Trafo-CDPS	5	0,16

Tabla 10.25: Caída de tensión Línea Trafo-CDPS

Se obtiene que la caída de tensión es del 0,16%.

10.5.2 Tramo 2

Este tramo es el que va desde el Cuadro de Distribución Principal de los Seguidores (CDPS) hasta el Cuadro de Distribución de los Seguidores (CDS). De este salen distintas líneas para alimentar a los seguidores.

En la hoja de características del fabricante podemos ver que estos se alimentan en corriente alterna monofásica a 230V consumiendo cada uno de los seguidores 2,3A.

Cada CDS va alimentar a un sector de la instalación. Recordemos que cada sector consta de 10 seguidores, por lo que la corriente nominal que circulará por la línea de este tramo serán $2,3 \cdot 10 = 23A$.

Procedemos al cálculo de la sección utilizando criterio del calentamiento y de la caída de tensión.

En primer lugar, vamos a aplicar el criterio del calentamiento. Suponemos que el cable estará enterrado en conducto y es unipolar. Tenemos que aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura del terreno: asumimos la temperatura del terreno en el caso más desfavorable, es decir, tendremos $40^{\circ}C$ en vez de $25^{\circ}C$. Por lo que según la tabla 6 de la "ITC-BT-07" y suponiendo una temperatura de servicio de $90^{\circ}C$ porque el aislante es XLPE, tendremos que el valor de este parámetro será **0,88**.
- Por profundidad: asumimos que la profundidad no exceda los 0,7m por lo que este parámetro será **1**.
- Por agrupamiento: suponemos que son ternas de cables que están en contacto, $D=0$. Además, habrá 1 circuito por lo que tenemos 2 cables (es monofásico, la fase y el neutro). Según la tabla 8 de la "ITC-BT-07", el valor de este parámetro será **0,8**.
- Por resistividad térmica del terreno: asumimos que la resistividad térmica del terreno es 1 Km/W. Por tanto, nos vamos a la tabla 7 de la "ITC-BT-07" y vemos que el valor de este factor es **1**.

Así pues, la intensidad máxima admisible corregida será:

$$I'_b = \frac{1,25 \cdot I_{fase}}{F_{temp} \cdot F_{prof} \cdot F_{agrup} \cdot F_{resist.term}} = \frac{1,25 \cdot 23}{0,88 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1} = 40,84A$$

Ahora vamos a la tabla 4 de la ITC-BT-07 para seleccionar la sección del conductor, teniendo en cuenta que este es de aluminio y el recubrimiento XPLE. Vemos que para una sección de $16mm^2$ la intensidad admisible I_z es $97A \cdot 1,225 = 118,825A$, por lo que cumple. Sin embargo, esta sección produce una caída de tensión demasiado alta, del orden del 13%, por lo que vamos a aumentar hasta una de $50mm^2$.

Por tanto, la sección escogida será **$50mm^2$** .

En segundo lugar, vamos a aplicar el criterio de la caída de tensión.



Debido a que la sección es menor de 120mm² no debemos tener en cuenta la reactancia del cable. Entonces, nos queda que para calcular la caída de tensión aplicamos la siguiente fórmula:

$$CdT(\%) = \frac{2 * \rho * L * I * \cos\varphi}{U * S} * 100$$

Donde:

- CdT: caída de tensión en tanto por ciento.
- ρ : resistividad del cable: 0.03 Ω mm²/m para el aluminio.
- L: longitud de la línea (m).
- I: es la intensidad de fase es 23A.
- $\cos\varphi$: es el factor de potencia. Supondremos que vale 1.
- U: tensión en la línea son 230V.
- S: sección del cable (mm²).

Veamos las caídas de tensión en las líneas:

Línea alimentación	Longitud Cable (m)	Caída de Tensión (%)
Sector 1	78	0,94
Sector 2	79	0,95
Sector 3	198	2,38
Sector 4	196	2,35
Sector 5	210	2,52
Sector 6	212	2,54
Sector 7	347	4,16
Sector 8	349	4,19

Tabla 10.26: Caída de tensión en línea CDPS-CDS

Se obtiene que la máxima caída de tensión es del 4,19%

10.5.3 Tramo 3

Este tramo es el que va desde el Cuadro de Distribución de los Seguidores (CDS) hasta los seguidores.

En la hoja de características del fabricante podemos ver que estos se alimentan en corriente alterna monofásica a 230V consumiendo cada uno de los seguidores 2,3A.

Procedemos al cálculo de la sección utilizando criterio del calentamiento y de la caída de tensión.

En primer lugar, vamos a aplicar el criterio del calentamiento. Suponemos que el cable estará enterrado en conducto y es unipolar. Tenemos que aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura: en nuestro caso, la temperatura ambiente es distinta de 40°C. Teniendo en cuenta los datos de AEMET, la temperatura máxima registrada en



Yecla es 41,6°C, por lo que aplicando la siguiente fórmula dada en la “ITC-BT-07” para la tabla 13:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 40}}$$

Donde:

- θ_s : temperatura de servicio. En nuestro caso será 70°C porque el aislante es un termoplástico (PVC).

- θ_t : temperatura ambiente.

Aplicando los datos que tenemos:

$$F = \sqrt{\frac{70 - 41.6}{70 - 40}} = \mathbf{0,973}$$

- Por agrupamiento: nosotros tenemos cables unipolares instalados al aire que discurren por bandeja perforada. Suponemos que como máximo vamos a tener 8 cables juntos, la fase y el neutro de cada una de las 4 líneas, por lo que tendremos 3 circuitos trifásicos. Según la tabla 14 de la “ITC-BT-07” asignamos un valor a este parámetro de **0,85**.

Procedemos a calcular la intensidad máxima admisible corregida:

$$I'_b = 1,25 * \frac{I_{sc}}{F_{temp} F_{agrup}} = 1,25 * \frac{2,3}{0,973 * 0,85} = 3,49A$$

Ahora vamos a la tabla 12 de la “ITC-BT-07” para seleccionar la sección del conductor, teniendo en cuenta que este es de cobre y el recubrimiento PVC. Vemos que para una sección de 6mm² la intensidad admisible Iz es 38A. Por tanto, la sección del conductor será **6mm²**.

En segundo lugar, vamos a aplicar el criterio de la caída de tensión.

Debido a que la sección es menor de 120mm² no debemos tener en cuenta la reactancia del cable. Entonces, nos queda que para calcular la caída de tensión aplicamos la siguiente fórmula:

$$CdT(\%) = \frac{2 * \rho * L * I * \cos\varphi}{U * S} * 100$$

Donde:

-CdT: caída de tensión.

- ρ : resistividad del cable: 0.03Ωmm²/m para el aluminio.

-L: longitud de la línea (m).

-I: es la intensidad de fase es 120,28A.

- $\cos\varphi$: es el factor de potencia. Supondremos que vale 1.

-U: tensión en la línea son 230V.

-S: sección del cable (mm²).

Veamos las caídas de tensión:



Sector 1			Sector 2		
Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
1	74	0,44	11	73	0,44
2	75	0,45	12	74	0,44
3	52	0,31	13	52	0,31
4	51	0,31	14	53	0,32
5	34	0,20	15	35	0,21
6	35	0,21	16	36	0,22
7	48	0,29	17	47	0,28
8	49	0,29	18	48	0,29
9	69	0,41	19	70	0,42
10	70	0,42	20	71	0,43

Tabla 10.27: Caídas de tensión en Sector 1 y 2

Sector 3			Sector 4		
Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
21	74	0,44	31	73	0,44
22	75	0,45	32	72	0,43
23	52	0,31	33	52	0,31
24	54	0,32	34	53	0,32
25	33	0,20	35	34	0,20
26	35	0,21	36	34	0,20
27	47	0,28	37	48	0,29
28	48	0,29	38	49	0,29
29	68	0,41	39	67	0,40
30	69	0,41	40	68	0,41

Tabla 10.28: Caídas de tensión en Sector 3 y 4

Sector 5			Sector 6		
Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
41	63	0,38	51	73	0,44
42	69	0,41	52	74	0,44
43	52	0,31	53	53	0,32
44	50	0,30	54	53	0,32
45	61	0,37	55	70	0,42
46	35	0,21	56	61	0,37
47	52	0,31	57	47	0,28
48	59	0,35	58	48	0,29
49	51	0,31	59	53	0,32
50	63	0,38	60	71	0,43

Tabla 10.29: Caída de tensión en Sector 5 y 6



Sector 7			Sector 8		
Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)	Línea	Longitud (m)	Caída de Tensión (%)
61	74	0,44	71	73	0,44
62	71	0,43	72	71	0,43
63	52	0,31	73	52	0,31
64	54	0,32	74	53	0,32
65	68	0,41	75	67	0,40
66	35	0,21	76	34	0,20
67	47	0,28	77	48	0,29
68	52	0,31	78	49	0,29
69	68	0,41	79	51	0,31
70	69	0,41	80	68	0,41

Tabla 10.30: Caída de tensión en Sector 7 y 8

Se obtiene que la máxima caída de tensión es 0,45%. Por tanto, la caída de tensión total en las líneas es del 4,8%, menor del 5% permitido para motores.

10.6 Cálculo de protecciones FV

Las protecciones que vamos a poner en la parte de continua constarán principalmente de fusibles de protección para los distintos tramos de cable. Además, pondremos seccionadores para poder realizar las labores de mantenimiento que sean necesarias.

10.6.1 Protecciones tramo 1

En este tramo hemos decidido poner fusibles tipo gG de continua.

Las condiciones que deben verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45I_z'$$

En fusibles se cumple que $I_2 = I_f$ y en nuestro caso $I_f = 1,60 I_n$. Por tanto, se debe cumplir:

$$I_b \leq I_n \leq 0,9I_z'$$

Además, es recomendable:

$$I_{fus} \geq 1,5 * I_{sc}$$

Aplicando las 2 restricciones nos queda:

$$10,12 \leq I_n \leq 0,9 * 38 * 0,973 * 0,85 = 28,29A$$

$$I_{fus} \geq 1,5 * 10,12 = 15,18A$$

Por lo que seleccionaremos un **fusible de 16A de continua y soportará 1000V**.

Por otro lado, recordemos que la sección de este tramo es de 6mm^2 , por lo que el **cable de protección será de cobre y de 6mm^2** , ya que, $S < 16\text{mm}^2$.



10.6.2 Protecciones tramo 2

En este tramo hemos decidido poner fusibles tipo gG de continua.

Las condiciones que deben verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45I_z'$$

En fusibles se cumple que $I_2 = I_f$ y en nuestro caso $I_f = 1,60 I_n$. Por tanto, se debe cumplir:

$$I_b \leq I_n \leq 0,9I_z'$$

Además, es recomendable:

$$I_{fus} \geq 1,5 * I_{sc}$$

Aplicando las 2 restricciones nos queda:

$$50,6 \leq I_n \leq 0,9 * 196 * 0,88 * 0,56 = 86,93A$$

$$I_{fus} \geq 1,5 * 50,6 = 75,9A$$

Por lo que seleccionaremos un **fusible de 80A de continua y soportará 1000V**.

Por otro lado, recordemos que la sección de este tramo es de 25mm^2 , por lo que el **cable de protección será de cobre y de 16mm^2** , ya que, $16 < S < 35\text{mm}^2$.

10.6.3 Protecciones tramo 3

En este tramo hemos decidido poner fusibles tipo gG de continua.

Las condiciones que deben verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45I_z'$$

En fusibles se cumple que $I_2 = I_f$ y en nuestro caso $I_f = 1,60 I_n$. Por tanto, se debe cumplir:

$$I_b \leq I_n \leq 0,9I_z'$$

Aplicando las 2 restricciones nos queda:

$$151,8 \leq I_n \leq 0,9 * 220 * 0,984 * 0,95 = 205,66A$$

Por lo que seleccionaremos un **fusible de 200A de continua y soportará 1000V**.

Por otro lado, recordemos que la sección de este tramo es de 95mm^2 , por lo que el **cable de protección será de aluminio y de $95/2 = 47,5\text{mm}^2$ que normalizando son 50mm^2** , ya que, $S > 35\text{mm}^2$.

10.6.4 Protecciones tramo 4

En este tramo hemos decidido poner interruptores automáticos de alterna.

Las condiciones que deben verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45I_z'$$



En IA se cumple que $I_2 = 1,3 I_n$. Por tanto, se debe cumplir:

$$120,28 \leq I_n \leq 430 * 0,47 * 0,88 = 177,85A$$

Probemos con un interruptor automático de 160A.

Veamos si verifica la segunda condición:

$$1,3 * 160 = 208A \leq 1,45 * 177,85 = 257,88A$$

Como podemos observar se cumple. Por lo que seleccionaremos un **interruptor automático de 160A de alterna trifásica**.

Una vez tenemos la corriente nominal, debemos conocer la corriente de cortocircuito. Para este parámetro el valor más desfavorable se produce cuando haya un cortocircuito en la salida del inversor porque la corriente fluirá desde el transformador hasta el punto del cortocircuito. Esta corriente solo estará limitada por la impedancia del transformador. Esta corriente se determina mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{\varepsilon_{cc}} = \frac{160}{0,06} = 2666,67A = 2,67kA$$

Por lo que seleccionaremos que tenga un poder de corte de **6kA**.

Por otro lado, recordemos que la sección de este tramo es de 240mm^2 , por lo que el **cable de protección será de aluminio y de $240/2 = 60\text{mm}^2$ que normalizando son 70mm^2** , ya que, $S > 35\text{mm}^2$.

10.6.5 Protecciones tramo 5

En este tramo hemos decidido poner interruptores automáticos de alterna. Tenemos que recordar que hemos desdoblado este tramo.

Las condiciones que deben verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45I_z'$$

En IA se cumple que $I_2 = 1,3 I_n$. Por tanto, se debe cumplir:

$$962,25A \leq I_n \leq 2 * 740 * 0,9 = 1332A$$

Probemos con un interruptor automático de 1300A.

Veamos si verifica la segunda condición:

$$1,3 * 1300 = 1690A \leq 1,45 * 1332 = 1931,4A$$

Como podemos observar se cumple. Por lo que seleccionaremos un **interruptor automático de 1300A de alterna trifásica**.

Una vez tenemos la corriente nominal, debemos conocer la corriente de cortocircuito. Para este parámetro el valor más desfavorable se produce cuando haya un cortocircuito en la salida del inversor porque la corriente fluirá desde el transformador hasta el punto del cortocircuito. Esta corriente solo estará limitada por la impedancia del transformador. Esta corriente se determina mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{\varepsilon_{cc}} = \frac{1300}{0,06} = 21666,67A = 21,67kA$$



Por lo que seleccionaremos que tenga un poder de corte de **25kA**.

Por otro lado, recordemos que la sección de este tramo es de 630mm^2 , por lo que el **cable de protección será de aluminio y de $630/2 = 315\text{mm}^2$ que normalizando son 400mm^2** , ya que, $S > 35\text{mm}^2$.

10.7 Cálculo protecciones líneas de alimentación a los seguidores

10.7.1 Tramo 1

En este tramo hemos decidido poner un diferencial y un interruptor seccionador de alterna monofásica.

Las condiciones que deben verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45I_z'$$

Para calcular el calibre del diferencial aplicaremos las mismas ecuaciones que las del IA. En un IA se cumple que $I_2 = 1,3 I_n$. Por tanto, se debe cumplir:

$$184 \leq I_n \leq 1 * 0,95 * 300 = 285$$

Probemos con un diferencial de 200A.

Veamos si verifica la segunda condición:

$$1,3 * 200 = 260A \leq 1,45 * 285 = 413,25A$$

Como podemos observar se cumple. Por lo que seleccionaremos un **diferencial de 200A de alterna monofásica**. Este diferencial tendrá una sensibilidad de 1A y el tiempo de disparo será de 1s para garantizar la selectividad.

Por otro lado, recordemos que la sección de este tramo es de 150mm^2 , por lo que el **cable de protección será de aluminio y de $150/2 = 75\text{mm}^2$ que normalizando son 95mm^2** , ya que, $S > 35\text{mm}^2$.

10.7.2 Tramo 2

En este tramo hemos decidido poner interruptores automáticos de alterna monofásica.

Las condiciones que deben verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45I_z'$$

En IA se cumple que $I_2 = 1,3 I_n$. Por tanto, se debe cumplir:

$$23 \leq I_n \leq 0,88 * 0,8 * 118,825 = 83,65$$

Probemos con un interruptor automático de 63A.

Veamos si verifica la segunda condición:

$$1,3 * 63 = 81,9A \leq 1,45 * 83,65 = 121,30A$$



Como podemos observar se cumple. Por lo que seleccionaremos un **interruptor automático de 63A de alterna monofásica**.

Ahora vamos a calcular la intensidad de cortocircuito que puede haber en el IA. Para ello tenemos que conocer las impedancias que hay aguas arriba del IA. Estas son las impedancias de la red, el transformador y la línea del tramo 1.

Para ello debemos tener en cuenta los siguientes valores:

- U_n : es la tensión nominal. Para nuestra situación es 230V.

- U_0 : es la tensión simple. Para nuestra situación es 230V.

- S_{cc} : potencia de cortocircuito de la red. Para nuestra situación es 350MVA.

- $u_{cc}(\%)$: tensión de cortocircuito. Para nuestra situación es 6%.

- S_{nt} : potencia del transformador. Para nuestra situación es 1000kVA.

- ρ : resistividad del aluminio para la corriente de cortocircuito. Para nuestra situación es $0,036 \Omega \cdot mm^2/m$.

- L : longitud de la línea. Para nuestra situación es 5m ya que sólo tenemos una línea en el tramo 1.

- S : sección del tramo. Para nuestra situación es $150mm^2$.

- X : reactancia del tramo. Para nuestra situación es 0,085 por ser cables unipolares.

- c : parámetro para calcular el valor máximo de intensidad. Para nuestro caso, baja tensión, este vale 1.

$$Z_{red} = j \frac{U_n^2}{S_{cc}} = j \frac{230^2}{350 * 10^6} = j 1,5 * 10^{-4} \Omega$$

$$Z_T = j u_{cc}(\%) \frac{U_n^2}{S_{nt}} = j \frac{6}{100} \frac{230^2}{1000 * 10^3} = j 3,174 * 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{L1} = \rho * \frac{L}{S} + j X * L = 0,036 * \frac{5}{150} + j 0,085 * 10^{-3} * 5 = (1,2 + j 0,425) * 10^{-3} \Omega$$

Por tanto, la impedancia total será:

$$Z_{Total} = (1,2 + j 3,749) * 10^{-3} \Omega$$

Y la intensidad de cortocircuito máxima será:

$$I_{cc} = \frac{c * U_0}{|Z_{Total}|} = \frac{1 * 230}{\sqrt{(0,0012^2 + 0,003749^2)}} = 58,429kA$$

Por lo que seleccionaremos que tenga un poder de corte de **60kA**.

Al final de este tramo, en la cabecera del CDS habrá un interruptor seccionador y un diferencial con una intensidad asignada de 63A y una sensibilidad de 300mA.

Por otro lado, recordemos que la sección de este tramo es de $16mm^2$, por lo que el **cable de protección será de aluminio y de $16mm^2$** , ya que, $S \leq 16mm^2$.

10.7.3 Tramo 3

En este tramo hemos decidido poner interruptores automáticos de alterna monofásica.



Las condiciones que deben verificar son las siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45I_z'$$

En IA se cumple que $I_2 = 1,3 I_n$. Por tanto, se debe cumplir:

$$2,3 \leq I_n \leq 0,97 * 0,85 * 38 = 31,3$$

Probemos con un interruptor automático de 10A.

Veamos si verifica la segunda condición:

$$1,3 * 10 = 13A \leq 1,45 * 31,3 = 45,43A$$

Como podemos observar se cumple. Por lo que seleccionaremos un **interruptor automático de 10A de alterna monofásica**.

Ahora vamos a calcular la intensidad de cortocircuito que puede haber en el IA. Para ello tenemos que conocer las impedancias que hay aguas arriba del IA. Estas son las impedancias de la red, el transformador, la línea del tramo 1 y la línea del tramo 2.

Para ello debemos tener en cuenta los siguientes valores:

- Un: es la tensión nominal. Para nuestra situación es 230V.
- U₀: es la tensión simple. Para nuestra situación es 230V.
- S_{cc}: potencia de cortocircuito de la red. Para nuestra situación es 350MVA.
- u_{cc}(%): tensión de cortocircuito. Para nuestra situación es 6%.
- S_{nt}: potencia del transformador. Para nuestra situación es 1000kVA.
- ρ: resistividad para la corriente de cortocircuito. Para nuestra situación es 0,036 Ω·mm²/m ya que tanto el tramo 1 como el 2 son de aluminio.
- L: longitud de la línea. Para nuestra situación es 5m para el tramo 1 y de 78m para el tramo 2. En el tramo 2 hemos cogido la línea más corta para que la impedancia de esta línea del menor valor posible y por tanto la corriente de cortocircuito sea la más alta.
- S: sección del tramo. Para el tramo 1 es 150mm² y para el tramo 2 es 50mm².
- X: reactancia del tramo. Para nuestra situación es 0,085 por ser cables unipolares.
- c: parámetro para calcular el valor máximo de intensidad. Para nuestro caso, baja tensión, este vale 1.

$$Z_{red} = j \frac{U_n^2}{S_{cc}} = j \frac{230^2}{350 * 10^6} = j 1,5 * 10^{-4} \Omega$$

$$Z_T = j u_{cc}(\%) \frac{U_n^2}{S_{nt}} = j \frac{6}{100} \frac{230^2}{1000 * 10^3} = j 3,174 * 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{L1} = \rho * \frac{L}{S} + j X * L = 0,036 * \frac{5}{150} + j 0,085 * 10^{-3} * 5 = (1,2 + j 0,425) * 10^{-3} \Omega$$

$$\begin{aligned} Z_{L2} &= \rho * \frac{L}{S} + j X * L = 0,036 * \frac{78}{50} + j 0,085 * 10^{-3} * 78 \\ &= (56,16 + j 6,63) * 10^{-3} \Omega \end{aligned}$$



Por tanto, la impedancia total será:

$$Z_{Total} = (57,36 + j 10,379) * 10^{-3} \Omega$$

Y la intensidad de cortocircuito máxima será:

$$I_{cc} = \frac{c * U_0}{|Z_{Total}|} = \frac{1 * 230}{\sqrt{(0,05736^2 + 0,010379^2)}} = 3,946 kA$$

Por lo que seleccionaremos que tenga un poder de corte de **6kA**.

Por otro lado, recordemos que la sección de este tramo es de 6mm^2 , por lo que el **cable de protección será de cobre y de 6mm^2** , ya que, $S \leq 16 \text{mm}^2$.

10.8 Cálculos del Centro de Transformación

10.8.1 Intensidad de Media Tensión

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

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

donde:

P	potencia del transformador [kVA]
U _p	tensión primaria [kV]
I _p	intensidad primaria [A]

“En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación es de 20 kV”.

“Para el único transformador de este Centro de Transformador, la potencia es de 1000 kVA”.

$$I_p = 28,868 \text{ A. [11]}$$

10.8.2 Intensidad de Baja Tensión

“Para el único transformador de este Centro de Transformador, la potencia es de 1000 kVA, y la tensión secundaria es de 600 V en vacío”.

