

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería en Tecnologías Industriales

Diseño de una planta fotovoltaica de 50 MWp

Autor:

Álvaro López Rodríguez

Tutor:

Jose María Delgado (Profesor Ayudante Doctor)

Isidoro Lillo Bravo (Profesor Titular)

Dpto. de Ingeniería Energética

Sevilla, 2021

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer a mis padres todo el apoyo recibido durante todos mis años de estudiante y por haberme animado hasta conseguir mi objetivo. En segundo lugar, agradecer a mis tutores Jose María Delgado e Isidoro Lillo por su entusiasmo e ilusión en la realización del este proyecto desde el primer día. También quiero agradecer a mis amigos, profesores y compañeros que me han ayudado a crecer durante estos últimos años, tanto a nivel profesional como personal.

RESUMEN

Una planta solar fotovoltaica con conexión a la red, como es el caso de la planta propuesta, genera energía eléctrica por conversión de la radiación solar incidente en electricidad que es inyectada a la red de transporte para su posterior distribución hasta los puntos de consumo.

Este tipo de instalaciones producen energía a partir de fuentes de energía renovables, en este caso energía solar. Son energías “limpias” y no contaminantes, por lo que evitan una influencia negativa sobre el medio ambiente y hacen posible el desarrollo sostenible.

Evitan la emisión de partículas contaminantes a la atmósfera como azufre, óxidos de nitrógeno, CO₂, CO, Plomo, etc., ya que introducen a la red nacional energía limpia generada con radiación solar. Además, esta tecnología garantiza un suministro energético sin dependencia de recursos fósiles exteriores lo que contribuye a la independencia energética de España.

La energía solar fotovoltaica ha ido adquiriendo mucha importancia en los últimos años por ventajas como las mencionadas anteriormente. Por ello, la tecnología empleada en estas fuentes de generación de energía ha ido perfeccionándose en los últimos años.

En primer lugar, se hará un estudio previo en el que se consideran tres tecnologías distintas: empleo de módulos fotovoltaicos monofaciales con seguidores de un eje, módulos fotovoltaicos monofaciales con estructura fija y módulos bifaciales provistos de seguidores a un eje. Tras dicho estudio, que se hará apoyándonos en la herramienta PVsyst, se procederá a realizar el diseño minucioso de la planta.

ÍNDICE

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Índice	xi
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xviii
Objetivos Generales	xxi
<i>SECCIÓN 1:</i>	<i>xxi</i>
<i>SECCIÓN 2:</i>	<i>xxi</i>
SECCIÓN 1: Estudio Comparativo	1
1. Introducción a la Energía Fotovoltaica	1
<i>1.1 Panorama energético mundial</i>	<i>1</i>
<i>1.2 Tecnología solar fotovoltaica</i>	<i>4</i>
<i>1.3 Evolución de Coste, Mercado y Producción</i>	<i>5</i>
<i>1.4 Ventajas de la Energía Solar Fotovoltaica</i>	<i>6</i>
<i>1.5 Desventajas de la Energía Solar Fotovoltaica</i>	<i>6</i>
<i>1.6 Radiación solar en España</i>	<i>7</i>
2. Descripción de estudio comparativo	8
<i>2.1 Módulo monofacial con estructura fija</i>	<i>8</i>
<i>2.2 Módulo monofacial con seguidor a un eje N-S</i>	<i>10</i>
<i>2.3 Módulo bifacial con seguidor a un eje N-S</i>	<i>11</i>
3. Análisis de pérdidas detalladas	13
<i>3.1. Pérdidas óhmicas</i>	<i>13</i>
3.1.1 Pérdidas en parte de continua	13
<i>3.1.2 Pérdidas en parte de alterna</i>	<i>14</i>
<i>Inversor-Transformador (PSB's)</i>	<i>14</i>
<i>PSB's-centro de seccionamiento</i>	<i>14</i>
<i>Línea de evacuación</i>	<i>14</i>
<i>3.2. Pérdidas por temperatura</i>	<i>15</i>
<i>3.3. Pérdidas por envejecimiento</i>	<i>16</i>
<i>3.4. Pérdidas por indisponibilidad</i>	<i>17</i>
<i>3.5. Pérdidas por polvo y suciedad</i>	<i>17</i>
<i>3.6. Pérdidas por degradación inicial</i>	<i>18</i>
<i>3.6.1 Calidad del módulo</i>	<i>18</i>
<i>3.6.2 LID</i>	<i>19</i>
<i>3.6.3 Pérdidas por desajuste del módulo</i>	<i>19</i>
<i>3.7. Pérdidas por modificador del ángulo de incidencia</i>	<i>20</i>
<i>3.8. Consumo de equipos auxiliares</i>	<i>21</i>
4. Análisis de producción energética	23
<i>4.1 Producción normalizada</i>	<i>23</i>
<i>4.2 Proporción de rendimiento</i>	<i>25</i>