“La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión”:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

donde:

P	potencia del transformador [kVA]
U _s	tensión en el secundario [kV]
I _s	intensidad en el secundario [A]

“La intensidad en las salidas de 600 V en vacío puede alcanzar el valor”



$$\cdot I_s = 962,25 \text{ A.}[11]$$

10.8.3 Cortocircuitos

10.8.3.1 Observaciones

“Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito. se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica”.[11]

10.8.3.2 Cálculo de las intensidades de cortocircuito

“Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión”:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

donde:

S_{cc}	potencia de cortocircuito de la red [MVA]
U_p	tensión de servicio [kV]
I_{ccp}	corriente de cortocircuito [kA]

“Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales”.

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

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s}$$

donde:

P	potencia de transformador [kVA]
E_{cc}	tensión de cortocircuito del transformador [%]
U_s	tensión en el secundario [V]
I_{ccs}	corriente de cortocircuito [kA]”[11]

10.8.3.3 Cortocircuito en el lado de Media Tensión

“Utilizando la expresión del apartado 10.8.3.2, en el que la potencia de cortocircuito es de 350 MVA y la tensión de servicio 20 kV, la intensidad de cortocircuito es”:

$$\cdot I_{ccp} = 10,104 \text{ kA.}[11]$$

10.8.3.4 Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

“Para el único transformador de este Centro de Transformación, la potencia es de 1000 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 6%, y la tensión secundaria es de 600 V en vacío”.

“La intensidad de cortocircuito en el lado de BT con 600 V en vacío será, según la fórmula 2 del apartado 10.8.3.2”:



$$\cdot I_{ccs} = 16,04 \text{ kA.}[11]$$

10.8.4 Dimensionado del embarrado

“Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas”. [11]

10.8.5 Comprobación por densidad de corriente

“La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 630 A”. [11]

10.8.6 Comprobación por sollicitación electrodinámica

“La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 10.8.3.3 de este capítulo, por lo que”:

$$\cdot I_{cc(din)} = 25,26 \text{ kA.}[11]$$

10.8.7 Comprobación por sollicitación térmica

“La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta 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”:

$$\cdot I_{cc(ter)} = 10,104 \text{ kA.}[11]$$

10.8.8 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

“Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida”.

“Los transformadores están protegidos en BT, la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida”.

Transformador

“La protección de este transformador se realiza por medio de una celda de interruptor automático, que proporciona todas las protecciones al transformador, bien sea por sobrecargas, faltas a tierra o cortocircuitos, gracias a la presencia de un relé de



protección En caso contrario, se utilizan únicamente como elemento de maniobra de la red”.

“El interruptor automático posee capacidad de corte tanto para las corrientes nominales, como para los cortocircuitos antes calculados”.

-Protecciones en BT

“Las protecciones han sido elegidas según las necesidades de la instalación, considerando el cuadro como un especial”. [11]

10.8.9 Dimensionado de los puentes de MT

“Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red”.

Transformador 1

“La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 28,868 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable”.

“Este valor es de 150 A para un cable de sección de 50 mm² de Al según el fabricante”. [11]

10.8.10 Dimensionado de la ventilación del Centro de Transformación

“Se considera de interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación.

“El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España)”:

- “97624-1-E, para ventilación de transformadores de potencia unitaria hasta 1000 kVA”.
- “960124-CJ-EB-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 1600 kVA”. [11]

10.8.11 Dimensionado del pozo apagafuegos

“Se dispone de un foso de recogida de aceite de 600 l de capacidad por cada transformador cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego”. [11]

10.8.12 Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra

10.8.12.1 Investigación de las 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 citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen



visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores”.

“Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en 150 Ohm·m”. [11]

10.8.12.2 Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto

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

De la red:

- “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”. [11]

Intensidad máxima de defecto:

$$I_{d\max\text{ cal.}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_n^2 + X_n^2}}$$

donde:

U_n Tensión de servicio [kV]

R_n Resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]

X_n Reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]

$I_{d\max\text{ cal.}}$ Intensidad máxima calculada [A]

La $I_{d\max}$ en este caso será, según la fórmula:

$$I_{d\max\text{ cal.}} = 454,607 \text{ A}$$

Superior o similar al valor establecido por la compañía eléctrica que es de:

$$I_{d\max} = 400 \text{ A}$$



10.8.12.3 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 esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo”. [11]

10.8.12.4 Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

Características de la red de alimentación:

- Tensión de servicio: $U_r = 20 \text{ kV}$

Puesta a tierra del neutro:

- Resistencia del neutro $R_n = 0 \text{ Ohm}$
- Reactancia del neutro $X_n = 25.4 \text{ Ohm}$
- Limitación de la intensidad a tierra $I_{dm} = 400 \text{ A}$

Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT:

$$\cdot V_{bt} = 10.000 \text{ V}$$

Características del terreno:

- Resistencia de tierra $R_o = 150 \text{ Ohm}\cdot\text{m}$
- Resistencia del hormigón $R'o = 3000 \text{ Ohm}$

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

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt}$$

donde:

- I_d intensidad de falta a tierra [A]
- R_t resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
- V_{bt} tensión de aislamiento en baja tensión [V]

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

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



donde:

U_n	tensión de servicio [V]
R_n	resistencia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
X_n	reactancia de puesta a tierra del neutro [Ohm]
I_d	intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$\cdot I_d = 227,303 \text{ A}$$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

$$\cdot R_t = 43,9941 \text{ Ohm}$$

“Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una K_r más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro”.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o}$$

donde:

R_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
K_r	coeficiente del electrodo

- Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$\cdot K_r \leq 0,2933$$

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 70/25/5/42
- Geometría del sistema: Anillo rectangular
- Distancia de la red: 7.0x2.5 m
- Profundidad del electrodo horizontal: 0,5 m



- Número de picas: cuatro
- Longitud de las picas: 2 metros

Parámetros característicos del electrodo:

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

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

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

- “Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s 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”. [11]

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

$$R'_t = K_r \cdot R_o$$

donde:

- K_r coeficiente del electrodo
- R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]
- R'_t resistencia total de puesta a tierra [Ohm]

por lo que para el Centro de Transformación:

- $R'_t = 12,6 \text{ Ohm}$

y la intensidad de defecto real será:

- $I'd = 400 \text{ A}$



10.8.12.5 Cálculo de las tensiones de paso en el interior de la instalación

“Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, ya que éstas son prácticamente nulas”.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d$$

donde:

R'_t	resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_d	tensión de defecto [V]

por lo que en el Centro de Transformación:

$$V'_d = 5040 \text{ V}$$

“La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula”:[11]

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d$$

donde:

K_c	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_c	tensión de paso en el acceso [V]

por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

$$V'_c = 2.454 \text{ V}$$

10.8.12.6 Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación

“Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas”.

Tensión de paso en el exterior:

$$V'_p = K_p \cdot R_o \cdot I'_d$$

donde:

K_p	coeficiente
R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
V'_p	tensión de paso en el exterior [V]



por lo que, para este caso:

$$\cdot V_p = 1116 \text{ V en el Centro de Transformación"} [11]$$

10.8.12.7 Cálculo de las tensiones aplicadas

- Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

$$\cdot t = 0,2 \text{ s}$$

Tensión de paso en el exterior:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot R_o}{1000} \right]$$

donde:

U_{ca} valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta

R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]

R_{a1} Resistencia del calzado, superficies de material aislante, etc. [Ohm]

por lo que, para este caso

$$\cdot V_p = 31152 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$U_{pacc} = 10 \cdot U_{ca} \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 3 \cdot R_o + 3 \cdot R'_o}{1000} \right]$$

donde:

V_{ca} valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta

R_o resistividad del terreno en [Ohm·m]

R'_o resistividad del hormigón en [Ohm·m]

R_{a1} Resistencia del calzado, superficies de material aislante, etc. [Ohm]

por lo que, para este caso

$$\cdot V_p(acc) = 76.296 \text{ V}$$

“Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles”: [11]



Tensión de paso en el exterior del centro:

$$\cdot V'p = 1116 \text{ V} < Vp = 31152 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$\cdot V'p(\text{acc}) = 2.454 \text{ V} < Vp(\text{acc}) = 76.296 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$\cdot V'd = 5040 \text{ V} < Vbt = 10.000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$\cdot Ia = 100 \text{ A} < Id = 400 \text{ A} < Idm = 400 \text{ A}$$

10.8.12.8 Investigación de las tensiones transferibles al exterior

“Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando así que afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V”.

“En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados”.

“La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión”:

$$D = \frac{R_o \cdot I'_d}{2000 \cdot \pi}$$

donde:

R_o	resistividad del terreno en [Ohm·m]
I'_d	intensidad de defecto [A]
D	distancia mínima de separación [m]

Para este Centro de Transformación:

$$\cdot D = 9,549 \text{ m}$$

“Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida”.

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

· Identificación: 8/22 (según método UNESA)



- Geometría: Picas alineadas
- Número de picas: dos
- Longitud entre picas: 2 metros
- Profundidad de las picas: 0,8 m

Los parámetros según esta configuración de tierras son:

- $K_r = 0,194$
- $K_c = 0,0253$

“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 Ohm”.

$$R_{tserv} = K_r \cdot R_o = 0,194 \cdot 150 = 29,1 < 37 \text{ Ohm}$$

“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 0,6/1 kV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra daños mecánicos”.[11]

10.8.12.9 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”.

“No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "K_r" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso”.[11]

11. Estudio de viabilidad del proyecto

Debido a la variabilidad del precio de la luz hemos decidido sacar un precio promedio para cada mes con los datos del precio mensual de la electricidad en los años 2017, 2018 y 2019. Estos datos han sido proporcionados por la fuente www.omie.es.

Los precios por MWh para cada año se muestran a continuación:



Mes	2017	2018	2019	Promedio
Enero	71,49 €	49,98 €	61,99 €	61,15 €
Febrero	51,74 €	54,88 €	54,01 €	53,54 €
Marzo	43,19 €	40,18 €	48,82 €	44,06 €
Abril	43,69 €	42,67 €	50,41 €	45,59 €
Mayo	47,11 €	54,92 €	48,39 €	50,14 €
Junio	50,22 €	58,46 €	47,19 €	51,96 €
Julio	48,63 €	61,88 €	51,46 €	53,99 €
Agosto	47,46 €	64,33 €	44,96 €	52,25 €
Septiembre	49,15 €	71,27 €	42,11 €	54,18 €
Octubre	56,77 €	65,08 €	47,17 €	56,34 €
Noviembre	59,19 €	61,97 €	42,19 €	54,45 €
Diciembre	57,94 €	61,81 €	33,81 €	51,19 €

Tabla 11.1: Precio de la luz por años

Con estos precios veamos los ingresos que obtendría la instalación para cada mes.

Mes	Energía generada (MWh)	Precio medio en 2017-2019 (€/MWh)	Ingresos por energía generada
Enero	135,09	61,15	8.260,91 €
Febrero	160,02	53,54	8.568,11 €
Marzo	205,59	44,06	9.058,95 €
Abril	199,34	45,59	9.087,72 €
Mayo	217,19	50,14	10.889,85 €
Junio	227,55	51,96	11.822,60 €
Julio	227,74	53,99	12.295,60 €
Agosto	234,55	52,25	12.255,49 €
Septiembre	217,72	54,18	11.795,30 €
Octubre	176,98	56,34	9.970,92 €
Noviembre	139,97	54,45	7.621,21 €
Diciembre	133,31	51,19	6.823,53 €
Importe anual			118.450,18 €

Tabla 11.2: Ingresos mensuales

Cabe destacar, que estos ingresos disminuyen a lo largo de los años, ya que los paneles pierden rendimiento. El fabricante indica que se produce una pérdida lineal de este de forma que a los 25 años el rendimiento del panel es del 80%. Esto supone una pérdida anual de 1579kWh. Como no se indica nada a partir de este año, vamos a suponer que desde el año 25 el rendimiento se mantiene en el 80%.

Esa disminución del rendimiento se traduce en pérdidas monetarias que se tendrán en cuenta como veremos más adelante.

Además de los ingresos producidos por la energía vendida, debe tenerse en cuenta los costes de explotación y mantenimiento. Estos se consideran constantes para todos los años.

Los factores que vamos a considerar para hacer el análisis son el VAN y el TIR:



- VAN: es el Valor Actual Neto. Es el valor actualizado de todos los flujos de caja esperados, es decir, la diferencia entre el valor actual de los cobros menos el valor también actualizado de los pagos. Un VAN negativo supone que no sería viable nuestro proyecto. No obstante, cuanto mayor sea el número en positivo, más interesante será el proyecto. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^t \frac{CF_t}{(1+i)^n}$$

Donde:

- I_0 : valor de la inversión propia. Para nuestro caso 1.537.006,87€.

-CF: cash flow.

- i : tasa de actualización. Es la diferencia entre la tasa de interés (3%) y la tasa de inflación (2%), $i=3-2=1\%$.

- t : número de años. En nuestro caso 35 años.

- TIR: es la Tasa Interna de Rentabilidad. Es la tasa de actualización a la cual el valor actual de los ingresos de efectivo es igual al valor actual de las salidas de efectivo. Dicho de otro modo, es el interés para el cual el valor actual neto es cero (r) Sólo interesa realizar aquellos proyectos cuyo TIR sea superior al interés normal del dinero en el mercado de capitales.

Veamos los resultados obtenidos:



Año	Energía producida (kWh)	Ingresos (€)	Costes de explotación y mantenimiento (€)	Flujo de caja no actualizado (€)	Ganancias (€)	Flujo de caja actualizado (€)	VAN
1	2275032,35	118.450,18 €	15.836,00 €	- 1.434.392,69 €	- 1.434.392,69 €	- 1.435.408,67 €	- 1.435.408,67 €
2	2273452,47	117.463,10 €	15.836,00 €	101.627,10 €	- 1.332.765,59 €	99.624,64 €	- 1.335.784,03 €
3	2271872,59	116.476,01 €	15.836,00 €	100.640,01 €	- 1.232.125,58 €	97.680,21 €	- 1.238.103,82 €
4	2270292,71	115.488,93 €	15.836,00 €	99.652,93 €	- 1.132.472,64 €	95.764,51 €	- 1.142.339,31 €
5	2268712,83	114.501,85 €	15.836,00 €	98.665,85 €	- 1.033.806,79 €	93.877,17 €	- 1.048.462,14 €
6	2267132,95	113.514,77 €	15.836,00 €	97.678,77 €	- 936.128,03 €	92.017,82 €	- 956.444,33 €
7	2265553,07	112.527,68 €	15.836,00 €	96.691,68 €	- 839.436,35 €	90.186,08 €	- 866.258,25 €
8	2263973,19	111.540,60 €	15.836,00 €	95.704,60 €	- 743.731,75 €	88.381,59 €	- 777.876,66 €
9	2262393,31	110.553,52 €	15.836,00 €	94.717,52 €	- 649.014,23 €	86.604,00 €	- 691.272,66 €
10	2260813,43	109.566,43 €	15.836,00 €	93.730,43 €	- 555.283,80 €	84.852,94 €	- 606.419,72 €
11	2259233,55	108.579,35 €	15.836,00 €	92.743,35 €	- 462.540,45 €	83.128,06 €	- 523.291,66 €
12	2257653,67	107.592,27 €	15.836,00 €	91.756,27 €	- 370.784,18 €	81.429,03 €	- 441.862,63 €
13	2256073,79	106.605,18 €	15.836,00 €	90.769,18 €	- 280.014,99 €	79.755,49 €	- 362.107,14 €
14	2254493,91	105.618,10 €	15.836,00 €	89.782,10 €	- 190.232,89 €	78.107,10 €	- 284.000,03 €
15	2252914,03	104.631,02 €	15.836,00 €	88.795,02 €	- 101.437,87 €	76.483,54 €	- 207.516,49 €
16	2251334,15	103.643,94 €	15.836,00 €	87.807,94 €	- 13.629,94 €	74.884,47 €	- 132.632,02 €
17	2249754,27	102.656,85 €	15.836,00 €	86.820,85 €	73.190,91 €	73.309,57 €	- 59.322,44 €
18	2248174,39	101.669,77 €	15.836,00 €	85.833,77 €	159.024,68 €	71.758,52 €	12.436,07 €
19	2246594,51	100.682,69 €	15.836,00 €	84.846,69 €	243.871,37 €	70.230,99 €	82.667,06 €
20	2245014,63	99.695,60 €	15.836,00 €	83.859,60 €	327.730,97 €	68.726,67 €	151.393,74 €
21	2243434,75	98.708,52 €	15.836,00 €	82.872,52 €	410.603,50 €	67.245,26 €	218.639,00 €
22	2241854,87	97.721,44 €	15.836,00 €	81.885,44 €	492.488,93 €	65.786,45 €	284.425,45 €
23	2240274,99	96.734,35 €	15.836,00 €	80.898,35 €	573.387,29 €	64.349,93 €	348.775,38 €
24	2238695,11	95.747,27 €	15.836,00 €	79.911,27 €	653.298,56 €	62.935,41 €	411.710,79 €
25	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	732.222,75 €	61.542,59 €	473.253,38 €
26	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	811.146,94 €	60.933,26 €	534.186,64 €
27	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	890.071,13 €	60.329,96 €	594.516,60 €
28	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	968.995,31 €	59.732,63 €	654.249,24 €
29	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	1.047.919,50 €	59.141,22 €	713.390,46 €
30	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	1.126.843,69 €	58.555,66 €	771.946,12 €
31	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	1.205.767,88 €	57.975,91 €	829.922,03 €
32	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	1.284.692,07 €	57.401,89 €	887.323,91 €
33	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	1.363.616,26 €	56.833,55 €	944.157,46 €
34	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	1.442.540,45 €	56.270,84 €	1.000.428,31 €
35	2237115,23	94.760,19 €	15.836,00 €	78.924,19 €	1.521.464,63 €	55.713,71 €	1.056.142,01 €

Tabla 11.3: Cálculo del VAN del proyecto para 35 años



En el siguiente gráfico se muestra la variación VAN para cada año:

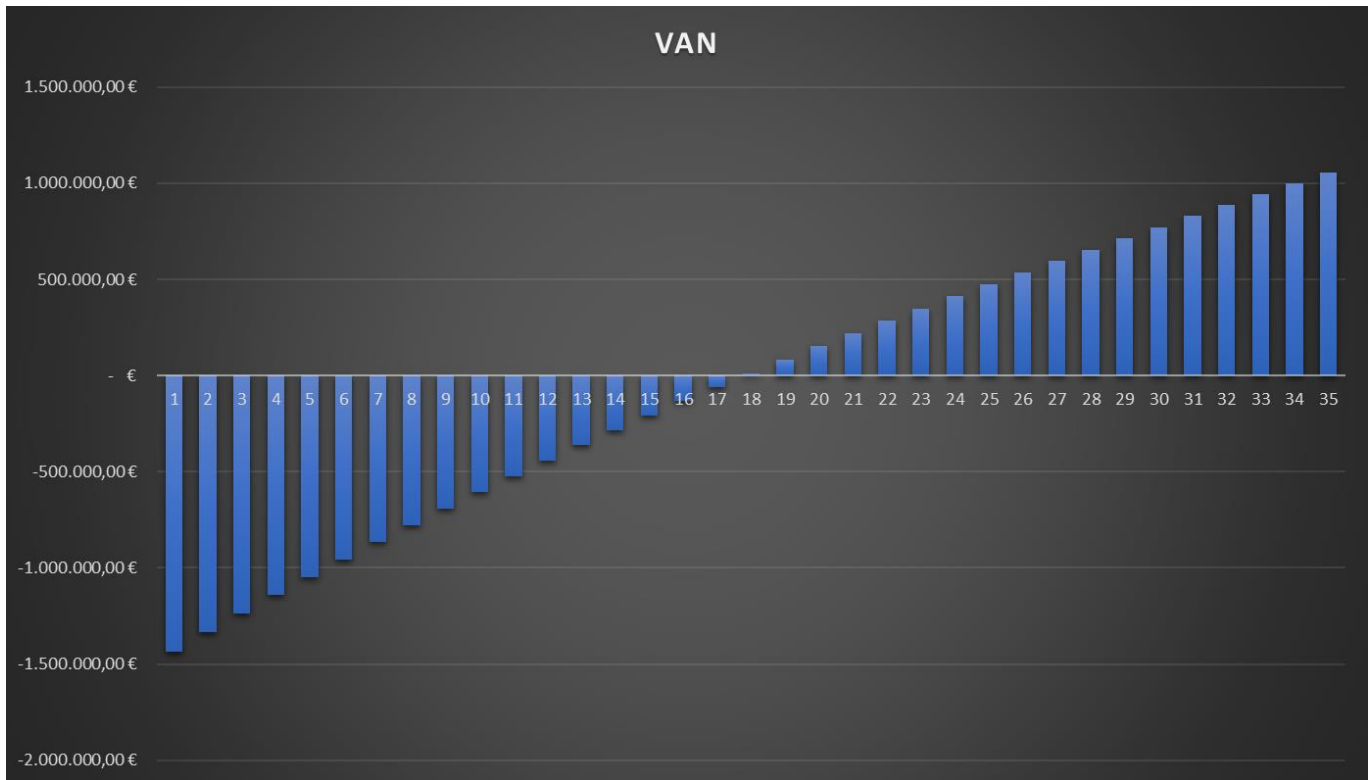


Figura 11.1: Variación del VAN

Como podemos ver el proyecto empieza a ser rentable a partir del año 18, esto es prácticamente en mitad de su vida útil.

Cabe mencionar que hemos considerado un periodo de 35 años porque en un reciente estudio del International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID) se reconoce que la vida útil de las plantas solares fotovoltaicas alcanza como mínimo 35 años.

Como vemos en términos generales, la realización del proyecto resulta rentable, ya que obtenemos un VAN final de **1.056.142,01€** y un TIR del **5%**.

Debemos mencionar que hemos realizado un estudio poniéndonos en la peor situación. Por ejemplo, hemos supuesto que el precio de la luz medio es constante. Sin embargo, según un estudio de ENDESA para este 2020, se prevé que el precio de la luz aumente un 15% respecto a 2019 y la tendencia parece que se va a mantener en alza para los próximos años, por lo que los años de amortización de la planta podría disminuir. Además, respecto a la inversión inicial, se ha realizado sin tener en cuenta los posibles descuentos que los distintos proveedores pueden ofrecer para un proyecto en el que se requiere tanta inversión. Por no hablar de la disminución de rendimiento de los paneles fotovoltaicos, la cual podría ser menor de la esperada con el consiguiente aumento de la producción.



12. Bibliografía

- [1] “Historia de la energía solar | ¿En qué consiste la energía solar? Tipos y ejemplos.” <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/historia> (accessed Jul. 14, 2020).
- [2] “La importancia de las energías renovables | ACCIONA.” <https://www.accion.com/es/energias-renovables/> (accessed Jul. 14, 2020).
- [3] “Las energías renovables y su relación con el cambio climático.” <https://www.fiiapp.org/las-energias-renovables-y-su-relacion-con-el-cambio-climatico/> (accessed Jul. 14, 2020).
- [4] “Apuntes de Energía Solar Fotovoltaica impartida por Antonio Mateo Aroca.pdf.” .
- [5] “Dopaje | PVEducation.” <https://www.pveducation.org/es/es/fotovoltaica/dispositivos-semiconductores/dopaje> (accessed Jul. 14, 2020).
- [6] “Webinario Infoenergética impartido por Andrés Muñoz.pdf.” .
- [7] “Así funciona el mercado eléctrico en España – El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.” <https://elperiodicodelaenergia.com/asi-funciona-el-mercado-electrico-en-espana/> (accessed Jul. 14, 2020).
- [8] “Marco regulatorio | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio> (accessed Jul. 14, 2020).
- [9] “Atersa.” <http://www.atersa.com/es/> (accessed Jul. 15, 2020).
- [10] “Seguidor solar - Wikipedia, la enciclopedia libre.” https://es.wikipedia.org/wiki/Seguidor_solar (accessed Jul. 19, 2020).
- [11] “Software Ormazabal.pdf.” .