4.3 Pérdidas detalladas	29
4.1 Resultados generales	32
5. Presupuesto de plantas FVs	34
5.1. Costes de inversión	34
5.1.1. Módulos fotovoltaicos	34
5.1.2 Conjunto inversores-centros de transformación	34
5.1.3 Seguidores y estructuras fijas	34
5.1.4 Cajas de agrupación/ String boxes	35
5.1.5 Centro de seccionamiento	35
5.1.6 Obra civil	35
5.1.7 Obra eléctrica	38
5.1.8 Anti intrusión	39
5.2. Costes de operación y mantenimiento	39
5.2.1 Mantenimiento correctivo	40
5.2.2 Mantenimiento predictivo	40
6. Análisis económico	45
6.1 Precio de venta de la energía	45
6.2 Cálculo del VAN	47
6.3 Cálculo del PayBack	49
SECCIÓN 2: Diseño de planta fotovoltaica	55
SECCIÓN 2.1: memoria descriptiva	55
1. Criterios de Diseño	55
1.1 Criterios generales	55
1.2 Criterios eléctricos	55
2. Planta Fotovoltaica	57
2.1 Descripción de la Planta Fotovoltaica	57
2.2 Ficha Técnica de la Instalación	59
2.3 Módulos fotovoltaicos	59
2.4 Seguidores a un eje	60
2.5 Inversor	61
2.6 Cajas de agrupación	62
2.7 Transformador	63
2.8 PSBs y Centro de Seccionamiento	63
2.9 Cableado de Corriente Continua	66
2.10 Cableado de Corriente Alterna	66
2.11 Protecciones eléctricas	68
2.11.1 Corriente Continua	68
2.11.2 Corriente Alterna	68
2.12 Puesta a tierra	69
2.12.1 Protección contra contactos indirectos en el sistema de baja tension	69
2.12.2 Protección contra contactos directos en el sistema de baja tension	69
2.12.3 Protección contra contactos en el sistema de alta tension	70
2.13 Obra Civil	70
2.13.1 Vallado perimetral y acceso a la planta	70
2.13.2 Viales	71
2.13.3 Centros de transformación con sala para inversores y centros de seccionamiento	71
2.13.4 Zanjas	71
2.13.5 Edificio de control	72
3. Línea de evacuación en 30 kV	73
3.1 Descripción de la línea	73
3.2 Condiciones generales	73

3.3 Características del tendido y trazado de línea de evacuación	74
3.3 Cables conductores	74
4. Campos electromagnéticos	76
SECCIÓN 2.2: Memoria Justificativa	77
1. Cálculo de cableado de baja tensión en CC	77
1.1 Cálculo de cableado en Nivel 1: desde paneles a las string boxes	77
1.1.1 Sección mínima	77
1.1.2 Caída de tensión	78
1.2 Cálculo de cableado en Nivel 2: string box al inversor	81
1.2.1 Sección mínima	81
1.2.2 Cálculo de la caída de tensión	82
2. Cálculo de cableado de baja tensión en CA	91
2.1 Cálculo de la caída de tensión	91
2.2 Sección de conductores de inversor a transformador	91
3. Cálculo de cableado de media tensión	92
3.1 Datos Técnicos Básicos	92
3.2 Sección de Conductores	92
3.2.1 Datos de Diseño	93
3.2.2 Intensidad Máxima Admisible	93
3.2.3 Sección Mínima por Intensidad de Cortocircuito	93
3.2.4 Cálculo de la Caída de Tensión	94
3.2.5 Cálculo de la Pérdida de Potencia	97
3.2.6 Características de los Conductores	97
3.2.8 Cálculo de la Sección Mínima por Intensidad de Cortocircuito	97
3.2.8 Caída de Tensión	98
3.2.9 Pérdida de Potencia	100
4. Cálculos electromagnéticos	101
5. Cálculo de la línea subterránea de evacuación en M.T	102
5.1 Datos de Partida	102
5.2 Datos de diseño	102
5.3 Características de los Conductores	102
5.4 Cálculo de la Sección Mínima por Intensidad de Cortocircuito	103
5.5 Intensidad Máxima Admisible	104
5.6 Caída de Tensión	105
5.7 Pérdida de Potencia	105
5.8 Intensidad de Cortocircuito en la pantalla	106
5.9 Sistema de Puesta a Tierra	109
SECCIÓN 2.3: Planos	111
SECCIÓN 3: Conclusiones	117
Referencias	119