Documento N°2

Planos

ÍNDICE

1.	Plano 1. Situación y emplazamiento	1
2.	Plano 2. Distribución en planta.....	2
2.	Plano 3. Esquema unifilar FV	3
4.	Plano 4. Esquema unifilar seguidores.....	4
5.	Plano 5. Centro de transformación	5

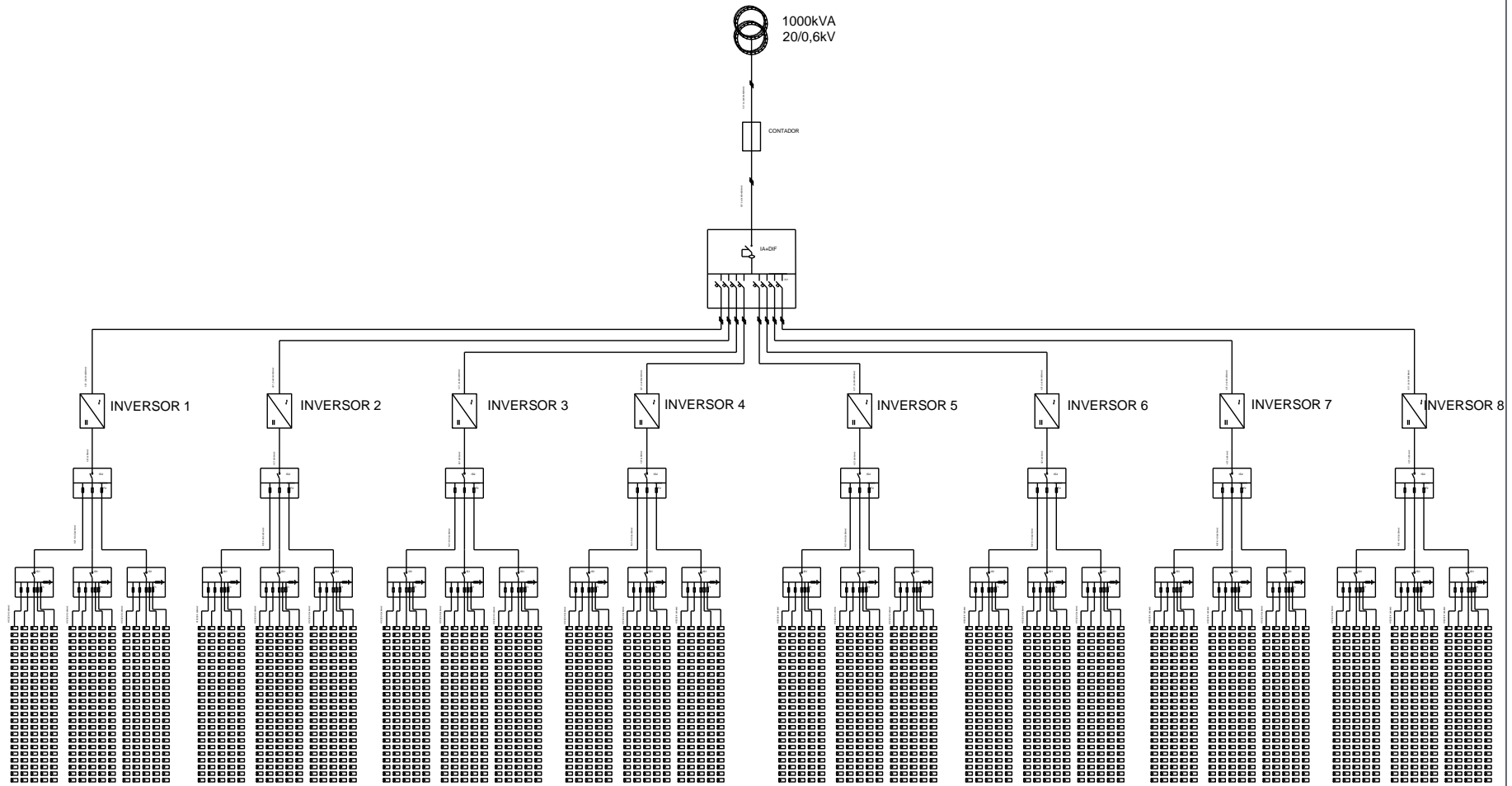


	Nombre	Fecha	 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
Dibujado	Álvaro Hernández Aparicio		
Proyecto	Diseño de un huerto solar fotovoltaico de 1 MW en la zona de Yedra		
Escala:	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO		Firma:
1:1500			Plano nº 1



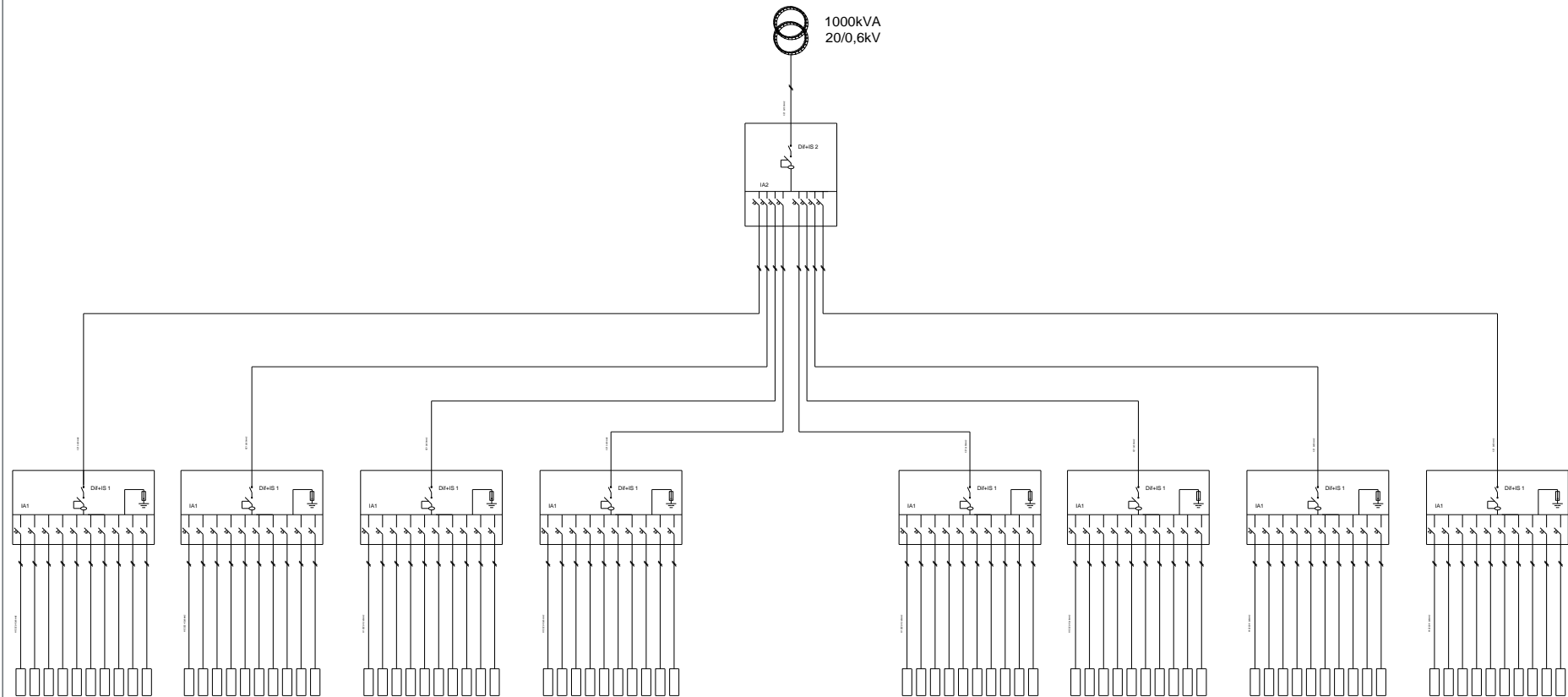
	Cableado
	Vallado de la parcela
	Caminos de tierra
	Línea de alimentación de los Seguidores
	Caja de conexiones
	Caja distribución Seguidores
	Casetas de los Inversores
	Centro de Transformación
	Paneles solares
	Puestas a Tierra
	Seguidores solares

	Nombre	Fecha		ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
Dibujado	Ávaro Hernández Aparicio			UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
Proyecto	Diseño de un huerto solar fotovoltaico de 1 MW en la zona de 'Yeda'			
Escala:	DISTRIBUCIÓN EN PLANTA			Firma:
1:100				Plano nº 2



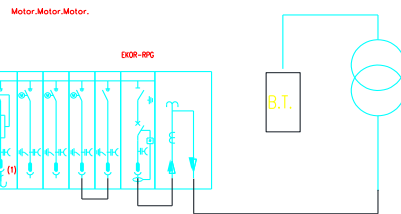
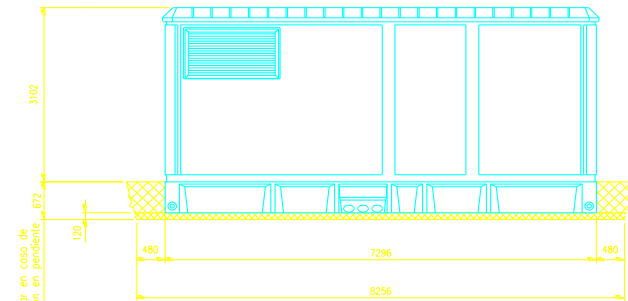
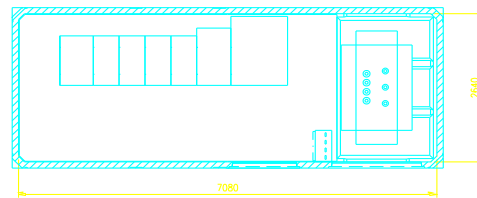
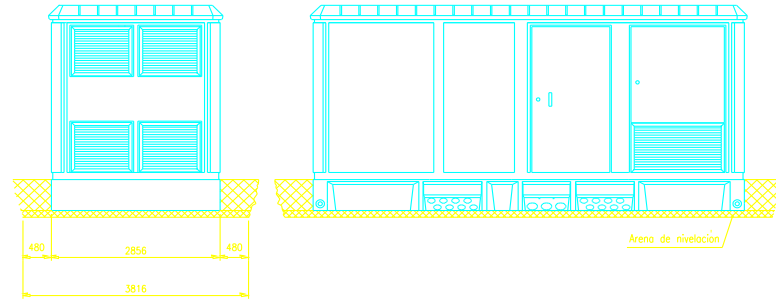
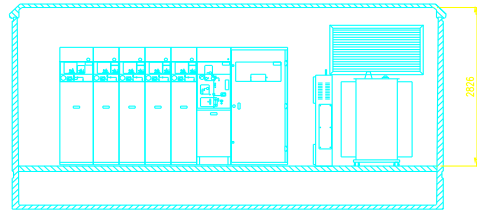
F1	Fusible DC 16A
F2	Fusible DC 80A
IS1	Interruptor seccionador DC 60A
IS2	Interruptor seccionador DC 160A
INVERSOR	Inversor CL125 kVA
IA1	Interruptor automatico AC 180A
IA+DIF	Interruptor automatico y diferencial AC 1300A
CONTADOR	Contador tarifador bidireccional

	Nombre	Fecha		ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
Dibujado	Álvaro Hernández Aparicio			
Proyecto	Diseño de un huerto solar fotovoltaico de 1 MW en la zona de "Yecta"			Firma:
Escala:	ESQUEMA UNIFILAR FV			Plano nº 3



IA1	Interruptor automático monofásico 10A
IA2	Interruptor automático monofásico 63A
DIF+IS1	Diferencial e interruptor seccionador monofásico 63A
DIF+IS2	Diferencial e interruptor seccionador monofásico 200A

	Nombre	Fecha		ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
Dibujado	Álvaro Hernández Aparicio			
Proyecto	Diseño de un huerto solar fotovoltaico de 1 MW en la zona de Yecla			Firma:
Escala:	ESQUEMA UNIFILAR SEGUIDORES			Plano nº 4



DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
6.88 m. ancho x 3.18 m. fondo x 0.56 m. profund.

	Nombre	Fecha		ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
Dibujado	Alvaro Hernández Aparicio			UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA
Proyecto	Diseño de un nuevo solar fotovoltaico de 1 MW en la zona de Yecía			
Escala:	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			Firma:
				Plano nº 5

Documento N°3
Pliego de
condiciones

ÍNDICE

1.	Introducción.....	1
2.	Descripción de las obras	1
3.	Condiciones que deben cumplir los materiales	1
4.	Normas generales	2
4.1	Normas de la empresa distribuidora de energía.....	3
4.2	Disposiciones de obligado cumplimiento	3
5.	Recepción de los materiales	3
6.	Materiales de protección.....	4
6.1	Cintas de atención al cable eléctrico	4
6.2	Placa de PVC de protección.....	4
7.	Ensayo y reconocimiento de los materiales.....	4
8.	Documentación y marcas.....	5
8.1	Marcas.....	5
8.2	Documentación	5
9.	Ejecución de las obras	6
9.1	Canalizaciones	6
9.2	Replanteo	6
9.3	Zanjas.....	7
9.3.1	Zanjas tipo	7
9.3.2	Suministro y colocación de la protección de arena en la zanja	8
9.3.3	Suministro y colocación del testigo de PVC de protección en la zanja	8
9.3.4	Colocación de la cinta de “Atención al cable”	8
9.3.5	Tapado y compactado de las zanjas.....	8
9.4	Zanja con más de una banda horizontal.....	9
9.5	Zanjas especiales.....	9
9.6	Centro de transformación.....	9
9.6.1	Obra civil	9
9.6.2	Aparata de Media Tensión.....	9
9.6.3	Transformadores de potencia	10
9.6.4	Equipos de medida	10
10.	Reconocimiento de las obras	11
11.	Pruebas de recepción	13
11.1.1	Cables	13
12.	Certificados y documentación	13



1. Introducción

“Por lo general, las obras se ajustarán en todo lo que, a ejecución, calidad, características de los materiales y condiciones técnicas se refiere a lo recogido en la normativa de IBERDROLA.”

2. Descripción de las obras

“En el presente pliego se describen las obras objeto del presente DISEÑO DE UN HUERTO SOLAR FOTOVOLTAICO DE 1 MW EN LA ZONA DE YECLA”.

“Todas las obras que se realicen se ajustarán a los Planos, al presente Pliego de Prescripciones y al Cuadro de Precios de este Proyecto, así como al resto de documentos. Sin embargo, en el replanteo de las obras o cuando se ejecuten las mismas, la Dirección de la Obra podrá realizar las modificaciones que estime oportunas para su mejor desempeño”.

3. Condiciones que deben cumplir los materiales

“Todos los materiales que se utilicen durante el proceso de construcción deberán ser de primera calidad y atenerse a las especificaciones de este Pliego”.

“Cuando la obra haya sido definitivamente adjudicada y antes de la instalación, el Contratista presentará al Técnico Encargado de catálogos, cartas y muestras de materiales. Está prohibido el uso de materiales que no hayan sido previamente aceptados por la Dirección de Obra”.

“Este control previo no es la recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección de Obra incluso después de colocados, si no cumplen con las especificaciones definidas, debiendo ser remplazados por el Contratista por otros que cumplan”.

“Se realizarán los análisis y pruebas que se ordenen por la Dirección de Obra, aunque estos no hayan sido indicados en este Pliego, los cuales se ejecutarán en los laboratorios elegidos por la Dirección, siendo los gastos generados de cuenta exclusiva del Contratista”.

“Los ensayos de los materiales eléctricos se realizarán de acuerdo con la norma UNE publicada por el Instituto de Racionalización y Normalización (IRANOR) y en caso de no existir, por aquellas pruebas que constituyen norma de buena construcción en el elemento ensayado”.

“Responderán todos los materiales a las características de tensión, intensidad, aislamiento y demás pruebas figurados en este Proyecto”.

“En caso de que las marcas ofrecidas por el Contratista no reunieran a juicio del Director de Obra la garantía necesaria, este escogerá el material de fabricantes nacionales, dentro de los tres que, en cada situación y juicio, ofrezcan mayor garantía y aún esta situación exigirá cuantas pruebas oficiales y certificados se precisen para comprobar con total exactitud que el material es idóneo para el trabajo que se destinó”.



4. Normas generales

“Será de obligado cumplimiento en la ejecución del proyecto la normativa legal actualmente vigente de aplicación a las obras que se contratan, además de la adopción de aquellas técnicas de la buena construcción, que aquí se omite su detalle por considerarlas punto de partida para la ejecución de cualquier obra”.

“Entre la normativa legal aplicable, enumeramos aquellas normas que se consideran básicas para llevar a efecto la obra que dentro de la legalidad vigente y de los reglamentos que aseguren el correcto cumplimiento de la técnica aplicada”.

“Además de lo especificado en este Pliego, serán de aplicación las Normas Técnicas de la Empresa Distribuidora y en particular”:

- “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”.
- “Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, aprobado por Decreto 223/2.008, de 21 de diciembre”.
- “Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación, aprobado por Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, así como las Instrucciones Complementarias al mismo”.
- “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de Agosto, así como las Instrucciones Técnicas Complementarias”.
- “Normas Particulares y de Normalización de la Empresa Distribuidora, IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELECTRICA, S.A. oficialmente aprobadas”.
- “Normalización Nacional (Normas UNE)”.
- “Recomendaciones UNESA”.
- “Recomendaciones AMYS”.
- “Método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra, UNESA”.
- “Instrucción EHE, para Estructuras de Hormigón Estructurado”.
- “Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción”.
- “Ordenanzas Municipales del Excmo. Ayuntamiento de la localidad”.

“Todas estas reglamentaciones se entienden que incluyen las modificaciones habidas con posterioridad a su aprobación, y aquellas otras auxiliares o complementarias que se derivan de las mismas”.

“Así mismo serán de aplicación los Pliegos y Normas vigentes para obras de Redes de Suministro de Energía Eléctrica en Alta, Media y Baja Tensión”.

“Los materiales serán seleccionados entre los homologados por la Empresa Distribuidora, en el caso de que esta empresa los tuviera, en particular los materiales de cableados, armarios, transformadores, etc”.

“El Contratista adjudicatario estará obligado a realizar las obras cumpliendo las especificaciones que se señalen en la Licencia Municipal y en las licencias y permisos que para la obra sean necesarias”.



“Las obras se ajustarán tanto en su conjunto como en sus detalles, formas y definiciones, a las que figuran en los planos del proyecto y mediciones del mismo, siendo las secciones tipo, registros, anclajes, etc., las que figuran en las Normas Técnicas de La Empresa Distribuidora, a las condiciones de homologación aprobadas por esta Empresa, a lo prescrito en este pliego y a las órdenes que el Ingeniero director de las obras, dicte al contratista”.

“Cualquier duda en la interpretación de la definición de las obras, será resuelta por el Ingeniero director de las mismas, que además dará las instrucciones necesarias para obtener una correcta calidad en el producto final”.

“Además de lo especificado en este Pliego, serán de aplicación las siguientes disposiciones”:

- “Instrucción para el proyecto de ejecución de obras de hormigón en masa y armado (EHE-98)”.
- “Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la recepción de cemento RC-97”.
- “NBE-FL-90 Muros resistentes de fábrica de ladrillo, Real Decreto 1723/1990, de 20 de Diciembre del MOPU (B.O.E. 4 Enero 1991)”.

4.1 Normas de la empresa distribuidora de energía

“El presente proyecto, ha sido redactado teniendo en cuenta las normas de la Empresa Distribuidora de energía. No obstante, el Contratista se obliga a mantener con ellas el debido contacto a través del Técnico encargado, para evitar, siempre que sea posible, criterios dispares y dificultades posteriores”.

4.2 Disposiciones de obligado cumplimiento

“Son de aplicación en esta obra, tanto en lo que se refiere a materiales, ejecución y abono de las obras, las disposiciones que se relacionan en el anterior artículo, teniendo en cuenta que cualquier exigencia que figure en este Pliego y que sea más estricta que la contenida en una disposición oficial, prevalece contra la general siempre que no lesione los derechos constitucionales de la persona”.

“Como se ha expuesto en el primer apartado de este capítulo, a lo largo de la descripción de cada partida se exponen las condiciones que debe reunir la misma para recibirla como unidad de obra, pero se quiere expresar fehacientemente que el acto reglado de RECEPCIÓN se realizará cuando la obra esté totalmente terminada en su conjunto, no siendo motivo de aceptación parcial por partidas”.

5. Recepción de los materiales

“Los materiales deberán cumplir lo dispuesto en este pliego y en la normativa referenciada. La recepción podrá hacerse directamente en obra o bien desplazándose una persona autorizada a fábrica. Las comprobaciones o ensayos se realizarán por muestreo dentro de cada lote de fabricación. El resultado del muestreo se asignará al total del lote para su aceptación o rechazo”.

“Para la Recepción de las obras una vez terminadas, el Director de Obra y los representantes de la Propiedad, procederán en presencia de los representantes del Contratista a efectuar los reconocimientos y ensayos que estimen necesarios para



comprobar que las obras han sido ejecutadas con sujeción al presente Proyecto, las modificaciones autorizadas y a las órdenes de la Dirección de Obra”.

“No se recibirá ninguna instalación eléctrica que no haya sido probada a su tensión nominal de servicio y demostrado su correcto funcionamiento”.

6. Materiales de protección

6.1 Cintas de atención al cable eléctrico

“Cinta de polietileno con resistencia mínima a la tracción 100 kg/cm² en la sección longitudinal, de color amarillo-naranja 532 B UNE 48103. Designación CP-15. Dimensiones 15 cm de anchura, 1 mm de anchura, en rollos de 500 m. Norma NI 52.95.01”.

6.2 Placa de PVC de protección

“Placa de PVC sin plastificante de densidad 1,37 a 1,42 g/cm², de color amarillo-naranja 532 B UNE 48103. Designación PPC-V250/1000. Dimensiones 25 cm de anchura, 100 cm de longitud”.

7. Ensayo y reconocimiento de los materiales

“Los reconocimientos, ensayos y pruebas que se considere hacer con los materiales que han de emplearse en las obras para comprobar si reúnen las condiciones fijadas en el presente Pliego se verificarán por el Ingeniero Director de las obras, si bien cuando éste lo considere necesario o conveniente o no disponga de los medios precisos para realizar dichos ensayos, los encargará a un laboratorio de reconocida solvencia”.

“El Contratista podrá presenciar estos ensayos cuando corran a cargo del Director de las obras, bien personalmente bien delegando en otra persona”.

“De los ensayos, análisis y pruebas que se realicen en laboratorio, dan fe los documentos que por el mismo se expiden. Todos los gastos de las pruebas y ensayos, incluido el transporte de las muestras, deberán ser satisfechos por el contratista”.

“Los materiales rechazados, marcados con pinturas, deberán ser retirados de la obra dentro del plazo de ocho (8) días a partir de la fecha en que fueron rechazados. Si el contratista no los retirara en el plazo fijado, se entenderá que renuncia a dichos materiales a favor de la Administración, que podrá disponer libremente de ellos, siendo de cuenta del contratista los gastos que ocasione a la Administración la operación de retirarlos de la obra, a la distancia máxima de un (1) kilómetro”.

“Todos los materiales empleados deberán ser de primera calidad y atenerse estrictamente a las especificaciones de este Pliego”.

“Una vez adjudicada la obra definitivamente y antes de la instalación, el Contratista presentará al Técnico Encargado catálogos, cartas y muestras de los diferentes materiales. No se podrán emplear materiales sin que previamente hayan sido aceptados por la Dirección de Obra”.

“Este control previo no constituye su recepción definitiva, pudiendo ser rechazados por la Dirección de Obra aún después de colocados, si no cumplen con las condiciones exigidas, debiendo ser reemplazados por el Contratista por otros que cumplan”.



“Se realizarán cuantos análisis y pruebas se ordenen por la Dirección de Obra, aunque estos no estén indicados en este Pliego, los cuales se ejecutarán en los laboratorios que elija la Dirección, siendo los gastos ocasionados de cuenta exclusiva del Contratista”.

“Los ensayos de los materiales eléctricos se realizarán de acuerdo con la norma UNE o proyecto de Norma UNE publicada por el Instituto de Racionalización y Normalización (IRANOR) y en caso de que no existan, por aquellas pruebas que constituyen norma de buena construcción en el elemento ensayado”.

“Responderán todos los materiales a las características de tensión, intensidades, aislamientos y demás pruebas figurados en este Proyecto”.

“En el caso de que las marcas ofrecidas por el Contratista no reunieran a juicio del Directo de Obra suficiente garantía, éste escogerá el material de fabricantes nacionales, dentro de los tres que en cada caso y a su juicio, ofrezcan mayor garantía y aún en este caso exigirá cuantas pruebas oficiales y certificados se precisen para comprobar con total exactitud que el material es idóneo para el trabajo a que se destinó”.

8. Documentación y marcas

8.1 Marcas

“Todos los elementos de cableado deben llevar en parte visible y en altorrelieve las siguientes marcas”:

- “Sección nominal del conductor”.
- “Características de las protecciones, tanto de la pantalla, cubierta y sección de aislamiento”.
- “Fecha de fabricación”.
- “Identificación del fabricante”.
- “Indicador de operación”.
- “Nomenclatura del cable, según se indica en la memoria”.

8.2 Documentación

“Para cada modelo o tipo de material se entregará, de cada sección la siguiente documentación”:

- “Certificado de ensayo según se definió”.
- “Descripción del accesorio, operación y componentes”.
- “Para cada pedido”:
 - “Certificado de los ensayos de cada partida”.
 - “Detalle de las características diferenciales del pedido”.
 - “Certificado del ensayo de los materiales”.



9. Ejecución de las obras

9.1 Canalizaciones

“En atención a las normas particulares de la empresa distribuidora, las dimensiones de las zanjas tipo por donde discurre el conductor subterráneo tendrá las medidas que se indican en los planos en función de la zona por donde discurren”.

“Los cables irán dispuestos sobre lecho de arena de río 5 centímetros de espesor, que se cubrirá con otra capa de arena de idénticas características y un espesor mínimo de 10 centímetros, sobre esta se colocará como protección mecánica placas de plásticos sin halógenos (PE) longitudinalmente al sentido del tendido del cable y, por último, hasta igualar el terreno, tierra de la anteriormente extraída eliminando las posibles piedras que pudiera contener”.

“Se advertirá la presencia del tendido con una cinta de atención al cable eléctrico, formada por una banda de PVC ó similar, color amarillo, impresa a ella la advertencia de la existencia y peligro de la conducción eléctrica”.

9.2 Replanteo

“Replanteo del proyecto.- Una vez efectuado el diseño, cálculo de la red y la elección de materiales a emplear, todo ello justificado en el correspondiente proyecto, previo al comienzo de las obras e instalación de canalización procede el replanteo del trazado proyectado con el fin de acomodar éste a la situación real que se dé en el momento de la instalación”.

“En el acta de replanteo se recogerán las siguientes acciones”:

- “Determinación de la traza definitiva de las canalizaciones”.
- “Reconocimiento de la naturaleza del terreno”.
- “Situación de otras instalaciones, ya sean subterráneas (agua, alcantarillado, gas, telefonía, etc.), ya de superficie sobre viales afectados (caños, alcantarillas, cámaras, etc.)”.
- “Confección de planos detallados para la ejecución de obra, con inclusión de perfiles longitudinales y transversales, sobre todo en los trazados de la red de aducción y arterias de distribución”.
- “Indicación de especificaciones de montaje de los elementos de la canalización, obras de equipamiento y protecciones a realizar. De todo replanteo se levantará el acta correspondiente”.

“Además de la comprobación del replanteo general se cumplirán las siguientes prescripciones”:

- “El Ingeniero Director de las obras o el personal subalterno en quien delegue, cuando no se trate de partes de obra de importancia, ejecutarán sobre el terreno el replanteo, dejando perfectamente definidas las alturas correspondientes a enrasos de cimientos”.
- “Serán de cuenta del contratista todos los gastos que se originen al practicar los replanteos y reconocimientos a que se refiere este artículo”.



9.3 Zanjas

9.3.1 Zanjas tipo

Apertura

“Los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial”.

“Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar”.

“Ya sea en excavación manual o mecánica las zanjas a efectuar para la instalación de canalización serán lo más rectas posibles en su trazado en planta y con la rasante uniforme en conducciones de aducción, aun cuando se procure una profundidad uniforme de excavación, se hará de tal forma que se reduzcan en lo posible las líneas quebradas, en beneficio de tramos de pendiente o rampas uniformes en la mayor longitud posible”.

“Es aconsejable controlar cada 15 metros la profundidad y anchura de la zanja no admitiéndose desviaciones superiores al 10 % sobre lo especificado en el Proyecto”.

“Si la capacidad portante del fondo es baja, y como tal se entenderá aquella cuya carga admisible sea inferior a 0,5 Kg/cm², deberá mejorarse el terreno mediante sustitución o modificación”.

“La sustitución consistirá en la retirada de material indeseable y la colocación del seleccionado como arena, grava o zahorra. El espesor de la capa de este material será el adecuado para corregir la carga admisible hasta los 0,5 Kg./cm². El tamaño máximo del árido del material de sustitución será de 33 mm”.

“La modificación o consolidación del terreno se efectuará mediante la adición del material seleccionado al suelo original y posterior compactación. Se podrán emplear zahorras, arenas y otros materiales inertes, con un tamaño máximo del árido de 33 mm., con adiciones de cemento o productos químicos si fuese conveniente”.

“Asimismo, se mantendrá el fondo de la excavación adecuadamente drenado y libre de agua para asegurar la instalación satisfactoria de la conducción y la compactación de las camas de apoyo”.

“No se abrirá una longitud superior a 100 m sin instalar y tapar la canalización. Asimismo, se procurará que el fondo no se esponje ni sufra hinchamiento, compactándolo en otro caso hasta su densidad original”.

“En las obras exteriores a la Actuación Residencial se deberá de cumplir, además de lo ya especificado anteriormente, todo lo expuesto a continuación”:

“Se deben tomar todas las precauciones precisas para no tapar con tierra registros de agua, teléfono, bocas de riego, alcantarillado, etc. Durante la ejecución de los trabajos en la vía pública se dejarán pasos suficientes para vehículos y peatones, así como los accesos a los edificios, comercios y garajes. Si es necesario interrumpir la circulación se precisará una autorización especial”.

“Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán en el pavimento de las aceras, las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejarán puentes para la contención del terreno”.



“El Contratista deberá conocer con la mayor precisión las acometidas o el trazado de otros servicios a las fincas construidas y el trazado de otros servicios que discurren paralelamente a la línea eléctrica”.

“Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto”.

9.3.2 Suministro y colocación de la protección de arena en la zanja

“La arena que se utilice para la protección de los cables será limpia, exenta de sustancias orgánicas, arcilla, o partículas terrosas, para lo cual, si fuese necesario se tamizará o lavará convenientemente”.

“Se utilizará arena de río, con el tamaño de los granos de dos o tres milímetros como máximo. Cuando se emplee la procedente de la zanja, además de necesitar la aprobación del Supervisor de la Obra, será necesario su cribado”.

“En el lecho de la zanja irá una capa de 5 cm. de espesor de arena de río, sobre la que se situará el cable. Por encima del cable irá otra capa de 10 cm. de arena. Ambas capas de arena ocuparán la anchura total de la zanja”.

9.3.3 Suministro y colocación del testigo de PVC de protección en la zanja

“Encima de la segunda capa de arena se colocará una protección mecánica de placa cubre cables, siendo su anchura de 25 cm. cuando se trate de proteger un sólo cable”.

9.3.4 Colocación de la cinta de “Atención al cable”

“En las canalizaciones de baja y/o alta tensión, salvo en cruces de calzada, se colocará una cinta de polietileno, que denominaremos "Atención al Cable", del tipo utilizado por IBERDROLA, a lo largo de la canalización una tira por cada línea, en la vertical del mismo a 0'50 m. aproximadamente sobre el fondo de la zanja y entre dos capas de relleno de tierras”.

9.3.5 Tapado y compactado de las zanjas

“Una vez colocadas las protecciones del cable, señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con el material procedente de la excavación siempre que la Dirección Técnica lo considere apropiado”.

“Hasta 30 cm por encima de la canalización se utilizará material seleccionado, sin piedras, con grano fino inferior a 20 mm de diámetro. Por encima de dicha altura podrán emplearse materiales cuyos tamaños superiores a 10 cm no sobrepasen el 20 % en peso y sean inferiores a 15 cm”.

“En cuanto a su capacidad portante, el índice del material de relleno será superior a 3 y el hinchamiento, mediante el ensayo CBR, será inferior al 2%”.

“El relleno de las zanjas se realizará según el Artículo 332 del PG 3. Se realizará en tongadas sucesivas de espesor inferior a 20 cm, y de forma que se consiga un grado de compactación del 95 % del Proctor Normal. Se pondrá especial cuidado en el relleno por debajo del plano horizontal del eje de la canalización, de forma que el asiento de la misma no se efectúe sobre el relleno flojo”.



“Las tierras sobrantes de las zanjas, debido al volumen introducido en cables, arena, placa protectora de PVC homologada, así como el esponje normal del terreno, serán retiradas por el contratista y llevadas a vertedero. El lugar de trabajo quedará libre de dichas tierras y completamente limpio”.

9.4 Zanja con más de una banda horizontal

“Cuando en una misma zanja se coloquen cables de B.T. y M.T. cada uno de ellos deberá situarse a profundidad que le corresponda y llegará su correspondiente protección de arena y placa protectora de PVC homologada”.

“Se procurará que los cables de M.T. vayan colocados en el lado de la zanja más alejada de las viviendas y los de B.T. en el lado de la zanja más próximo a las mismas. De este modo se logrará prácticamente una independencia casi total entre ambas canalizaciones”.

“La distancia que se recomienda guardar en la proyección vertical entre ejes de ambas bandas debe ser de 25 cm. como mínimo”.

9.5 Zanjas especiales

“La separación mínima entre ejes de cables multipolares o mazos de cables unipolares, componentes del mismo circuito, deberá ser de 0'15 m. para cables de B.T. y M.T. y la separación entre ejes de cables extremos y la pared de la zanja de 0'10 m. por lo tanto, la anchura de la zanja se ejecutará con arreglo a estas distancias mínimas. También en algunos casos se pueden presentar dificultades anormales (galería, pozos, cloacas, etc.) entonces los trabajos se realizarán con la precaución y normas pertinentes en el caso y las generales dadas en el apartado para zanjas de tierra”.

9.6 Centro de transformación

9.6.1 Obra civil

“La(s) envolvente(s) empleada(s) en la ejecución de este proyecto cumplirán las condiciones generales prescritas en el MIE-RAT 14, Instrucción Primera del Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas, en lo referente a su inaccesibilidad, pasos y accesos, conducciones y almacenamiento de fluidos combustibles y de agua, alcantarillado, canalizaciones, cuadros y pupitres de control, celdas, ventilación, paso de líneas y canalizaciones eléctricas a través de paredes, muros y tabiques. Señalización, sistemas contra incendios, alumbrados, primeros auxilios, pasillos de servicio y zonas de protección y documentación”.

9.6.2 Aparamenta de Media Tensión

“Las celdas empleadas serán prefabricadas, con envolvente metálica, y que utilicen gas para cumplir dos misiones”:

- Aislamiento: “El aislamiento integral en gas confiere a la aparamenta sus características de resistencia al medio ambiente, bien sea a la polución del aire, a la humedad, o incluso a la eventual sumersión del centro por efecto de riadas”.



“Por ello, esta característica es esencial especialmente en las zonas con alta polución, en las zonas con clima agresivo (costas marítimas y zonas húmedas) y en las zonas más expuestas a riadas o entradas de agua en el centro”.

- Corte: “El corte en gas resulta más seguro que el aire, debido a lo explicado para el aislamiento”.

“Igualmente, las celdas empleadas habrán de permitir la extensibilidad "in situ" del centro, de forma que sea posible añadir más líneas o cualquier otro tipo de función, sin necesidad de cambiar la aparamenta previamente existente en el centro”.

“Se emplearán celdas de tipo modular, de forma que en caso de avería sea posible retirar únicamente la celda dañada, sin necesidad de desaprovechar el resto de las funciones”.

“Las celdas podrán incorporar protecciones del tipo autoalimentado, es decir, que no necesitan imperativamente alimentación externa. Igualmente, estas protecciones serán electrónicas, dotadas de curvas CEI normalizadas (bien sean normalmente inversas, muy inversas o extremadamente inversas), y entrada para disparo por termostato sin necesidad de alimentación auxiliar”.

9.6.3 Transformadores de potencia

“El transformador o transformadores instalados en este Centro de Transformación serán trifásicos, con neutro accesible en el secundario y demás características según lo indicado en la Memoria en los apartados correspondientes a potencia, tensiones primarias y secundarias, regulación en el primario, grupo de conexión, tensión de cortocircuito y protecciones propias del transformador”.

“Estos transformadores se instalarán, en caso de incluir un líquido refrigerante, sobre una plataforma ubicada encima de un foso de recogida, de forma que en caso de que se derrame e incendie, el fuego quede confinado en la celda del transformador, sin difundirse por los pasos de cable ni otras aberturas al resto del Centro de Transformación, si estos son de maniobra interior (tipo caseta)”.

“Los transformadores, para mejor ventilación, estarán situados en la zona de flujo natural de aire, de forma que la entrada de aire esté situada en la parte inferior de las paredes adyacentes al mismo y las salidas de aire en la zona superior de esas paredes”.

9.6.4 Equipos de medida

“Este centro incorpora los dispositivos necesitados para la medida de energía al ser de abonado, por lo que se instalarán en el centro los equipos con características correspondientes al tipo de medida prescrito por la compañía suministradora”.

“Los equipos empleados corresponderán exactamente con las características indicadas en la Memoria tanto para los equipos montados en la celda de medida (transformadores de tensión e intensidad) como para los montados en la caja de contadores (contadores, regleta de verificación...)”.



- Puesta en servicio

“El personal encargado de realizar las maniobras estará debidamente autorizado y adiestrado”.

“Las maniobras se realizarán en el siguiente orden: primero se conectará el interruptor/seccionador de entrada, si lo hubiere. A continuación, se conectará la aparatada de conexión siguiente hasta llegar al transformador, con lo cual tendremos a éste trabajando para hacer las comprobaciones oportunas”.

“Una vez realizadas las maniobras de MT, procederemos a conectar la red de BT”.

- Separación de servicio

“Estas maniobras se ejecutarán en sentido inverso a las realizadas en la puesta en servicio y no se darán por finalizadas mientras no esté conectado el seccionador de puesta a tierra”.

- Mantenimiento

“Para dicho mantenimiento se tomarán las medidas oportunas para garantizar la seguridad del personal”.

“Este mantenimiento consistirá en la limpieza, engrasado y verificado de los componentes fijos y móviles de todos aquellos elementos que fuese necesario”.

“Las celdas tipo CGMcosmos de ORMAZABAL, empleadas en la instalación, no necesitan mantenimiento interior, al estar aislada su aparatada interior en gas, evitando de esta forma el deterioro de los circuitos principales de la instalación”.

10. Reconocimiento de las obras

“Durante la realización de la obra, antes de aprobar cada partida se habrá procedido a realizar las siguientes comprobaciones”:

- “La profundidad y dimensiones de las zanjas”.
- “La resistencia y la calidad del hormigón de zanjas”.
- “El valor de la resistencia de p.a.t. y el del aislamiento”.
- “Secciones y tipos de los conductores utilizados”.
- “La distancia entre conductores”.
- “La distancia de los conductores al extremo de las zanjas y a otros servicios”.
- “La calidad de la arena”.
- “La compactación de las tierras que debe alcanzar el 98% del proctor modificado”.
- “El espesor de la capa de arena”.
- “El ancho y calidad de la placa protectora de PVC homologada”.
- “El espesor de la capa de tierra y su composición exenta de piedras”.
- “La existencia de la cinta de atención al cable”.



- “La calidad de la reposición de firme cuando se realice”.
- “La naturaleza de los empalmes”.
- “Comprobación de la aparamenta de A.T”.
- “El valor de la resistencia de p.a.t. y el del aislamiento”.
- “La distancia de los conductores a masa”.
- “La calidad de la acera perimetral, incluida la capa asfáltica de aislamiento eléctrico”.

“Y todas aquellas otras comprobaciones y ensayos que estime el D.O. en el correcto ejercicio de su cometido”.

“Antes de la Recepción de las obras, el Contratista retirará de las mismas hasta dejarlas completamente limpias y despejadas, de todos los materiales sobrantes, restos, embalajes, bobinas de cables, medios auxiliares, tierras sobrantes de excavaciones y rellenos y escombros”.

“Se comprobará que los materiales coinciden con los admitidos por el Director de Obra en el control previo y se corresponden con las muestras que tenga en su poder, si las hubiera, y no hayan sufrido deterioro en su aspecto o funcionamiento. Igualmente se comprobará que la construcción de las obras de fábrica, la realización de las obras de tierra y el montaje de todas las instalaciones eléctricas han sido ejecutadas de modo correcto y terminadas y rematadas completamente. En particular se llama la atención sobre la verificación de los siguientes puntos”:

- “Forma de ejecución de los terminales, empalmes, derivaciones y conexiones en general”.
- “Tipos y características de tensión y intensidad nominales y funcionamiento de los aparatos de maniobra, mando, protección y medida”.
- “Compactación de las zanjas y reposición de firmes y pavimentos afectados”.
- “Geometría de las obras”.

“Efectuado este reconocimiento y de acuerdo con las conclusiones obtenidas, se procederá a realizar con las instalaciones eléctricas los ensayos que se indican en los apartados siguientes”:

“Una vez realizada la obra y las comprobaciones anteriormente indicadas, se redactará el Acta de Recepción de la obra, a la que se unirá su correspondiente acta de pruebas”.

- “El orden de sucesión de fases, tanto en alta como en media tensión”.
- “El nivel de aislamiento en tanto en alta como en media tensión”.
- “El valor de la p.a.t. en las redes de alta y media tensión”.
- “Comprobación de la aparamenta de A.T”.
- “El equipo móvil de maniobra, banqueta, pértiga, guantes etc”.
- “La limpieza total de las obras”.

“También se llevarán a cabo aquellas otras comprobaciones tendentes a determinar la correcta ejecución de las obras y la calidad de los materiales. Se requerirá



al Contratista los certificados de homologación de los materiales que estime conveniente el D.O”.

11. Pruebas de recepción

“Antes de la puesta en servicio de las instalaciones y según se establece en la normativa vigente, es necesario la realización de las pruebas de la instalación reglamentarias para cada uno de los ítems incluidos en el presente Pliego de Condiciones Técnicas”.

“No se efectuará la recepción de las instalaciones sin la realización previa de las pruebas obligatorias según Norma UNE de aplicación, como las que considere oportunas la Dirección de Obras y que en cualquier caso deberán ser como mínimo las siguientes”.

11.1.1 Cables

“Tanto los cables de BT. como de M.T. llevarán implícitas las siguientes pruebas”:

- “Prueba de resistencia de aislamiento entre fases y entre fase y neutro”.
- “Continuidad de los conductores en todo su recorrido”.
- “Pruebas de los cables con tensión sin carga”.

12. Certificados y documentación

“Se adjuntarán, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos competentes, las documentaciones indicadas a continuación”:

- “Autorización administrativa de la obra”.
- “Proyecto firmado por un técnico competente”.
- “Certificación de fin de obra”.
- “Conformidad por parte de la compañía suministradora”.

Documento N°4

Presupuestos

ÍNDICE

1.	Presupuesto de inversión	1
1.1	Presupuesto parcial	1
1.1.1	Módulos fotovoltaicos	1
1.1.2	Cuadros de agrupamiento	1
1.1.3	Inversor fotovoltaico.....	1
1.1.4	Centro de transformación	2
1.1.5	Seguidor solar	5
1.1.6	Obra civil	5
1.1.7	Cableado CC y CA	6
1.1.8	Mano de obra	6
1.1.9	Parcela	6
1.1.10	Monitorización	7
1.1.11	Sistema de vigilancia	7
1.1.12	Otros elementos	7
1.2	Coste por partidas	7
1.3	Presupuesto de ejecución por contrata.....	8
2.	Presupuesto de explotación	8
2.1	Coste del personal de mantenimiento	8
2.2	Servicio de limpieza de la instalación.....	8
2.3	Gastos generales	8
2.4	Seguro	8
2.5	Costes de explotación	9

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Coste módulos fotovoltaicos	1
Tabla 1.2: Coste cuadros de agrupamiento.....	1
Tabla 1.3: Coste inversor fotovoltaico	1
Tabla 1.4: Coste obra civil CT.....	2
Tabla 1.5: Coste equipo de potencia CT.....	2
Tabla 1.6: Coste equipo de baja tensión CT.....	2
Tabla 1.7: Coste equipo media tensión CT.....	3
Tabla 1.8: Coste sistema de puesta a tierra CT.....	4
Tabla 1.9: Coste varios CT	4
Tabla 1.10: Coste por partidas del CT	5
Tabla 1.11: Coste seguidor solar	5
Tabla 1.12: Coste obra civil.....	5
Tabla 1.13: Coste cableado CC y CA.....	6
Tabla 1.14: Coste mano de obra	6
Tabla 1.15: Coste parcela	6
Tabla 1.16: Coste monitorización.....	7
Tabla 1.17: Coste sistema de vigilancia	7
Tabla 1.18: Coste otros elementos.....	7
Tabla 1.19: Coste por partidas	7
Tabla 1.20: Presupuesto de ejecución por contrata	8
Tabla 2.1: Coste personal planta.....	8
Tabla 2.2: Costes de explotación.....	9



1. Presupuesto de inversión

1.1 Presupuesto parcial

1.1.1 Módulos fotovoltaicos

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
A.MFV.1	Módulo Fotovoltaico de 390 Wp de potencia nominal, monocristalino, 144 media células, 22,5kg de peso y dimensiones 2008x1002x40 mm.	2880,00	109,26 €	314.677,44 €
A.MFV	Módulos Fotovoltaicos		Coste partida (€)	314.677,44 €

Tabla 1.1: Coste módulos fotovoltaicos

1.1.2 Cuadros de agrupamiento

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
B.CA.1	Caja de conexiones para 5 series con sistema de monitorización, conectores para entradas de corriente continua terminal positivo y negativo, interruptor seccionador de corte en carga, fusibles de 16A para cada serie, protección de sobretensiones. Puerto de comunicación RS 485. Caja de policarbonato, protección IP65.	24,00	900,00 €	21.600,00 €
B.CA.2	Caja sumadora para 3 series conectores para entradas de corriente continua terminal positivo y negativo, interruptor seccionador de corte en carga, fusibles 80A para cada serie, protección de sobretensiones. Módulo de poliéster, protección IP 65.	8,00	550,00 €	4.400,00 €
B.CA.3	Caja sumadora para 8 series de conectores para entradas de corriente alterna monofásica, interruptor seccionador de corte en carga y diferencial de 200A, interruptores automáticos de 63A para cada serie, protección de sobretensiones. Módulo de poliéster, protección IP 65.	1,00	900,00 €	900,00 €
B.CA.4	Caja sumadora para 10 series de conectores para entradas de corriente alterna monofásica, interruptor seccionador de corte en carga y diferencial de 63A, interruptores automáticos de 10A para cada serie, protección de sobretensiones. Módulo de poliéster, protección IP 65.	8,00	700,00 €	5.600,00 €
B.CA	Cuadros de Agrupamiento		Coste partida (€)	32.500,00 €

Tabla 1.2: Coste cuadros de agrupamiento

1.1.3 Inversor fotovoltaico

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
C.INV.1	Inversor de conexión a red de 125kVA de potencia nominal. Tensión de salida 600V, máxima eficiencia 98,7%, distorsión armónica de corriente <3%, grado de protección IP65, data logger para monitorización y control remoto+dispositivo de control de potencia+red de tierra interior	8,00	35.000,00 €	280.000,00 €
C.INV.2	Caseta con estructura UPN 160 S 275 JR de acero laminado en caliente. Correas DD11 en tubo 60x30x2 y 60x60x2mm	2,00	700,00 €	1.400,00 €
C.INV	Inversor Fotovoltaico		Coste partida (€)	281.400,00 €

Tabla 1.3: Coste inversor fotovoltaico



1.1.4 Centro de transformación

1.1.4.1 Obra civil

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
D.CT.OBRA.1	Edificio de Transformación: pfu.5/20.Edificio prefabricado constituido por una envolvente, de estructura monobloque, de hormigón armado, tipo pfu.5/20, de dimensiones generales aproximadas 6080 mm de largo por 2380 mm de fondo por 3045 mm de alto. Incluye el edificio y todos sus elementos exteriores según CEI 622171-202, transporte, montaje y accesorios. Se incluyen el montaje y conexión.	1,00	9.825,00 €	9.825,00 €
D.CT.OBRA	Obra civil CT		Coste partida (€)	9.825,00 €

Tabla 1.4: Coste obra civil CT

1.1.4.2 Equipo de potencia

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
D.CT.POT.1	Transforma aceite 24 kV, Transformador trifásico reductor de tensión marca ORMAZABAL, según las normas citadas en la Memoria con neutro accesible en el secundario, de potencia 1000 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 20 kV y tensión secundaria 420 V en vacío (B2), grupo de conexión Dyn11, de tensión de cortocircuito de 6% y regulación primaria de + 2,5%, + 5%, + 7,5%, + 10 %. Se incluye también una protección con Relé DGPT2.	1,00	15.406,00 €	15.406,00 €
D.CT.POT	Equipo de Potencia CT		Coste partida (€)	15.406,00 €

Tabla 1.5: Coste equipo de potencia CT

1.1.4.3 Equipo de baja tensión

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
D.CT.BT.1	Puentes BT - B2 Transformador 1: Puentes BT - B2 Transformador 1. Juego de puentes de cables de BT, de sección y material 0,6/1 kV tipo RZ1 de 1x240Al sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formados por un grupo de cables en la cantidad 4xfase + 2xneutro de 2,5 m de longitud.	1,00	1.300,00 €	1.300,00 €
D.CT.BT.2	Equipo de Medida de Energía: Equipo de medida. Contador tarificador electrónico multifunción, registrador electrónico y regleta de verificación.	1,00	3.432,00 €	3.432,00 €
D.CT.BT	Equipo de BT CT		Coste partida (€)	4.732,00 €

Tabla 1.6: Coste equipo de baja tensión CT



1.1.4.4 Equipo de media tensión

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
D.CT.MT.1	Equipo de MT. 1 Entrada / Salida 1: cgmcosmos-l Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL, con las siguientes características: Un = 24 kV, In = 630 A, Icc = 16 kA / 40 kA. Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm. Mando: motorizado tipo BM. Se incluyen el montaje y conexión.	2,00	4.712,50 €	9.425,00 €
D.CT.MT.2	Seccionamiento Compañía: cgmcosmos-l Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un = 24 kV, In = 630 A, Icc = 16 kA / 40 kA. Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm. Mando: motorizado tipo BM. Se incluyen el montaje y conexión.	1,00	4.712,50 €	4.712,50 €
D.CT.MT.3	Alimentación de Servicios Auxiliares: cgmcosmos-a. Módulo metálico de corte y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un=24 kV, In = 630 A, Icc=16 kA / 40 kA. Dimensiones: 470 mm / 875 mm / 1740 mm. Se incluye montaje y conexión.	1,00	9.500,00 €	9.500,00 €
D.CT.MT.4	Remonte a Protección General: cgmcosmos-l. Módulo metálico para protección del remonte de cables al embarrado general, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un = 24 kV. Dimensiones: 365 mm / 735 mm / 1740 mm. Se incluye montaje y conexión.	1,00	3.762,50 €	3.762,50 €
D.CT.MT.5	Protección General: cgmcosmos-v Módulo metálico de corte en vacío y aislamiento íntegro en gas, preparado para una eventual inmersión, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un = 24 kV, In = 630 A, Icc = 16 kA / 40 kA. Dimensiones: 480 mm / 850 mm / 1740 mm. Mando (automático): manual RAV. Relé de protección: ekor.rpg-201A. Se incluye el montaje y conexión.	1,00	14.962,50 €	14.962,50 €
D.CT.MT.6	Medida: cgmcosmos-m. Módulo metálico, conteniendo en su interior debidamente montados y conexonados los aparatos y materiales adecuados, fabricado por ORMAZABAL con las siguientes características: Un = 24 kV. Dimensiones: 800 mm / 1025 mm / 1740 mm. Se incluyen el montaje y conexión.	1,00	6.150,00 €	6.150,00 €
D.CT.MT.7	Puentes MT Transformador 1: Cables MT 12/20 kV. Cables MT 12/20 kV del tipo HEPRZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x50 Al empleando 3 de 10 m de longitud, y terminaciones EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable acodada y modelo K158LR. En el otro extremo son del tipo cono difusor y modelo OTK 224.	1,00	950,00 €	950,00 €
D.CT.MT.8	Interconexión enchufable apantallada no accesible de la función de protección MT y de la función transformador mediante conjuntos de unión unipolares de aislamiento 36 kV ORMALINK de Ormazabal	1,00	950,00 €	950,00 €
D.CT.MT	Equipo de MT CT		Coste partida (€)	50.412,50 €

Tabla 1.7: Coste equipo media tensión CT



1.1.4.5 Sistema de puesta a tierra

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
D.CT.SPT.1	Tierras Exteriores Prot Transformación: Anillo rectangular. Instalación exterior de puesta a tierra de protección en el edificio de transformación, debidamente montada y conexionada, empleando conductor de cobre desnudo. El conductor de cobre está unido a picas de acero cobreado de 14 mm de diámetro.	1,00	1.285,00 €	1.285,00 €
D.CT.SPT.2	Tierras Exteriores Serv Transformación: Picas alineadas. Tierra de servicio o neutro del transformador. Instalación exterior realizada con cobre aislado con el mismo tipo de materiales que las tierras de protección.	1,00	630,00 €	630,00 €
D.CT.SPT.3	Tierras Interiores Prot Transformación: Instalación interior tierras. Instalación de puesta a tierra de protección en el edificio de transformación, con el conductor de cobre desnudo, grapado a la pared, y conectado a los equipos de MT y demás aparata de este edificio, así como una caja general de tierra de protección según las normas de la compañía suministradora.	1,00	925,00 €	925,00 €
D.CT.SPT.4	Tierras Interiores Serv Transformación: Instalación interior tierras. Instalación de puesta a tierra de servicio en el edificio de transformación, con el conductor de cobre aislado, grapado a la pared, y conectado al neutro de BT, así como una caja general de tierra de servicio según las normas de la compañía suministradora.	1,00	925,00 €	925,00 €
D.CT.SPT	Sistema de Puesta a Tierra CT		Coste partida (€)	3.765,00 €

Tabla 1.8: Coste sistema de puesta a tierra CT

1.1.4.6 Varios

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
D.CT.VAR.1	Defensa de Transformadores. Defensa de Transformador 1: Protección física transformador. Protección metálica para defensa del transformador. La defensa incluye una cerradura enclavada con la celda de protección del transformador correspondiente.	1,00	283,00 €	283,00 €
D.CT.VAR.2	Equipos de Iluminación en el edificio de transformación. Iluminación Edificio de Transformación: Equipo de iluminación. Equipo de iluminación compuesto de: Equipo de alumbrado que permita la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los equipos de MT. Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.	1,00	600,00 €	600,00 €
D.CT.VAR.3	Banquillo aislante. Equipos de operación, maniobra y seguridad en el edificio de transformación. Maniobra de Transformación: Equipo de seguridad y maniobra. Equipo de operación que permite tanto la realización de maniobras con aislamiento suficiente para proteger al personal durante la operación, tanto de maniobras como de mantenimiento.	1,00	550,00 €	550,00 €
D.CT.VAR	Varios CT		Coste partida (€)	1.433,00 €

Tabla 1.9: Coste varios CT



1.1.4.7 Partidas del centro de transformación

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
D.CT.OBRA	Obra Civil	1,00	9.825,00 €	9.825,00 €
D.CT.MT	Equipo de Media Tensión	1,00	50.412,50 €	50.412,50 €
D.CT.POT	Equipo de Potencia	1,00	15.406,00 €	15.406,00 €
D.CT.BT	Equipo de Baja Tensión	1,00	4.732,00 €	4.732,00 €
D.CT.SPT	Sistema de Puesta a Tierra	1,00	3.765,00 €	3.765,00 €
D.CT.VAR	Varios	1,00	1.433,00 €	1.433,00 €
D.CT	Centro de Transformación		Coste partida (€)	85.573,50 €

Tabla 1.10: Coste por partidas del CT

1.1.5 Seguidor solar

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
E.SEG.1	Seguidor solar DEGER S100-PF-DR. Seguidor solar con tecnología de seguimiento MLD. Capacidad máxima 78,6m2. Fijación al terreno por postes hincados. Estructura de acero galvanizado, aluminio y materiales sintéticos.	80,00	3.500,00 €	280.000,00 €
E.SEG	Seguidor solar		Coste partida (€)	280.000,00 €

Tabla 1.11: Coste seguidor solar

1.1.6 Obra civil

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
G.OC.1	Compactación de pilotes, mediante medios mecánicos con dimensiones definidas por proyecto. Compactado de fondo de la excavación mediante medios mecánicos. Hormigón HM-15. Material de encofrado. Mano de obra para la ejecución de las obras incluida.	950,00	35,00 €	33.250,00 €
G.OC.2	Limpieza y desbroce de la superficie del terreno con medio mecánicos.	24000,00	0,30 €	7.200,00 €
G.OC.3	Embastado, refinado y escarificado, además de compactado del terreno para dotarlo de mayor homogeneidad. Por medios mecánicos.	24000,00	0,35 €	8.400,00 €
G.OC.4	Zahorra para los caminos, extensión de zahorra mediante medios mecánicos y posterior refinado y compactado de zahorra.	2250,00	2,00 €	4.500,00 €
G.OC.5	Excavación de zanjas para acometidas de las líneas por medios mecánicos tipo retroexcavadora, vertido de arena para la creación de capas de distinto espesor. Posterior compactado. Incluida mano de obra.	2550,00	12,25 €	31.237,50 €
G.OC.6	Excavación de sistemas de drenaje para la recolecta de aguas de origen pluvial por medios mecánicos.	735,00	9,35 €	6.872,25 €
G.OC.7	Instalación del vallado perimetral de la parcela consistente en una malla de simple torsión con una altura de 2m y postes de sustentación.	620,00	10,00 €	6.200,00 €
G.OC	Obra Civil		Coste partida (€)	97.659,75 €

Tabla 1.12: Coste obra civil



1.1.7 Cableado CC y CA

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
F.CBD.1	Líneas de CC en tramo 1 con conductor de cobre 6mm2 y aislamiento 1/1kV de PVC.	7069,00	0,45 €	3.181,05 €
F.CBD.2	Líneas de CC en tramo 2 con conductor de cobre 25mm2 y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	2228,00	0,69 €	1.537,32 €
F.CBD.3	Líneas de CC en tramo 3 con conductor de aluminio 95mm2 y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	24,00	0,95 €	22,80 €
F.CBD.4	Líneas de CA en tramo 4 con conductor de aluminio 240mm2 y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	1228,00	3,15 €	3.868,20 €
F.CBD.5	Líneas de CA en tramo 5 con conductor de aluminio 630mm2 y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	4,00	6,21 €	24,84 €
F.CBD.6	Cable de alimentación de las cajas de conexiones y monitorización.	3456,00	0,77 €	2.661,12 €
F.CBD.7	Cable RS 485 de conexión entre cajas de conexiones e inversor.	2300,00	0,79 €	1.817,00 €
F.CBD.8	Línea de CA en tramo 1 Seguidor con conductor de aluminio 150mm2 y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	5,00	1,12 €	5,60 €
F.CBD.9	Línea de CA en tramo 2 Seguidor con conductor de aluminio 50mm2 y aislamiento 0,6/1kV de XLPE.	1669,00	0,76 €	1.268,44 €
F.CBD.10	Línea de CA en tramo 3 Seguidor con conductor de cobre 6mm2 y aislamiento 1/1kV de PVC.	4535,00	0,45 €	2.040,75 €
F.CBD.11	Bandeja rejiband electro zincada 60x300mm para tramo 1.	6500,00	2,50 €	16.250,00 €
F.CBD.12	Tubo corrugado diámetro 225mm de PVC, para tramo	2100,00	3,50 €	7.350,00 €
F.CBD.13	Bandeja rejiband electro zincada 60x300mm para tramo 3.	20,00	2,50 €	50,00 €
F.CBD.14	Tubo corrugado diámetro 300mm de PVC, para tramo	1228,00	5,00 €	6.140,00 €
F.CBD.15	Bandeja rejiband electro zincada 100x500mm para tramo 5.	4,00	6,00 €	24,00 €
F.CBD.16	Bandeja rejiband electro zincada 60x300mm para tramo 1 Seguidores.	5,00	1,12 €	5,60 €
F.CBD.17	Tubo corrugado diámetro 225mm de PVC, para tramo 2 Seguidores.	1650,00	4,50 €	7.425,00 €
F.CBD.18	Bandeja rejiband electro zincada 60x300mm para tramo 3.	4500,00	2,50 €	11.250,00 €
F.CBD	Cableado CC y CA		Coste partida (€)	64.921,72 €

Tabla 1.13: Coste cableado CC y CA

1.1.8 Mano de obra

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
H.MO.1	Trabajadores debidamente cualificados para realizar las tareas de realización de la obra civil.	7,00	1.500,00 €	10.500,00 €
H.MO.2	Coste montaje de instalación fotovoltaica tipo de 120kWp. Incluye el transporte de todos los elementos hasta la obra, la adecuada colocación y el montaje de todas las partes.	8,40	3.000,00 €	25.200,00 €
H.MO	Mano de Obra		Coste partida (€)	35.700,00 €

Tabla 1.14: Coste mano de obra

1.1.9 Parcela

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
I.PAR.1	Parcela ubicada en Yecla. Coste tipo del m2.	24000,00	2,57 €	61.680,00 €
I.PAR	Parcela		Coste partida (€)	61.680,00 €

Tabla 1.15: Coste parcela



1.1.10 Monitorización

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
J.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.	1,00	2.700,00 €	2.700,00 €
J.MON.2	Estación meteorológica con medidas de precipitación, dirección e intensidad del viento, irradiación solar.	1,00	990,00 €	990,00 €
J.MON	Monitorización		Coste partida (€)	3.690,00 €

Tabla 1.16: Coste monitorización

1.1.11 Sistema de vigilancia

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
K.SV.1	Cámara de vigilancia con sistema de infrarrojos incluido para las horas nocturnas.	8,00	2.300,00 €	18.400,00 €
K.SV.2	Foco de 400W de potencia de halogenuro. Incluye cableado y puesta en servicio.	8,00	500,00 €	4.000,00 €
K.SV	Sistema de Vigilancia		Coste partida (€)	22.400,00 €

Tabla 1.17: Coste sistema de vigilancia

1.1.12 Otros elementos

Código	Concepto	Unidades	C.u.(€/ud) (IVA incluido)	Coste total (€)
L.OE.1	Sistema de pararrayos	4,00	1.800,00 €	7.200,00 €
L.OE.2	Almacén de la planta fotovoltaica	1,00	4.200,00 €	4.200,00 €
L.OE	Otros Elementos		Coste partida (€)	11.400,00 €

Tabla 1.18: Coste otros elementos

1.2 Coste por partidas

Código	Concepto	Coste (€)
A.MFV	Módulos fotovoltaicos	314.677,44 €
B.CA	Cuadros de Agrupamiento	32.500,00 €
C.INV	Inversor Fotovoltaico	281.400,00 €
D.CT	Centro de Transformación	85.573,50 €
E.SEG	Seguidor Solar	280.000,00 €
F.CBD	Cableado de CC y CA	64.921,72 €
G.OC	Obra Civil	97.659,75 €
H.MO	Mano de Obra	35.700,00 €
I.PAR	Parcela	61.680,00 €
J.MON	Monitorización	3.690,00 €
K.SV	Sistema de Vigilancia	22.400,00 €
L.OE	Otros Elementos	11.400,00 €
Presupuesto de Ejecución Material		1.291.602,41 €

Tabla 1.19: Coste por partidas

Se puede observar a simple vista que las tres partidas que más gasto suponen son los módulos fotovoltaicos, los inversores y los seguidores solares. Estas serían las partidas



que debemos priorizar para abaratar su precio y así disminuir el presupuesto de ejecución material.

Cabe destacar que ese valor de presupuesto incluye el IVA, como se puede ver en cada una de las partidas.

1.3 Presupuesto de ejecución por contrata

Teniendo en cuenta el beneficio industrial y los gastos generales nos queda:

Concepto	Coste (€)
Presupuesto de Ejecución Material	1.291.602,41 €
Gastos Generales (13%)	167.908,31 €
Beneficio Industrial (6%)	77.496,14 €
Presupuesto de Ejecución por Contrata	1.537.006,87 €

Tabla 1.20: Presupuesto de ejecución por contrata

“ASCIENDE EL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA DE LA CONSTRUCCIÓN DEL HUERTO SOLAR A LA CANTIDAD DE UN MILLÓN QUINIENTOS TREINTA Y SIETE MIL SEIS EUROS CON OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS (1.537.006,87€)”

2. Presupuesto de explotación

2.1 Coste del personal de mantenimiento

Operario	Coste del operario (€/año)	Número de trabajadores	Coste anual (€/año)
Técnico mantenimiento	12.000,00 €	1,00	12.000,00 €
Coste del personal de la planta			12.000,00 €

Tabla 2.1: Coste personal planta

2.2 Servicio de limpieza de la instalación

Será necesaria la limpieza de las partes en las que trabaje el técnico. Este se asume que tendrá un coste de 8€/hora y se limpiará 2 días a la semana durante una hora, por lo que el coste anual será de 836€.

2.3 Gastos generales

Entre estos gastos se consideran el agua, luz, internet, etc. Se estima de 1000€ anuales.

2.4 Seguro

La planta contará con un seguro adecuado que cubra daños y desperfectos provocados por incendios, inundaciones, accidentes en general, robos, etc. El importe de este seguro se asume que será de 2000€/año.



2.5 Costes de explotación

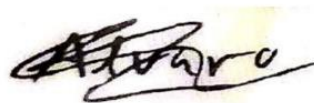
Concepto	Coste anual (€)
Costes de personal	12.000,00 €
Limpieza	836,00 €
Gastos Generales	1.000,00 €
Seguro	2.000,00 €
Total	15.836,00 €

Tabla 2.2: Costes de explotación

“ASCIENDE LOS COSTES ANUALES DE EXPLOTACIÓN DEL HUERTO SOLAR A QUINCE MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y SEIS EUROS (15.836,00€)”

Diseño de un huerto solar fotovoltaico de 1MW en la zona de Yecla.

GITI UPCT. Cartagena 21 Julio 2020

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Álvaro', is centered on the page. The signature is written in a cursive style with a horizontal line underneath.

Fdo: Álvaro Hernández Aparicio

Anexo N°1 Estudio de seguridad y salud

ÍNDICE

1.	Seguridad, higiene y salud en el trabajo	1
1.1	Prevención de riesgos laborales	1
1.1.1	Introducción.....	1
1.1.2	Derechos y obligaciones.....	1
1.1.3	Servicios de prevención.....	7
1.1.4	Consulta y participación de los trabajadores	8
1.2	Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.....	9
1.2.1	Introducción.....	9
1.2.2	Obligaciones del empresario	10
1.3	Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo	14
1.3.1	Introducción.....	14
1.3.2	Obligación general del empresario	15
1.4	Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo	16
1.4.1	Introducción.....	16
1.4.2	Obligación general del empresario	16
1.5	Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción	22
1.5.1	Estudio básico de seguridad y salud	22
1.5.2	Disposiciones específicas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras	35
1.6	Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.....	36
1.6.1	Introducción.....	36
1.6.2	Obligaciones generales del empresario	36



1. Seguridad, higiene y salud en el trabajo

1.1 Prevención de riesgos laborales

1.1.1 Introducción

“La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de *Prevención de Riesgos Laborales* tiene por objeto la determinación del cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los *riesgos derivados de las condiciones de trabajo*”.

“Como ley establece un marco legal a partir del cual las *normas reglamentarias* irán fijando y concretando los aspectos más técnicos de las medidas preventivas”.

“Estas normas complementarias quedan resumidas a continuación”:

- “Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo”.

- “Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo”.

- “Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo”.

- “Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción”.

- “Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual”.

1.1.2 Derechos y obligaciones

DERECHO A LA PROTECCIÓN FRENTE A LOS RIESGOS LABORALES.

“Los trabajadores tienen derecho a una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo”.

“A este efecto, el empresario realizará la prevención de los riesgos laborales mediante la adopción de cuantas medidas sean necesarias para la protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, con las especialidades que se recogen en los artículos siguientes en materia de evaluación de riesgos, información, consulta, participación y formación de los trabajadores, actuación en casos de emergencia y de riesgo grave e inminente y vigilancia de la salud”.



PRINCIPIOS DE LA ACCIÓN PREVENTIVA.

“El empresario aplicará las medidas preventivas pertinentes, con arreglo a los siguientes principios generales”:

- “Evitar los riesgos”.
- “Evaluar los riesgos que no se pueden evitar”.
- “Combatir los riesgos en su origen”.
- “Adaptar el trabajo a la persona, en particular en lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo”.
- “Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual”.
- “Dar las debidas instrucciones a los trabajadores”.
- “Adoptar las medidas necesarias a fin de garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico”.
- “Prever las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador”.

EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS.

“La acción preventiva en la empresa se planificará por el empresario a partir de una evaluación inicial de los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores, que se realizará, con carácter general, teniendo en cuenta la naturaleza de la actividad, y en relación con aquellos que estén expuestos a riesgos especiales. Igual evaluación deberá hacerse con ocasión de la elección de los equipos de trabajo, de las sustancias o preparados químicos y del acondicionamiento de los lugares de trabajo”.

“De alguna manera se podrían clasificar las causas de los riesgos en las categorías siguientes”:

- “Insuficiente calificación profesional del personal dirigente, jefes de equipo y obreros”.
- “Empleo de maquinaria y equipos en trabajos que no corresponden a la finalidad para la que fueron concebidos o a sus posibilidades”.
- “Negligencia en el manejo y conservación de las máquinas e instalaciones. Control deficiente en la explotación”.
- “Insuficiente instrucción del personal en materia de seguridad”.



Referente a las máquinas herramienta, los riesgos que pueden surgir al manejarlas se pueden resumir en los siguientes puntos:

- “Se puede producir un accidente o deterioro de una máquina si se pone en marcha sin conocer su modo de funcionamiento”.
- “La lubricación deficiente conduce a un desgaste prematuro por lo que los puntos de engrase manual deben ser engrasados regularmente”.
- “Puede haber ciertos riesgos si alguna palanca de la máquina no está en su posición correcta”.
- “El resultado de un trabajo puede ser poco exacto si las guías de las máquinas se desgastan, y por ello hay que protegerlas contra la introducción de virutas”.
- “Puede haber riesgos mecánicos que se deriven fundamentalmente de los diversos movimientos que realicen las distintas partes de una máquina y que pueden provocar que el operario”:
- “Entre en contacto con alguna parte de la máquina o ser atrapado entre ella y cualquier estructura fija o material”.
- “Sea golpeado o arrastrado por cualquier parte en movimiento de la máquina”.
- “Ser golpeado por elementos de la máquina que resulten proyectados”.
- “Ser golpeado por otros materiales proyectados por la máquina”.
- “Puede haber riesgos no mecánicos tales como los derivados de la utilización de energía eléctrica, productos químicos, generación de ruido, vibraciones, radiaciones, etc”.

“Los movimientos peligrosos de las máquinas se clasifican en cuatro grupos”:

- “Movimientos de rotación. Son aquellos movimientos sobre un eje con independencia de la inclinación del mismo y aun cuando giren lentamente. Se clasifican en los siguientes grupos”:
- “Elementos considerados aisladamente tales como árboles de transmisión, vástagos, brocas, acoplamientos”.
- “Puntos de atrapamiento entre engranajes y ejes girando y otras fijas o dotadas de desplazamiento lateral a ellas”.
- “Movimientos alternativos y de traslación. El punto peligroso se sitúa en el lugar donde la pieza dotada de este tipo de movimiento se aproxima a otra pieza fija o móvil y la sobrepasa”.
- “Movimientos de traslación y rotación. Las conexiones de bielas y vástagos con ruedas y volantes son algunos de los mecanismos que generalmente están dotadas de este tipo de movimientos”.
- “Movimientos de oscilación. Las piezas dotadas de movimientos de oscilación pendular generan puntos de “tijera” entre ellas y otras piezas fijas”.



“Las actividades de prevención deberán ser modificadas cuando se aprecie por el empresario, como consecuencia de los controles periódicos previstos en el apartado anterior, su inadecuación a los fines de protección requeridos”.

EQUIPOS DE TRABAJO Y MEDIOS DE PROTECCIÓN.

“Cuando la utilización de un equipo de trabajo pueda presentar un riesgo específico para la seguridad y la salud de los trabajadores, el empresario adoptará las medidas necesarias con el fin de que”:

- “La utilización del equipo de trabajo quede reservada a los encargados de dicha utilización”.
- “Los trabajos de reparación, transformación, mantenimiento o conservación sean realizados por los trabajadores específicamente capacitados para ello”.

“El empresario deberá proporcionar a sus trabajadores equipos de protección individual adecuados para el desempeño de sus funciones y velar por el uso efectivo de los mismos”.

INFORMACIÓN, CONSULTA Y PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES.

“El empresario adoptará las medidas adecuadas para que los trabajadores reciban todas las informaciones necesarias en relación con”:

- “Los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores en el trabajo”.
- “Las medidas y actividades de protección y prevención aplicables a los riesgos”.

“Los trabajadores tendrán derecho a efectuar propuestas al empresario, así como a los órganos competentes en esta materia, dirigidas a la mejora de los niveles de la protección de la seguridad y la salud en los lugares de trabajo, en materia de señalización en dichos lugares, en cuanto a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en las obras de construcción y en cuanto a utilización por los trabajadores de equipos de protección individual”.

FORMACIÓN DE LOS TRABAJADORES.

“El empresario deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica y práctica, suficiente y adecuada, en materia preventiva”



MEDIDAS DE EMERGENCIA.

“El empresario, teniendo en cuenta el tamaño y la actividad de la empresa, así como la posible presencia de personas ajenas a la misma, deberá analizar las posibles situaciones de emergencia y adoptar las medidas necesarias en materia de primeros auxilios, lucha contra incendios y evacuación de los trabajadores, designando para ello al personal encargado de poner en práctica estas medidas y comprobando periódicamente, en su caso, su correcto funcionamiento”.

RIESGO GRAVE E INMINENTE.

“Cuando los trabajadores estén expuestos a un riesgo grave e inminente con ocasión de su trabajo, el empresario estará obligado a”:

- “Informar lo antes posible a todos los trabajadores afectados acerca de la existencia de dicho riesgo y de las medidas adoptadas en materia de protección”.
- “Dar las instrucciones necesarias para que, en caso de peligro grave, inminente e inevitable, los trabajadores puedan interrumpir su actividad y además estar en condiciones, habida cuenta de sus conocimientos y de los medios técnicos puestos a su disposición, de adoptar las medidas necesarias para evitar las consecuencias de dicho peligro”.

VIGILANCIA DE LA SALUD.

“El empresario garantizará a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes al trabajo, optando por la realización de aquellos reconocimientos o pruebas que causen las menores molestias al trabajador y que sean proporcionales al riesgo”.

DOCUMENTACIÓN.

“El empresario deberá elaborar y conservar a disposición de la autoridad laboral la siguiente documentación”:

- “Evaluación de los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo, y planificación de la acción preventiva”.
- “Medidas de protección y prevención a adoptar”.
- “Resultado de los controles periódicos de las condiciones de trabajo”.
- “Práctica de los controles del estado de salud de los trabajadores”.
- “Relación de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales que hayan causado al trabajador una incapacidad laboral superior a un día de trabajo”.



COORDINACIÓN DE ACTIVIDADES EMPRESARIALES.

“Cuando en un mismo centro de trabajo desarrollen actividades trabajadores de dos o más empresas, éstas deberán cooperar en la aplicación de la normativa sobre prevención de riesgos laborales”.

PROTECCIÓN DE TRABAJADORES ESPECIALMENTE SENSIBLES A DETERMINADOS RIESGOS.

“El empresario garantizará, evaluando los riesgos y adoptando las medidas preventivas necesarias, la protección de los trabajadores que, por sus propias características personales o estado biológico conocido, incluidos aquellos que tengan reconocida la situación de discapacidad física, psíquica o sensorial, sean específicamente sensibles a los riesgos derivados del trabajo”.

PROTECCIÓN DE LA MATERNIDAD.

“La evaluación de los riesgos deberá comprender la determinación de la naturaleza, el grado y la duración de la exposición de las trabajadoras en situación de embarazo o parto reciente, a agentes, procedimientos o condiciones de trabajo que puedan influir negativamente en la salud de las trabajadoras o del feto, adoptando, en su caso, las medidas necesarias para evitar la exposición a dicho riesgo”.

PROTECCIÓN DE LOS MENORES.

“Antes de la incorporación al trabajo de jóvenes menores de dieciocho años, y previamente a cualquier modificación importante de sus condiciones de trabajo, el empresario deberá efectuar una evaluación de los puestos de trabajo a desempeñar por los mismos, a fin de determinar la naturaleza, el grado y la duración de su exposición, teniendo especialmente en cuenta los riesgos derivados de su falta de experiencia, de su inmadurez para evaluar los riesgos existentes o potenciales y de su desarrollo todavía incompleto”.

RELACIONES DE TRABAJO TEMPORALES, DE DURACIÓN DETERMINADA Y EN EMPRESAS DE TRABAJO TEMPORAL.

“Los trabajadores con relaciones de trabajo temporales o de duración determinada, así como los contratados por empresas de trabajo temporal, deberán disfrutar del mismo nivel de protección en materia de seguridad y salud que los restantes trabajadores de la empresa en la que prestan sus servicios”.



OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES EN MATERIA DE PREVENCIÓN DE RIESGOS.

“Corresponde a cada trabajador velar, según sus posibilidades y mediante el cumplimiento de las medidas de prevención que en cada caso sean adoptadas, por su propia seguridad y salud en el trabajo y por la de aquellas otras personas a las que pueda afectar su actividad profesional, a causa de sus actos y omisiones en el trabajo, de conformidad con su formación y las instrucciones del empresario”.

“Los trabajadores, con arreglo a su formación y siguiendo las instrucciones del empresario, deberán en particular”:

- “Usar adecuadamente, de acuerdo con su naturaleza y los riesgos previsibles, las máquinas, aparatos, herramientas, sustancias peligrosas, equipos de transporte y, en general, cualesquiera otros medios con los que desarrollen su actividad”.
- “Utilizar correctamente los medios y equipos de protección facilitados por el empresario”.
- “No poner fuera de funcionamiento y utilizar correctamente los dispositivos de seguridad existentes”.
- “Informar de inmediato un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores”.
- “Contribuir al cumplimiento de las obligaciones establecidas por la autoridad competente”.

1.1.3 Servicios de prevención

PROTECCIÓN Y PREVENCIÓN DE RIESGOS PROFESIONALES.

“En cumplimiento del deber de prevención de riesgos profesionales, el empresario designará uno o varios trabajadores para ocuparse de dicha actividad, constituirá un servicio de prevención o concertará dicho servicio con una entidad especializada ajena a la empresa”.

“Los trabajadores designados deberán tener la capacidad necesaria, disponer del tiempo y de los medios precisos y ser suficientes en número, teniendo en cuenta el tamaño de la empresa, así como los riesgos a que están expuestos los trabajadores”.

“En las empresas de menos de seis trabajadores, el empresario podrá asumir personalmente las funciones señaladas anteriormente, siempre que desarrolle de forma habitual su actividad en el centro de trabajo y tenga capacidad necesaria”.



“El empresario que no hubiere concertado el Servicio de Prevención con una entidad especializada ajena a la empresa deberá someter su sistema de prevención al control de una auditoría o evaluación externa”.

SERVICIOS DE PREVENCIÓN.

“Si la designación de uno o varios trabajadores fuera insuficiente para la realización de las actividades de prevención, en función del tamaño de la empresa, de los riesgos a que están expuestos los trabajadores o de la peligrosidad de las actividades desarrolladas, el empresario deberá recurrir a uno o varios servicios de prevención propios o ajenos a la empresa, que colaborarán cuando sea necesario”.

“Se entenderá como servicio de prevención el conjunto de medios humanos y materiales necesarios para realizar las actividades preventivas a fin de garantizar la adecuada protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, asesorando y asistiendo para ello al empresario, a los trabajadores y a sus representantes y a los órganos de representación especializados”.

1.1.4 Consulta y participación de los trabajadores

CONSULTA DE LOS TRABAJADORES.

“El empresario deberá consultar a los trabajadores, con la debida antelación, la adopción de las decisiones relativas a”:

- “La planificación y la organización del trabajo en la empresa y la introducción de nuevas tecnologías, en todo lo relacionado con las consecuencias que éstas pudieran tener para la seguridad y la salud de los trabajadores”.
- “La organización y desarrollo de las actividades de protección de la salud y prevención de los riesgos profesionales en la empresa, incluida la designación de los trabajadores encargados de dichas actividades o el recurso a un servicio de prevención externo”.
- “La designación de los trabajadores encargados de las medidas de emergencia”.
- “El proyecto y la organización de la formación en materia preventiva”.

DERECHOS DE PARTICIPACIÓN Y REPRESENTACIÓN.

“Los trabajadores tienen derecho a participar en la empresa en las cuestiones relacionadas con la prevención de riesgos en el trabajo”.

“En las empresas o centros de trabajo que cuenten con seis o más trabajadores, la participación de éstos se canalizará a través de sus representantes y de la representación especializada”.



DELEGADOS DE PREVENCIÓN.

“Los Delegados de Prevención son los representantes de los trabajadores con funciones específicas en materia de prevención de riesgos en el trabajo. Serán designados por y entre los representantes del personal, con arreglo a la siguiente escala”:

- “De 50 a 100 trabajadores: 2 Delegados de Prevención”.
- “De 101 a 500 trabajadores: 3 Delegados de Prevención”.
- “De 501 a 1000 trabajadores: 4 Delegados de Prevención”.
- “De 1001 a 2000 trabajadores: 5 Delegados de Prevención”.
- “De 2001 a 3000 trabajadores: 6 Delegados de Prevención”.
- “De 3001 a 4000 trabajadores: 7 Delegados de Prevención”.
- “De 4001 en adelante: 8 Delegados de Prevención”.

“En las empresas de hasta treinta trabajadores el Delegado de Prevención será el Delegado de Personal. En las empresas de treinta y uno a cuarenta y nueve trabajadores habrá un Delegado de Prevención que será elegido por y entre los Delegados de Personal”.

1.2 Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo

1.2.1 Introducción

“La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los *riesgos derivados de las condiciones de trabajo*”.

“De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las *normas reglamentarias* las que fijarán y concretarán los aspectos más técnicos de las medidas preventivas, a través de normas mínimas que garanticen la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran necesariamente las destinadas a *garantizar la seguridad y la salud en los lugares de trabajo*, de manera que de su utilización no se deriven riesgos para los trabajadores”.

“Por todo lo expuesto, el Real Decreto 486/1997 de 14 de Abril de 1997 establece las *disposiciones mínimas de seguridad y de salud aplicables a los lugares de trabajo*, entendiéndose como tales las áreas del centro de trabajo, edificadas o no, en las que los trabajadores deban permanecer o a las que puedan acceder en razón de su trabajo, sin incluir las obras de construcción temporales o móviles”.



1.2.2 Obligaciones del empresario

“El empresario deberá adoptar las medidas necesarias para que la utilización de los lugares de trabajo no origine riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores”.

“En cualquier caso, los lugares de trabajo deberán cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el presente Real Decreto en cuanto a sus condiciones constructivas, orden, limpieza y mantenimiento, señalización, instalaciones de servicio o protección, condiciones ambientales, iluminación, servicios higiénicos y locales de descanso, y material y locales de primeros auxilios”.

CONDICIONES CONSTRUCTIVAS.

“El diseño y las características constructivas de los lugares de trabajo deberán ofrecer seguridad frente a los riesgos de resbalones o caídas, choques o golpes contra objetos y derrumbes o caídas de materiales sobre los trabajadores, para ello el pavimento constituirá un conjunto homogéneo, llano y liso sin solución de continuidad, de material consistente, no resbaladizo o susceptible de serlo con el uso y de fácil limpieza, las paredes serán lisas, guarnecidas o pintadas en tonos claros y susceptibles de ser lavadas y blanqueadas y los techos deberán resguardar a los trabajadores de las inclemencias del tiempo y ser lo suficientemente consistentes”.

“El diseño y las características constructivas de los lugares de trabajo deberán también facilitar el control de las situaciones de emergencia, en especial en caso de incendio, y posibilitar, cuando sea necesario, la rápida y segura evacuación de los trabajadores”.

“Todos los elementos estructurales o de servicio (cimentación, pilares, forjados, muros y escaleras) deberán tener la solidez y resistencia necesarias para soportar las cargas o esfuerzos a que sean sometidos”.

“Las dimensiones de los locales de trabajo deberán permitir que los trabajadores realicen su trabajo sin riesgos para su seguridad y salud y en condiciones ergonómicas aceptables, adoptando una superficie libre superior a 2 m² por trabajador, un volumen mayor a 10 m³ por trabajador y una altura mínima desde el piso al techo de 2,50 m. Las zonas de los lugares de trabajo en las que exista riesgo de caída, de caída de objetos o de contacto o exposición a elementos agresivos, deberán estar claramente señalizadas”.

“El suelo deberá ser fijo, estable y no resbaladizo, sin irregularidades ni pendientes peligrosas. Las aberturas, desniveles y las escaleras se protegerán mediante barandillas de 90 cm de altura”.



“Los trabajadores deberán poder realizar de forma segura las operaciones de abertura, cierre, ajuste o fijación de ventanas, y en cualquier situación no supondrán un riesgo para éstos”.

“Las vías de circulación deberán poder utilizarse conforme a su uso previsto, de forma fácil y con total seguridad. La anchura mínima de las puertas exteriores y de los pasillos será de 100 cm”.

“Las puertas transparentes deberán tener una señalización a la altura de la vista y deberán estar protegidas contra la rotura”.

“Las puertas de acceso a las escaleras no se abrirán directamente sobre sus escalones, sino sobre descansos de anchura al menos igual a la de aquellos”.

“Los pavimentos de las rampas y escaleras serán de materiales no resbaladizos y en caso de ser perforados la abertura máxima de los intersticios será de 8 mm. La pendiente de las rampas variará entre un 8 y 12 %. La anchura mínima será de 55 cm para las escaleras de servicio y de 1 m. para las de uso general”.

“Caso de utilizar escaleras de mano, éstas tendrán la resistencia y los elementos de apoyo y sujeción necesarios para que su utilización en las condiciones requeridas no suponga un riesgo de caída, por rotura o desplazamiento de las mismas. En cualquier caso, no se emplearán escaleras de más de 5 m de altura, se colocarán formando un ángulo aproximado de 75° con la horizontal, sus largueros deberán prolongarse al menos 1 m sobre la zona a acceder, el ascenso, descenso y los trabajos desde escaleras se efectuarán frente a las mismas, los trabajos a más de 3,5 m de altura, desde el punto de operación al suelo, que requieran movimientos o esfuerzos peligrosos para la estabilidad del trabajador, sólo se efectuarán si se utiliza cinturón de seguridad y no serán utilizadas por dos o más personas simultáneamente”.

“Las vías y salidas de evacuación deberán permanecer expeditas y desembocarán en el exterior. El número, la distribución y las dimensiones de las vías deberán estar dimensionadas para poder evacuar todos los lugares de trabajo rápidamente, dotando de alumbrado de emergencia aquellas que lo requieran”.

“La instalación eléctrica no deberá entrañar riesgos de incendio o explosión, para ello se dimensionarán todos los circuitos considerando las sobrecargas previsibles y se dotará a los conductores y resto de aparataje eléctrica de un nivel de aislamiento adecuado”.

“Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador,



interposición de obstáculos y/o barreras (armarios para cuadros eléctricos, tapas para interruptores, etc.) y recubrimiento o aislamiento de las partes activas”.

“Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección conectados a las carcassas de los receptores eléctricos, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada al tipo de local, características del terreno y constitución de los electrodos artificiales)”.

ORDEN, LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO. SEÑALIZACIÓN.

“Las zonas de paso, salidas y vías de circulación de los lugares de trabajo y, en especial, las salidas y vías de circulación previstas para la evacuación en casos de emergencia, deberán permanecer libres de obstáculos”.

“Las características de los suelos, techos y paredes serán tales que permitan dicha limpieza y mantenimiento. Se eliminarán con rapidez los desperdicios, las manchas de grasa, los residuos de sustancias peligrosas y demás productos residuales que puedan originar accidentes o contaminar el ambiente de trabajo”.

“Los lugares de trabajo y, en particular, sus instalaciones, deberán ser objeto de un mantenimiento periódico”.

CONDICIONES AMBIENTALES.

“La exposición a las condiciones ambientales de los lugares de trabajo no debe suponer un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores”.

“En los locales de trabajo cerrados deberán cumplirse las condiciones siguientes”:

- “La temperatura de los locales donde se realicen trabajos sedentarios propios de oficinas o similares estará comprendida entre 17 y 27 °C. En los locales donde se realicen trabajos ligeros estará comprendida entre 14 y 25 °C”.
- “La humedad relativa estará comprendida entre el 30 y el 70 por 100, excepto en los locales donde existan riesgos por electricidad estática en los que el límite inferior será el 50 por 100”.
- “Los trabajadores no deberán estar expuestos de forma frecuente o continuada a corrientes de aire cuya velocidad exceda los siguientes límites”:
- “Trabajos en ambientes no calurosos: 0,25 m/s”.
- “Trabajos sedentarios en ambientes calurosos: 0,5 m/s”.



- “Trabajos no sedentarios en ambientes calurosos: 0,75 m/s”.
- “La renovación mínima del aire de los locales de trabajo será de 30m³ de aire limpio por hora y trabajador en el caso de trabajos sedentarios en ambientes no calurosos ni contaminados por humo de tabaco y 50m³ en los casos restantes”.
- “Se evitarán los olores desagradables”.

ILUMINACIÓN

“La iluminación será natural con puertas y ventanas acristaladas, complementándose con iluminación artificial en las horas de visibilidad deficiente. Los puestos de trabajo llevarán además puntos de luz individuales, con el fin de obtener una visibilidad notable. Los niveles de iluminación mínimos establecidos (lux) son los siguientes”:

- “Áreas o locales de uso ocasional: 50 lux”
- “Áreas o locales de uso habitual: 100 lux”
- “Vías de circulación de uso ocasional: 25 lux”.
- “Vías de circulación de uso habitual: 50 lux”.
- “Zonas de trabajo con bajas exigencias visuales: 100 lux”.
- “Zonas de trabajo con exigencias visuales moderadas: 200 lux”.
- “Zonas de trabajo con exigencias visuales altas: 500 lux”.
- “Zonas de trabajo con exigencias visuales muy altas: 1000 lux”.

“La iluminación anteriormente especificada deberá poseer una uniformidad adecuada, mediante la distribución uniforme de luminarias, evitándose los deslumbramientos directos por equipos de alta luminancia”.

“Se instalará además el correspondiente alumbrado de emergencia y señalización con el fin de poder iluminar las vías de evacuación en caso de fallo del alumbrado general”.

SERVICIOS HIGIÉNICOS Y LOCALES DE DESCANSO.

“En el local se dispondrá de agua potable en cantidad suficiente y fácilmente accesible por los trabajadores”.

“Se dispondrán vestuarios cuando los trabajadores deban llevar ropa especial de trabajo, provistos de asientos y de armarios o taquillas individuales con llave, con una



capacidad suficiente para guardar la ropa y el calzado. Si los vestuarios no fuesen necesarios, se dispondrán colgadores o armarios para colocar la ropa”.

“Existirán aseos con espejos, retretes con descarga automática de agua y papel higiénico y lavabos con agua corriente, caliente si es necesario, jabón y toallas individuales u otro sistema de secado con garantías higiénicas. Dispondrán además de duchas de agua corriente, caliente y fría, cuando se realicen habitualmente trabajos sucios, contaminantes o que originen elevada sudoración. Llevarán alicatados los paramentos hasta una altura de 2 m. del suelo, con baldosín cerámico esmaltado de color blanco. El solado será continuo e impermeable, formado por losas de gres rugoso antideslizante”.

“Si el trabajo se interrumpiera regularmente, se dispondrán espacios donde los trabajadores puedan permanecer durante esas interrupciones, diferenciándose espacios para fumadores y no fumadores”.

MATERIAL Y LOCALES DE PRIMEROS AUXILIOS.

“El lugar de trabajo dispondrá de material para primeros auxilios en caso de accidente, que deberá ser adecuado, en cuanto a su cantidad y características, al número de trabajadores y a los riesgos a que estén expuestos”.

“Como mínimo se dispondrá, en lugar reservado y a la vez de fácil acceso, de un botiquín portátil, que contendrá en todo momento, agua oxigenada, alcohol de 96, tintura de yodo, mercurocromo, gasas estériles, algodón hidrófilo, bolsa de agua, torniquete, guantes esterilizados y desechables, jeringuillas, hervidor, agujas, termómetro clínico, gasas, esparadrapo, apósitos adhesivos, tijeras, pinzas, antiespasmódicos, analgésicos y vendas”.

1.3 Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo

1.3.1 Introducción

“La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los *riesgos derivados de las condiciones de trabajo*”.

“De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las *normas reglamentarias* las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a *garantizar que en los lugares de trabajo exista una adecuada señalización de seguridad y salud*, siempre que los riesgos no puedan evitarse o limitarse suficientemente a través de medios técnicos de protección colectiva”.



“Por todo lo expuesto, el Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril de 1997 establece las *disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y de salud en el trabajo*, entendiéndose como tales aquellas señalizaciones que referidas a un objeto, actividad o situación determinada, proporcionen una indicación o una obligación relativa a la seguridad o la salud en el trabajo mediante una señal en forma de panel, un color, una señal luminosa o acústica, una comunicación verbal o una señal gestual”.

1.3.2 Obligación general del empresario

“La elección del tipo de señal y del número y emplazamiento de las señales o dispositivos de señalización a utilizar en cada caso se realizará de forma que la señalización resulte lo más eficaz posible, teniendo en cuenta”:

- “Las características de la señal”.
- “Los riesgos, elementos o circunstancias que hayan de señalizarse”.
- “La extensión de la zona a cubrir”.
- “El número de trabajadores afectados”.

“Para la señalización de desniveles, obstáculos u otros elementos que originen riesgo de caída de personas, choques o golpes, así como para la señalización de riesgo eléctrico, presencia de materias inflamables, tóxica, corrosiva o riesgo biológico, podrá optarse por una señal de advertencia de forma triangular, con un pictograma característico de color negro sobre fondo amarillo y bordes negros”.

“Las vías de circulación de vehículos deberán estar delimitadas con claridad mediante franjas continuas de color blanco o amarillo”.

“Los equipos de protección contra incendios deberán ser de color rojo”.

“La señalización para la localización e identificación de las vías de evacuación y de los equipos de salvamento o socorro (botiquín portátil) se realizará mediante una señal de forma cuadrada o rectangular, con un pictograma característico de color blanco sobre fondo verde”.

“La señalización dirigida a alertar a los trabajadores o a terceros de la aparición de una situación de peligro y de la consiguiente y urgente necesidad de actuar de una forma determinada o de evacuar la zona de peligro, se realizará mediante una señal luminosa, una señal acústica o una comunicación verbal”.

“Los medios y dispositivos de señalización deberán ser limpiados, mantenidos y verificados regularmente”.



1.4 Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo

1.4.1 Introducción

“La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los *riesgos derivados de las condiciones de trabajo*”.

“De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a *garantizar que de la presencia o utilización de los equipos de trabajo puestos a disposición de los trabajadores en la empresa o centro de trabajo no se deriven riesgos para la seguridad o salud de los mismos*”.

“Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio de 1997 establece las *disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo*, entendiéndose como tales cualquier máquina, aparato, instrumento o instalación utilizado en el trabajo”.

1.4.2 Obligación general del empresario

“El empresario adoptará las medidas necesarias para que los equipos de trabajo que se pongan a disposición de los trabajadores sean adecuados al trabajo que deba realizarse y convenientemente adaptados al mismo, de forma que garanticen la seguridad y la salud de los trabajadores al utilizar dichos equipos”.

“Deberá utilizar únicamente equipos que satisfagan cualquier disposición legal o reglamentaria que les sea de aplicación”.

“Para la elección de los equipos de trabajo el empresario deberá tener en cuenta los siguientes factores”:

- “Las condiciones y características específicas del trabajo a desarrollar”.
- “Los riesgos existentes para la seguridad y salud de los trabajadores en el lugar de trabajo”.
- “En su caso, las adaptaciones necesarias para su utilización por trabajadores discapacitados”.

“Adoptará las medidas necesarias para que, mediante un mantenimiento adecuado, los equipos de trabajo se conserven durante todo el tiempo de utilización en



unas condiciones adecuadas. Todas las operaciones de mantenimiento, ajuste, desbloqueo, revisión o reparación de los equipos de trabajo se realizarán tras haber parado o desconectado el equipo. Estas operaciones deberán ser encomendadas al personal especialmente capacitado para ello”.

“El empresario deberá garantizar que los trabajadores reciban una formación e información adecuadas a los riesgos derivados de los equipos de trabajo. La información, suministrada preferentemente por escrito, deberá contener, como mínimo, las indicaciones relativas a”:

- “Las condiciones y forma correcta de utilización de los equipos de trabajo, teniendo en cuenta las instrucciones del fabricante, así como las situaciones o formas de utilización anormales y peligrosas que puedan preverse”.
- “Las conclusiones que, en su caso, se puedan obtener de la experiencia adquirida en la utilización de los equipos de trabajo”.

DISPOSICIONES MÍNIMAS GENERALES APLICABLES A LOS EQUIPOS DE TRABAJO.

“Los órganos de accionamiento de un equipo de trabajo que tengan alguna incidencia en la seguridad deberán ser claramente visibles e identificables y no deberán acarrear riesgos como consecuencia de una manipulación involuntaria”.

“Cada equipo de trabajo deberá estar provisto de un órgano de accionamiento que permita su parada total en condiciones de seguridad”.

“Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo de caída de objetos o de proyecciones deberá estar provisto de dispositivos de protección adecuados a dichos riesgos”.

“Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo por emanación de gases, vapores o líquidos o por emisión de polvo deberá estar provisto de dispositivos adecuados de captación o extracción cerca de la fuente emisora correspondiente”.

“Si fuera necesario para la seguridad o la salud de los trabajadores, los equipos de trabajo y sus elementos deberán estabilizarse por fijación o por otros medios”.

“Cuando los elementos móviles de un equipo de trabajo puedan entrañar riesgo de accidente por contacto mecánico, deberán ir equipados con resguardos o dispositivos que impidan el acceso a las zonas peligrosas”.



“Las zonas y puntos de trabajo o mantenimiento de un equipo de trabajo deberán estar adecuadamente iluminadas en función de las tareas que deban realizarse”.

“Las partes de un equipo de trabajo que alcancen temperaturas elevadas o muy bajas deberán estar protegidas cuando corresponda contra los riesgos de contacto o la proximidad de los trabajadores”.

“Todo equipo de trabajo deberá ser adecuado para proteger a los trabajadores expuestos contra el riesgo de contacto directo o indirecto de la electricidad y los que entrañen riesgo por ruido, vibraciones o radiaciones deberá disponer de las protecciones o dispositivos adecuados para limitar, en la medida de lo posible, la generación y propagación de estos agentes físicos”.

“Las herramientas manuales deberán estar construidas con materiales resistentes y la unión entre sus elementos deberá ser firme, de manera que se eviten las roturas o proyecciones de los mismos”.

“La utilización de todos estos equipos no podrá realizarse en contradicción con las instrucciones facilitadas por el fabricante, comprobándose antes del iniciar la tarea que todas sus protecciones y condiciones de uso son las adecuadas”.

“Deberán tomarse las medidas necesarias para evitar el atrapamiento del cabello, ropas de trabajo u otros objetos del trabajador, evitando, en cualquier caso, someter a los equipos a sobrecargas, sobrepresiones, velocidades o tensiones excesivas”.

DISPOSICIONES MÍNIMAS ADICIONALES APLICABLES A LOS EQUIPOS DE TRABAJO MÓVILES.

“Los equipos con trabajadores transportados deberán evitar el contacto de éstos con ruedas y orugas y el aprisionamiento por las mismas. Para ello dispondrán de una estructura de protección que impida que el equipo de trabajo incline más de un cuarto de vuelta o una estructura que garantice un espacio suficiente alrededor de los trabajadores transportados cuando el equipo pueda inclinarse más de un cuarto de vuelta. No se requerirán estas estructuras de protección cuando el equipo de trabajo se encuentre estabilizado durante su empleo”.

“Las carretillas elevadoras deberán estar acondicionadas mediante la instalación de una cabina para el conductor, una estructura que impida que la carretilla vuelque, una estructura que garantice que, en caso de vuelco, quede espacio suficiente para el trabajador entre el suelo y determinadas partes de dicha carretilla y una estructura que mantenga al trabajador sobre el asiento de conducción en buenas condiciones”.

“Los equipos de trabajo automotores deberán contar con dispositivos de frenado y parada, con dispositivos para garantizar una visibilidad adecuada y con una señalización



acústica de advertencia. En cualquier caso, su conducción estará reservada a los trabajadores que hayan recibido una información específica”.

DISPOSICIONES MÍNIMAS ADICIONALES APLICABLES A LOS EQUIPOS DE TRABAJO PARA ELEVACIÓN DE CARGAS.

“Deberán estar instalados firmemente, teniendo presente la carga que deban levantar y las tensiones inducidas en los puntos de suspensión o de fijación. En cualquier caso, los aparatos de izar estarán equipados con limitador del recorrido del carro y de los ganchos, los motores eléctricos estarán provistos de limitadores de altura y del peso, los ganchos de sujeción serán de acero con “pestillos de seguridad” y los carriles para desplazamiento estarán limitados a una distancia de 1 m de su término mediante topes de seguridad de final de carrera eléctricos”.

“Deberá figurar claramente la carga nominal”.

“Deberán instalarse de modo que se reduzca el riesgo de que la carga caiga en picado, se suelte o se desvíe involuntariamente de forma peligrosa. En cualquier caso, se evitará la presencia de trabajadores bajo las cargas suspendidas. Caso de ir equipadas con cabinas para trabajadores deberá evitarse la caída de éstas, su aplastamiento o choque”.

“Los trabajos de izado, transporte y descenso de cargas suspendidas, quedarán interrumpidos bajo régimen de vientos superiores a los 60 km/h2.

DISPOSICIONES MÍNIMAS ADICIONALES APLICABLES A LOS EQUIPOS DE TRABAJO PARA MOVIMIENTO DE TIERRAS Y MAQUINARIA PESADA EN GENERAL.

“Las máquinas para los movimientos de tierras estarán dotadas de faros de marcha hacia adelante y de retroceso, servofrenos, freno de mano, bocina automática de retroceso, retrovisores en ambos lados, pórtico de seguridad antivuelco y antiimpactos y un extintor”.

“Se prohíbe trabajar o permanecer dentro del radio de acción de la maquinaria de movimiento de tierras, para evitar los riesgos por atropello”.

“Durante el tiempo de parada de las máquinas se señalizará su entorno con "señales de peligro", para evitar los riesgos por fallo de frenos o por atropello durante la puesta en marcha”.

“Si se produjese contacto con líneas eléctricas el maquinista permanecerá inmóvil en su puesto y solicitará auxilio por medio de las bocinas. De ser posible el salto sin riesgo



de contacto eléctrico, el maquinista saltará fuera de la máquina sin tocar, al unísono, la máquina y el terreno”.

“Antes del abandono de la cabina, el maquinista habrá dejado en reposo, en contacto con el pavimento (la cuchilla, cazo, etc.), puesto el freno de mano y parado el motor extrayendo la llave de contacto para evitar los riesgos por fallos del sistema hidráulico”.

“Las pasarelas y peldaños de acceso para conducción o mantenimiento permanecerán limpios de gravas, barros y aceite, para evitar los riesgos de caída”.

“Se prohíbe el transporte de personas sobre las máquinas para el movimiento de tierras, para evitar los riesgos de caídas o de atropellos”.

“Se instalarán topes de seguridad de fin de recorrido, ante la coronación de los cortes (taludes o terraplenes) a los que debe aproximarse la maquinaria empleada en el movimiento de tierras, para evitar los riesgos por caída de la máquina”.

“Se señalarán los caminos de circulación interna mediante cuerda de banderolas y señales normalizadas de tráfico”.

“Se prohíbe el acopio de tierras a menos de 2 m. del borde de la excavación (como norma general)”.

“No se debe fumar cuando se abastezca de combustible la máquina, pues podría inflamarse. Al realizar dicha tarea el motor deberá permanecer parado”.

“Se prohíbe realizar trabajos en un radio de 10 m entorno a las máquinas de hincas, en prevención de golpes y atropellos”.

“Las cintas transportadoras estarán dotadas de pasillo lateral de visita de 60 cm de anchura y barandillas de protección de éste de 90 cm de altura. Estarán dotadas de encauzadores antidesprendimiento de objetos por rebose de materiales. Bajo las cintas, en todo su recorrido, se instalarán bandejas de recogida de objetos desprendidos”.

“Los compresores serán de los llamados “silenciosos” en la intención de disminuir el nivel de ruido. La zona dedicada para la ubicación del compresor quedará acordonada en un radio de 4 m. Las mangueras estarán en perfectas condiciones de uso, es decir, sin grietas ni desgastes que puedan producir un reventón”.



2Cada tajo con martillos neumáticos, estará trabajado por dos cuadrillas que se turnarán cada hora, en prevención de lesiones por permanencia continuada recibiendo vibraciones. Los pisones mecánicos se guiarán avanzando frontalmente, evitando los desplazamientos laterales. Para realizar estas tareas se utilizará faja elástica de protección de cintura, muñequeras bien ajustadas, botas de seguridad, cascos antirruido y una mascarilla con filtro mecánico recambiable”.

DISPOSICIONES MÍNIMAS ADICIONALES APLICABLES A LA MAQUINARIA HERRAMIENTA.

“Las máquinas-herramienta estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento y sus motores eléctricos estarán protegidos por la carcasa”.

“Las que tengan capacidad de corte tendrán el disco protegido mediante una carcasa antiproyecciones”.

“Las que se utilicen en ambientes inflamables o explosivos estarán protegidas mediante carcasas antideflagrantes. Se prohíbe la utilización de máquinas accionadas mediante combustibles líquidos en lugares cerrados o de ventilación insuficiente”.

“Se prohíbe trabajar sobre lugares encharcados, para evitar los riesgos de caídas y los eléctricos”.

“Para todas las tareas se dispondrá una iluminación adecuada, en torno a 100 lux”.

“En prevención de los riesgos por inhalación de polvo, se utilizarán en vía húmeda las herramientas que lo produzcan”.

“Las mesas de sierra circular, cortadoras de material cerámico y sierras de disco manual no se ubicarán a distancias inferiores a tres metros del borde de los forjados, con la excepción de los que estén claramente protegidos (redes o barandillas, petos de remate, etc.). Bajo ningún concepto se retirará la protección del disco de corte, utilizándose en todo momento gafas de seguridad antiproyección de partículas. Como normal general, se deberán extraer los clavos o partes metálicas hincadas en el elemento a cortar”.

“Con las pistolas fija-clavos no se realizarán disparos inclinados, se deberá verificar que no hay nadie al otro lado del objeto sobre el que se dispara, se evitará clavar sobre fábricas de ladrillo hueco y se asegurará el equilibrio de la persona antes de efectuar el disparo”.



“Para la utilización de los taladros portátiles y rozadoras eléctricas se elegirán siempre las brocas y discos adecuados al material a taladrar, se evitará realizar taladros en una sola maniobra y taladros o rozaduras inclinadas a pulso y se tratará no recalentar las brocas y discos”.

“Las pulidoras y abrillantadoras de suelos, lijadoras de madera y alisadoras mecánicas tendrán el manillar de manejo y control revestido de material aislante y estarán dotadas de aro de protección antiatrapamientos o abrasiones”.

“En las tareas de soldadura por arco eléctrico se utilizará yelmo del soldar o pantalla de mano, no se mirará directamente al arco voltaico, no se tocarán las piezas recientemente soldadas, se soldará en un lugar ventilado, se verificará la inexistencia de personas en el entorno vertical de puesto de trabajo, no se dejará directamente la pinza en el suelo o sobre la perfilería, se escogerá el electrodo adecuada para el cordón a ejecutar y se suspenderán los trabajos de soldadura con vientos superiores a 60 km/h y a la intemperie con régimen de lluvias”.

“En la soldadura oxiacetilénica (oxicorte) no se mezclarán botellas de gases distintos, éstas se transportarán sobre bateas enjauladas en posición vertical y atadas, no se ubicarán al sol ni en posición inclinada y los mecheros estarán dotados de válvulas antirretroceso de la llama. Si se desprenden pinturas se trabajará con mascarilla protectora y se hará al aire libre o en un local ventilado”.

1.5 Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción

1.5.1 Estudio básico de seguridad y salud

MEDIDAS PREVENTIVAS DE CARÁCTER GENERAL.

“Se establecerán a lo largo de la obra letreros divulgativos y señalización de los riesgos (vuelo, atropello, colisión, caída en altura, corriente eléctrica, peligro de incendio, materiales inflamables, prohibido fumar, etc.), así como las medidas preventivas previstas (uso obligatorio del casco, uso obligatorio de las botas de seguridad, uso obligatorio de guantes, uso obligatorio de cinturón de seguridad, etc.)”.

“Se habilitarán zonas o estancias para el acopio de material y útiles (ferralla, perfilería metálica, piezas prefabricadas, carpintería metálica y de madera, vidrio, pinturas, barnices y disolventes, material eléctrico, aparatos sanitarios, tuberías, aparatos de calefacción y climatización, etc.)”.

“Se procurará que los trabajos se realicen en superficies secas y limpias, utilizando los elementos de protección personal, fundamentalmente calzado antideslizante reforzado para protección de golpes en los pies, casco de protección para la cabeza y cinturón de seguridad”.



“El transporte aéreo de materiales y útiles se hará suspendiéndolos desde dos puntos mediante eslingas, y se guiarán por tres operarios, dos de ellos guiarán la carga y el tercero ordenará las maniobras”.

“El transporte de elementos pesados (sacos de aglomerante, ladrillos, arenas, etc.) se hará sobre carretilla de mano y así evitar sobreesfuerzos”.

“Los andamios sobre borriquetas, para trabajos en altura, tendrán siempre plataformas de trabajo de anchura no inferior a 60 cm (3 tablones trabados entre sí), prohibiéndose la formación de andamios mediante bidones, cajas de materiales, bañeras, etc”.

“Se tenderán cables de seguridad amarrados a elementos estructurales sólidos en los que enganchar el mosquetón del cinturón de seguridad de los operarios encargados de realizar trabajos en altura”.

“La distribución de máquinas, equipos y materiales en los locales de trabajo será la adecuada, delimitando las zonas de operación y paso, los espacios destinados a puestos de trabajo, las separaciones entre máquinas y equipos, etc”.

“El área de trabajo estará al alcance normal de la mano, sin necesidad de ejecutar movimientos forzados”.

“Se vigilarán los esfuerzos de torsión o de flexión del tronco, sobre todo si el cuerpo está en posición inestable”.

“Se evitarán las distancias demasiado grandes de elevación, descenso o transporte, así como un ritmo demasiado alto de trabajo”.

“Se tratará que la carga y su volumen permitan asirla con facilidad”.

“Se recomienda evitar los barrizales, en prevención de accidentes”.

“Se debe seleccionar la herramienta correcta para el trabajo a realizar, manteniéndola en buen estado y uso correcto de ésta. Después de realizar las tareas, se guardarán en lugar seguro”.

“La iluminación para desarrollar los oficios convenientemente oscilará en torno a los 100 lux”.



“Es conveniente que los vestidos estén configurados en varias capas al comprender entre ellas cantidades de aire que mejoran el aislamiento al frío. Empleo de guantes, botas y orejeras. Se resguardará al trabajador de vientos mediante apantallamientos y se evitará que la ropa de trabajo se empape de líquidos evaporables”.

“Si el trabajador sufriese estrés térmico se deben modificar las condiciones de trabajo, con el fin de disminuir su esfuerzo físico, mejorar la circulación de aire, apantallar el calor por radiación, dotar al trabajador de vestimenta adecuada (sombrero, gafas de sol, cremas y lociones solares), vigilar que la ingesta de agua tenga cantidades moderadas de sal y establecer descansos de recuperación si las soluciones anteriores no son suficientes”.

“El aporte alimentario calórico debe ser suficiente para compensar el gasto derivado de la actividad y de las contracciones musculares”.

“Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador, interposición de obstáculos y/o barreras (armarios para cuadros eléctricos, tapas para interruptores, etc.) y recubrimiento o aislamiento de las partes activas”.

“Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada a las condiciones de humedad y resistencia de tierra de la instalación provisional)”.

“Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer expeditas y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad”.

“El número, la distribución y las dimensiones de las vías y salidas de emergencia dependerán del uso, de los equipos y de las dimensiones de la obra y de los locales, así como el número máximo de personas que puedan estar presentes en ellos”.

“En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad”.

“Será responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello”.



MEDIDAS PREVENTIVAS DE CARÁCTER PARTICULAR PARA CADA OFICIO

Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas.

“Antes del inicio de los trabajos, se inspeccionará el tajo con el fin de detectar posibles grietas o movimientos del terreno2.

“Se prohibirá el acopio de tierras o de materiales a menos de dos metros del borde de la excavación, para evitar sobrecargas y posibles vuelcos del terreno, señalizándose además mediante una línea esta distancia de seguridad”.

“Se eliminarán todos los bolos o viseras de los frentes de la excavación que por su situación ofrezcan el riesgo de desprendimiento”.

“La maquinaria estará dotada de peldaños y asidero para subir o bajar de la cabina de control. No se utilizará como apoyo para subir a la cabina las llantas, cubiertas, cadenas y guardabarros”.

“Los desplazamientos por el interior de la obra se realizarán por caminos señalizados”.

“Se utilizarán redes tensas o mallazo electrosoldado situadas sobre los taludes, con un solape mínimo de 2 m”.

“La circulación de los vehículos se realizará a un máximo de aproximación al borde de la excavación no superior a los 3 m. para vehículos ligeros y de 4 m para pesados”.

“Se conservarán los caminos de circulación interna cubriendo baches, eliminando blandones y compactando mediante zavorras”.

“El acceso y salida de los pozos y zanjas se efectuará mediante una escalera sólida, anclada en la parte superior del pozo, que estará provista de zapatas antideslizantes”.

“Cuando la profundidad del pozo sea igual o superior a 1,5 m., se entibará (o encamisará) el perímetro en prevención de derrumbamientos”.



“Se efectuará el achique inmediato de las aguas que afloran (o caen) en el interior de las zanjas, para evitar que se altere la estabilidad de los taludes”.

“En presencia de líneas eléctricas en servicio se tendrán en cuenta las siguientes condiciones”:

“Se procederá a solicitar de la compañía propietaria de la línea eléctrica el corte de fluido y puesta a tierra de los cables, antes de realizar los trabajos”.

“La línea eléctrica que afecta a la obra será desviada de su actual trazado al límite marcado en los planos”.

“La distancia de seguridad con respecto a las líneas eléctricas que cruzan la obra, queda fijada en 5 m., en zonas accesibles durante la construcción”.

“Se prohíbe la utilización de cualquier calzado que no sea aislante de la electricidad en proximidad con la línea eléctrica”.

Relleno de tierras.

“Se prohíbe el transporte de personal fuera de la cabina de conducción y/o en número superior a los asientos existentes en el interior”.

“Se regarán periódicamente los tajos, las cargas y cajas de camión, para evitar las polvaredas. Especialmente si se debe conducir por vías públicas, calles y carreteras”.

“Se instalará, en el borde de los terraplenes de vertido, sólidos topes de limitación de recorrido para el vertido en retroceso”.

“Se prohíbe la permanencia de personas en un radio no inferior a los 5 m. en torno a las compactadoras y apisonadoras en funcionamiento”.

“Los vehículos de compactación y apisonado, irán provistos de cabina de seguridad de protección en caso de vuelco”.

Encofrados.



“Se prohíbe la permanencia de operarios en las zonas de batido de cargas durante las operaciones de izado de tablonas, sopandas, puntales y ferralla; igualmente se procederá durante la elevación de viguetas, nervios, armaduras, pilares, bovedillas, etc”.

“El ascenso y descenso del personal a los encofrados, se efectuará a través de escaleras de mano reglamentarias”.

“Se instalarán barandillas reglamentarias en los frentes de losas horizontales, para impedir la caída al vacío de las personas”.

“Los clavos o puntas existentes en la madera usada, se extraerán o remacharán, según casos”.

“Queda prohibido encofrar sin antes haber cubierto el riesgo de caída desde altura mediante la ubicación de redes de protección”.

Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.

“Los paquetes de redondos se almacenarán en posición horizontal sobre durmientes de madera capa a capa, evitándose las alturas de las pilas superiores al 1'50m”.

“Se efectuará un barrido diario de puntas, alambres y recortes de ferralla en torno al banco (o bancos, borriquetas, etc.) de trabajo”.

“Queda prohibido el transporte aéreo de armaduras de pilares en posición vertical”.

“Se prohíbe trepar por las armaduras en cualquier caso”.

“Se prohíbe el montaje de zunchos perimetrales, sin antes estar correctamente instaladas las redes de protección”.

“Se evitará, en lo posible, caminar por los fondillos de los encofrados de jácenas o vigas”.

Trabajos de manipulación del hormigón.

“Se instalarán fuertes topes final de recorrido de los camiones hormigonera, en evitación de vuelcos”.



“Se prohíbe acercar las ruedas de los camiones hormigoneras a menos de 2 m. del borde de la excavación”.

“Se prohíbe cargar el cubo por encima de la carga máxima admisible de la grúa que lo sustenta”.

“Se procurará no golpear con el cubo los encofrados, ni las entibaciones”.

“La tubería de la bomba de hormigonado, se apoyará sobre caballetes, arriestrándose las partes susceptibles de movimiento”.

“Para vibrar el hormigón desde posiciones sobre la cimentación que se hormigona, se establecerán plataformas de trabajo móviles formadas por un mínimo de tres tablonos, que se dispondrán perpendicularmente al eje de la zanja o zapata”.

“El hormigonado y vibrado del hormigón de pilares, se realizará desde castilletes de hormigonado”.

“En el momento en el que el forjado lo permita, se izará en torno a los huecos el peto definitivo de fábrica, en prevención de caídas al vacío”.

“Se prohíbe transitar pisando directamente sobre las bovedillas (cerámicas o de hormigón), en prevención de caídas a distinto nivel”.

Montaje de estructura metálica.

“Los perfiles se apilarán ordenadamente sobre durmientes de madera de soporte de cargas, estableciendo capas hasta una altura no superior al 1'50 m”.

“Una vez montada la "primera altura" de pilares, se tenderán bajo ésta redes horizontales de seguridad”.

“Se prohíbe elevar una nueva altura, sin que en la inmediata inferior se hayan concluido los cordones de soldadura”.

“Las operaciones de soldadura en altura, se realizarán desde el interior de una guindola de soldador, provista de una barandilla perimetral de 1 m. de altura formada por



pasamanos, barra intermedia y rodapié. El soldador, además, amarrará el mosquetón del cinturón a un cable de seguridad, o a argollas soldadas a tal efecto en la perfilería”.

“Se prohíbe la permanencia de operarios dentro del radio de acción de cargas suspendidas”.

“Se prohíbe la permanencia de operarios directamente bajo tajos de soldadura”.

“Se prohíbe trepar directamente por la estructura y desplazarse sobre las alas de una viga sin atar el cinturón de seguridad”.

“El ascenso o descenso a/o de un nivel superior, se realizará mediante una escalera de mano provista de zapatas antideslizantes y ganchos de cuelgue e inmovilidad dispuestos de tal forma que sobrepase la escalera 1 m. la altura de desembarco”.

“El riesgo de caída al vacío por fachadas se cubrirá mediante la utilización de redes de horca (o de bandeja)”.

Montaje de prefabricados.

“El riesgo de caída desde altura, se evitará realizando los trabajos de recepción e instalación del prefabricado desde el interior de una plataforma de trabajo rodeada de barandillas de 90 cm., de altura, formadas por pasamanos, listón intermedio y rodapié de 15 cm., sobre andamios (metálicos, tubulares de borriquetas)”.

“Se prohíbe trabajar o permanecer en lugares de tránsito de piezas suspendidas en prevención del riesgo de desplome”.

“Los prefabricados se acopiarán en posición horizontal sobre durmientes dispuestos por capas de tal forma que no dañen los elementos de enganche para su izado”.

“Se paralizará la labor de instalación de los prefabricados bajo régimen de vientos superiores a 60 Km/h”.

Albañilería.

“Los grandes huecos (patios) se cubrirán con una red horizontal instalada alternativamente cada dos plantas, para la prevención de caídas”.



“Se prohíbe concentrar las cargas de ladrillos sobre vanos. El acopio de pales, se realizará próximo a cada pilar, para evitar las sobrecargas de la estructura en los lugares de menor resistencia”.

“Los escombros y cascotes se evacuarán diariamente mediante trompas de vertido montadas al efecto, para evitar el riesgo de pisadas sobre materiales”.

“Las rampas de las escaleras estarán protegidas en su entorno por una barandilla sólida de 90 cm. de altura, formada por pasamanos, listón intermedio y rodapié de 15cm”.

Cubiertas.

“El riesgo de caída al vacío, se controlará instalando redes de horca alrededor del edificio. No se permiten caídas sobre red superiores a los 6 m. de altura”.

“Se paralizarán los trabajos sobre las cubiertas bajo régimen de vientos superiores a 60 km/h., lluvia, helada y nieve”.

Alicatados.

“El corte de las plaquetas y demás piezas cerámicas, se ejecutará en vía húmeda, para evitar la formación de polvo ambiental durante el trabajo”.

“El corte de las plaquetas y demás piezas cerámicas se ejecutará en locales abiertos o a la intemperie, para evitar respirar aire con gran cantidad de polvo”.

Enfoscados y enlucidos.

“Las "miras", reglas, tablones, etc., se cargarán a hombro en su caso, de tal forma que, al caminar, el extremo que va por delante, se encuentre por encima de la altura del casco de quién lo transporta, para evitar los golpes a otros operarios, los tropezones entre obstáculos, etc”.

“Se acordonará la zona en la que pueda caer piedra durante las operaciones de proyección de "garbancillo" sobre morteros, mediante cinta de banderolas y letreros de prohibido el paso”.



Solados con mármoles, terrazos, plaquetas y asimilables.

“El corte de piezas de pavimento se ejecutará en vía húmeda, en evitación de lesiones por trabajar en atmósferas pulverulentas”.

“Las piezas del pavimento se izarán a las plantas sobre plataformas emplintadas, correctamente apiladas dentro de las cajas de suministro, que no se romperán hasta la hora de utilizar su contenido”.

“Los lodos producto de los pulidos, serán orillados siempre hacia zonas no de paso y eliminados inmediatamente de la planta”.

Carpintería de madera, metálica y cerrajería.

“Los recortes de madera y metálicos, objetos punzantes, cascotes y serrín producidos durante los ajustes se recogerán y se eliminarán mediante las tolvas de vertido, o mediante bateas o plataformas emplintadas amarradas del gancho de la grúa”.

“Los cercos serán recibidos por un mínimo de una cuadrilla, en evitación de golpes, caídas y vuelcos”.

“Los listones horizontales inferiores contra deformaciones, se instalarán a una altura en torno a los 60 cm. Se ejecutarán en madera blanca, preferentemente, para hacerlos más visibles y evitar los accidentes por tropiezos”.

“El "cuelgue" de hojas de puertas o de ventanas, se efectuará por un mínimo de dos operarios, para evitar accidentes por desequilibrio, vuelco, golpes y caídas”.

Montaje de vidrio.

“Se prohíbe permanecer o trabajar en la vertical de un tajo de instalación de vidrio”.

“Los tajos se mantendrán libres de fragmentos de vidrio, para evitar el riesgo de cortes”.

“La manipulación de las planchas de vidrio, se ejecutará con la ayuda de ventosas de seguridad”.



“Los vidrios ya instalados, se pintarán de inmediato a base de pintura a la cal, para significar su existencia”.

Pintura y barnizados.

“Se prohíbe almacenar pinturas susceptibles de emanar vapores inflamables con los recipientes mal o incompletamente cerrados, para evitar accidentes por generación de atmósferas tóxicas o explosivas”.

“Se prohíbe realizar trabajos de soldadura y oxicorte en lugares próximos a los tajos en los que se empleen pinturas inflamables, para evitar el riesgo de explosión o de incendio”.

“Se tenderán redes horizontales sujetas a puntos firmes de la estructura, para evitar el riesgo de caída desde alturas”.

“Se prohíbe la conexión de aparatos de carga accionados eléctricamente (puentes grúa por ejemplo) durante las operaciones de pintura de carriles, soportes, topes, barandillas, etc., en prevención de atrapamientos o caídas desde altura”.

“Se prohíbe realizar "pruebas de funcionamiento" en las instalaciones, tuberías de presión, equipos motobombas, calderas, conductos, etc. durante los trabajos de pintura de señalización o de protección de conductos”.

Instalación eléctrica provisional de obra.

“El montaje de aparatos eléctricos será ejecutado por personal especialista, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos”.

“El calibre o sección del cableado será siempre el adecuado para la carga eléctrica que ha de soportar”.

“Los hilos tendrán la funda protectora aislante sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos”.

“La distribución general desde el cuadro general de obra a los cuadros secundarios o de planta, se efectuará mediante manguera eléctrica antihumedad”.



“El tendido de los cables y mangueras, se efectuará a una altura mínima de 2 m. en los lugares peatonales y de 5 m. en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento”.

“Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas antihumedad”.

“Las mangueras de "alargadera" por ser provisionales y de corta estancia pueden llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los paramentos verticales”.

“Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad”.

“Los cuadros eléctricos metálicos tendrán la carcasa conectada a tierra”.

“Los cuadros eléctricos se colgarán pendientes de tableros de madera recibidos a los paramentos verticales o bien a "pies derechos" firmes”.

“Las maniobras a ejecutar en el cuadro eléctrico general se efectuarán subido a una banqueta de maniobra o alfombrilla aislante”.

“Los cuadros eléctricos poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie”.

“La tensión siempre estará en la clavija "hembra", nunca en la "macho", para evitar los contactos eléctricos directos”.

“Los interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo con las siguientes sensibilidades”:

-“300 mA. Alimentación a la maquinaria”.

-“30 mA. Alimentación a la maquinaria como mejora del nivel de seguridad”.

-“30 mA. Para las instalaciones eléctricas de alumbrado”.

“Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra”.

“El neutro de la instalación estará puesto a tierra”.



“La toma de tierra se efectuará a través de la pica o placa de cada cuadro general”.

“El hilo de toma de tierra, siempre estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos”.

“La iluminación mediante portátiles cumplirá la siguiente norma”:

- “Portalámparas estanco de seguridad con mango aislante, rejilla protectora de la bombilla dotada de gancho de cuelgue a la pared, manguera antihumedad, clavija de conexión normalizada estanca de seguridad, alimentados a 24 V”.

- “La iluminación de los tajos se situará a una altura en torno a los 2 m., medidos desde la superficie de apoyo de los operarios en el puesto de trabajo”.

- “La iluminación de los tajos, siempre que sea posible, se efectuará cruzada con el fin de disminuir sombras”.

- “Las zonas de paso de la obra, estarán permanentemente iluminadas evitando rincones oscuros”.

“No se permitirá las conexiones a tierra a través de conducciones de agua”.

“No se permitirá el tránsito de carretillas y personas sobre mangueras eléctricas, pueden pelarse y producir accidentes”.

“No se permitirá el tránsito bajo líneas eléctricas de las compañías con elementos longitudinales transportados a hombro (pértigas, reglas, escaleras de mano y asimilables). La inclinación de la pieza puede llegar a producir el con-tacto eléctrico”.

Instalación de fontanería, aparatos sanitarios, calefacción y aire acondicionado.

“El transporte de tramos de tubería a hombro por un solo hombre, se realizará inclinando la carga hacia atrás, de tal forma que el extremo que va por delante supere la altura de un hombre, en evitación de golpes y tropiezos con otros operarios en lugares poco iluminados o iluminados a contra luz”.

“Se prohíbe el uso de mecheros y sopletes junto a materiales inflamables”.

“Se prohíbe soldar con plomo, en lugares cerrados, para evitar trabajos en atmósferas tóxicas”.



Instalación de antenas y pararrayos.

“Bajo condiciones meteorológicas extremas, lluvia, nieve, hielo o fuerte viento, se suspenderán los trabajos”.

“Se prohíbe expresamente instalar pararrayos y antenas a la vista de nubes de tormenta próximas”.

“Las antenas y pararrayos se instalarán con ayuda de la plataforma horizontal, apoyada sobre las cuñas en pendiente de encaje en la cubierta, rodeada de barandilla sólida de 90 cm. de altura, formada por pasamanos, barra intermedia y rodapié, dispuesta según detalle de planos”.

“Las escaleras de mano, pese a que se utilicen de forma "momentánea", se anclarán firmemente al apoyo superior, y estarán dotados de zapatas antideslizantes, y sobrepasarán en 1 m. la altura a salvar”.

“Las líneas eléctricas próximas al tajo, se dejarán sin servicio durante la duración de los trabajos”.

1.5.2 Disposiciones específicas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras

“Cuando en la ejecución de la obra intervenga más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor designará un *coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra*, que será un técnico competente integrado en la dirección facultativa”.

“Cuando no sea necesaria la designación de coordinador, las funciones de éste serán asumidas por la dirección facultativa”.

“En aplicación del estudio básico de seguridad y salud, cada contratista elaborará un *plan de seguridad y salud en el trabajo* en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el estudio desarrollado en el proyecto, en función de su propio sistema de ejecución de la obra”.

“Antes del comienzo de los trabajos, el promotor deberá efectuar un *aviso* a la autoridad laboral competente”.



1.6 Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual

1.6.1 Introducción

“La ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo”.

“Así son las *normas de desarrollo reglamentario* las que deben fijar las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre ellas se encuentran las destinadas a garantizar la *utilización por los trabajadores en el trabajo de equipos de protección individual* que los protejan adecuadamente de aquellos riesgos para su salud o su seguridad que *no puedan evitarse o limitarse* suficientemente mediante la utilización de medios de protección colectiva o la adopción de medidas de organización en el trabajo”.

1.6.2 Obligaciones generales del empresario

“Hará obligatorio el uso de los equipos de protección individual que a continuación se desarrollan”.

PROTECTORES DE LA CABEZA.

- “Cascos de seguridad, no metálicos, clase N, aislados para baja tensión, con el fin de proteger a los trabajadores de los posibles choques, impactos y contactos eléctricos”.
- “Protectores auditivos acoplables a los cascos de protección”.
- “Gafas de montura universal contra impactos y antipolvo”.
- “Mascarilla antipolvo con filtros protectores”.
- “Pantalla de protección para soldadura autógena y eléctrica”.

PROTECTORES DE MANOS Y BRAZOS.

- “Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones)”.
- “Guantes de goma finos, para operarios que trabajen con hormigón”.
- “Guantes dieléctricos para B.T”.
- “Guantes de soldador”.
- “Muñequeras”.
- “Mango aislante de protección en las herramientas”.



PROTECTORES DE PIES Y PIERNAS.

- “Calzado provisto de suela y puntera de seguridad contra las agresiones mecánicas”.
- “Botas dieléctricas para B.T”.
- “Botas de protección impermeables”.
- “Polainas de soldador”.
- “Rodilleras”.

PROTECTORES DEL CUERPO.

- “Crema de protección y pomadas”.
- “Chalecos, chaquetas y mandiles de cuero para protección de las agresiones mecánicas”.
- “Traje impermeable de trabajo”.
- “Cinturón de seguridad, de sujeción y caída, clase A”.
- “Fajas y cinturones antivibraciones”.
- “Pértiga de B.T”.
- “Banqueta aislante clase I para maniobra de B.T”.
- “Linterna individual de situación”.
- “Comprobador de tensión”.

Anexo N°2 Estudio de impacto ambiental

ÍNDICE

1.	Impacto ambiental de la instalación y su operación	1
2.	Impacto ambiental durante el proceso de fabricación	2
3.	Impacto ambiental en la fase de construcción de la planta.....	2
4.	Desmantelamiento de la planta tras cumplir con su vida útil	3



1. Impacto ambiental de la instalación y su operación

El impacto ambiental en instalaciones tales como huertos solares son prácticamente nulo. Principalmente esto es debido a que el único recurso necesario para la operación de la planta es el Sol, fuente inagotable y limpia. Sin embargo, a continuación, detallaremos los diferentes criterios sobre los que basaremos esta clasificación.

- Emisiones contaminantes a la atmósfera: la operación de plantas solares fotovoltaicas garantiza la nula emisión de gases contaminantes a la atmósfera. Sin embargo, durante el proceso de construcción sí que se pueden emitir, pero esto es un hecho puntual.
- Impacto sobre el ecosistema: en este apartado, debe considerarse que la situación del huerto solar está próxima a un terreno rústico, que puede generar daños a la flora y fauna que haya en la zona. Serán necesarias acciones como eliminación de la vegetación para comenzar las acciones de construcción. No obstante, hemos seleccionado un emplazamiento libre de vegetación, por lo que el impacto sobre el ecosistema se prevé nulo.
- Contaminación acústica: durante la operación de la planta no se genera ningún tipo de ruido. Sin embargo, durante el proceso de construcción sí que se pueden emitir, pero esto es un hecho puntual.
- Generación de residuos: la actividad de la planta no genera residuo alguno. Además, no existen vertidos al sistema de saneamiento.
- Residuos radiactivos: no se producirá ningún tipo de residuo radiactivo.

El impacto más relevante que puede tener la planta es el impacto visual. Como se encuentra en suelo rústico, estará enmarcada en un espacio natural. No obstante, hemos de tener en cuenta los siguientes factores:

- El tamaño de nuestra planta es reducido, por lo que el impacto visual es mínimo.
- La localización de la planta se ha seleccionado de forma que no interceda en ningún espacio natural que esté bajo protección de los organismos competentes. La planta tampoco está situada en ningún parque natural ni zona bajo protección por su relevancia arquitectónica, cultural ni de ningún otro tipo. En referencia a la “Red Natura 2000”, nuestra instalación no está situada dentro de ningún espacio natural protegido por esta.
- El emplazamiento seleccionado para este proyecto está ubicado en un emplazamiento de reducido valor paisajístico.
- Nuestro proyecto está situado próxima a una carretera, pero de reducido tráfico, por lo que no es susceptible de distraer la atención de los conductores.



2. Impacto ambiental durante el proceso de fabricación

El único impacto ambiental referido a emisión de contaminantes en nuestro proyecto tiene lugar en el proceso de fabricación de los diferentes componentes de la central, como puede ser la electrónica del inversor, los seguidores solares y principalmente la fabricación de los módulos fotovoltaicos. Los principales residuos contaminantes que se vierten al medioambiente durante su fabricación son: aceites, disoluciones de metales, disolventes orgánicos, envases de las materias primas y restos dopantes entre otros.

Para este apartado debemos tener en cuenta el “Real Decreto 833/1988”. En este documento se describe la forma de actuar con los residuos anteriormente mencionados. El procedimiento se puede resumir en dos acciones: en primer lugar, el almacenamiento de los residuos generados y, en segundo lugar, la retirada de los mismos por parte de las empresas gestoras de residuos. Se actúa de esta forma porque los residuos no pueden verterse al sistema de saneamiento.

Por otro lado, existen otros residuos que se producen durante el proceso de fabricación como pueden ser los ácidos y los álcalis que se emplean en los procesos de limpieza. Sin embargo, estos residuos sí se pueden eliminar a través del sistema de saneamiento. Todo lo descrito viene regulado por la “Ley 10/1993 de 26 de octubre”, donde se trata la limitación de las concentraciones máximas de contaminantes que es posible verter al sistema de saneamiento. De la misma forma, 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 esta etapa se puede dividir principalmente en dos partes: impacto generado en la preparación del terreno para la posterior instalación de los equipos, y el impacto en el momento de la colocación de los seguidores, los módulos fotovoltaicos, los inversores, las casetas prefabricadas y la fabricación del propio centro de transformación.

Entre las actividades llevadas a cabo para la preparación tendríamos: el desbroce y limpieza del terreno, la nivelación y compactación del mismo, el hormigonado de los pilotes así como la apertura de fosos y zanjas. Los únicos impactos producidos por estas actividades sería el levantamiento de polvo en suspensión o los gases de escape que emite la maquinaria utilizada.

Para prevenir todos estos posibles impactos de manera sencilla se debe cumplir con llevar a cabo un correcto mantenimiento de la maquinaria y el uso adecuado de la misma. Por otro lado, para evitar el levantamiento de mucho polvo en suspensión, se puede hacer uso de la humectación del terreno.

Los impactos que pueden generar el movimiento y colocación de los seguidores, los módulos y los inversores serían los envases de los mismos, que deberán ser retirados tras su colocación. Finalmente, durante la fabricación del centro de transformación se procurará que el impacto producido sea mínimo.



4. Desmantelamiento de la planta tras cumplir con su vida útil

Tras haber finalizado el periodo de vida útil de la central fotovoltaica, el cual se estipula de unos 35 años, se lleva a cabo la retirada de los elementos que la componen para dejar el terreno como estaba antes de que se instalase la central. A continuación, explicaremos cual es el procedimiento que llevar a cabo con cada elemento.

- Módulos fotovoltaicos: están compuestos de silicio, aluminio, materiales poliméricos y cristal:
 - El silicio es el material base de las células fotovoltaicas. Estas pueden ser reutilizadas, aunque su rendimiento será menor. Otra posible alternativa sería reprocesar el silicio mediante fundición para utilizarse en otra aplicación.
 - El aluminio se utiliza principalmente para el marco de los módulos. El tratamiento de este puede ser reutilizarlo para otra aplicación o gestionarlo mediante una empresa certificada.
 - Los materiales poliméricos y el cristal son tratados posteriormente en una planta de reciclaje.
- Seguidor solar: está compuesto por diferentes elementos:
 - Estructura: compuesta principalmente por aluminio y acero. El tratamiento de estos puede ser reutilizarlos para otras aplicaciones o gestionarlos mediante una empresa certificada.
 - Motor: puede ser reutilizado para otras aplicaciones o separarlo en sus diferentes partes y así obtener diversos materiales que pueden utilizarse en otras aplicaciones o ser gestionadas por empresas especializadas.
 - Electrónica y control: su retirada debe llevarse a cabo por una empresa especializada ya que sus componentes electrónicos pueden ser muy útiles y deben ser reprocesados.
- Pilotes de hormigón: estos son restos que deben ser tratados como establece el Real Decreto 105/2008 que regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición. Para nuestro caso, se procederá a separar la armadura metálica del hormigón y esta se llevará a una planta de tratamiento de residuos no peligrosos. El hormigón se llevará a una planta de reciclaje.
- Cableado: los recubrimientos poliméricos se llevarán a una planta de reciclaje. 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 debe llevarse a cabo por una empresa especializada ya que sus componentes electrónicos pueden ser muy útiles y deben ser reprocesados.
- Centro de transformación: se debe gestionar mediante una empresa especializada. Esto se debe a que los centros de transformación sí contienen elementos contaminantes, entre los que podemos encontrar SF₆ de las celdas de Media Tensión y el aceite del transformador.



Como hemos visto, las actividades de desmantelamiento de la planta tienen muy poco impacto ambiental. Además, la mayoría de sus elementos pueden ser reutilizados o reciclados.