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de albedo. [16]	12
Tabla 2. Caída de tensión para simulación PVsyst en condiciones STC para continua. Fuente: elaboración propia	13
Tabla 3. Caída de tensión en parte de alterna bajo condiciones STC. Fuente: elaboración propia	15
Tabla 4. Garantía de rendimiento para módulos propuestos. Fuente: elaboración propia	16
Tabla 5. Pérdida de rendimiento anual de módulos fotovoltaicos. Fuente: elaboración propia	17
Tabla 6. Pérdidas por indisponibilidad para módulos fotovoltaicos empleados. Fuente: elaboración propia	17
Tabla 7. Pérdidas por suciedad. Fuente: elaboración propia	18
Tabla 8. Pérdidas por calidad del módulo. Fuente: elaboración propia	18
Tabla 9. Pérdidas LID para módulos fotovoltaicos empleados. Fuente: elaboración propia	19
Tabla 10. Pérdidas por efecto mismatch. Fuente elaboración propia	20
Tabla 11. Tabla de ASHRAE. Fuente: PVsyst	21
Tabla 12. Consumo de equipos auxiliares. Fuente: elaboración propia	22
Tabla 13. Producción normalizada mensual. Fuente: elaboración propia	23
Tabla 14. Resultados de simulación con PVsyst. Fuente: elaboración propia	32
Tabla 15. Dimensiones de los parques fotovoltaicos propuestos. Fuente: elaboración propia	36
Tabla 16. Excavaciones para construcción de zanjas. Fuente: elaboración propia	37
Tabla 17. Costes extra de obra civil. Fuente: elaboración propia	38
Tabla 18. Estimación de cableado necesario incluido el montaje. Fuente: elaboración propia	38
Tabla 19. Presupuesto total de inversión inicial. Fuente: elaboración propia	39
Tabla 20. Estimación de costes de mantenimiento. Fuente: elaboración propia	43
Tabla 21. Estimación precio de venta de energía partiendo de años 2020 y 2021. Fuente: elaboración propia	46
Tabla 22. Flujos de caja con año base 2020. Fuente: elaboración propia	48
Tabla 23. Flujos de caja con año base 2019. Fuente: elaboración propia	49
Tabla 24. Cálculo PayBack base 2020. Fuente: elaboración propia	50
Tabla 25. Cálculo PayBack para año base 2019. Fuente: elaboración propia	52
Tabla 26. Composición de FV Córdoba 50MWp. Fuente: elaboración propia	58
Tabla 27. Ficha Técnica de la planta. Fuente: elaboración propia	59
Tabla 28. Características módulo fotovoltaico.[24]	60

Tabla 29. Seguidor planta FV Córdoba 50MWp.[22]	61
Tabla 30. Ficha técnica del inversor.[26]	62
Tabla 31. Datos técnicos del Transformador. Fuente: elaboración propia.	63
Tabla 32. Características del cableado de media tensión. Fuente: elaboración propia	67
Tabla 33. Datos generales de la línea de evacuación. Fuente: elaboración propia.	73
Tabla 34. Características cableado línea evacuación. Fuente: elaboración propia	75
Tabla 35. Resistencia para distintas secciones. Fuente: elaboración propia	79
Tabla 36. caída de tensión para 21 strings de 27 paneles. Fuente: elaboración propia.	79
Tabla 37. caída de tensión para 18 strings de 27 paneles. Fuente: elaboración propia.	80
Tabla 38. cantidad de conductores necesarios en nivel 1. Fuente: elaboración propia	81
Tabla 39. Intensidades admisibles para conductores de aluminio en Nivel 2	82
Tabla 40. Resistencia de los conductores. Fuente: elaboración propia	83
Tabla 41. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB01. Fuente: elaboración propia	84
Tabla 42. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB02. Fuente: elaboración propia	84
Tabla 43. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB03. Fuente: elaboración propia	85
Tabla 44. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB04. Fuente: elaboración propia	85
Tabla 45. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB05. Fuente: elaboración propia	86
Tabla 46. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB06. Fuente: elaboración propia	86
Tabla 47. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB07. Fuente: elaboración propia	87
Tabla 48. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB08. Fuente: elaboración propia	87
Tabla 49. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB09. Fuente: elaboración propia	88
Tabla 50. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB10. Fuente: elaboración propia	88
Tabla 51. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB11. Fuente: elaboración propia	89
Tabla 52. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB12. Fuente: elaboración propia	89
Tabla 53. Cableado necesario para tramo de Nivel 2. Fuente: elaboración propia.	90
Tabla 54. centros de transformación conectados entre sí. Fuente: elaboración propia	92
Tabla 55. Intensidad en canalizaciones de media. Fuente: elaboración propia	92
Tabla 56. Características de conductores de media tensión	93
Tabla 57. Características cableado media tensión. Fuente: elaboración propia	97
Tabla 58. Caída de tensión en línea de media tensión. Fuente: elaboración propia	99
Tabla 59. Cableado necesario para línea de media tensión. Fuente; elaboración propia	99
Tabla 60. Pérdida de potencia en líneas de media tensión	100
Tabla 61. Características cableado de línea de evacuación	103
Tabla 62. Características técnicas línea evacuación. Fuente: elaboración propia	105
Tabla 63. Caída de tensión de línea de evacuación. Fuente: elaboración propia	105
Tabla 64. Pérdida de potencia de línea de evacuación. Fuente: elaboración propia	105
Tabla 65. Intensidad de cortocircuito en función del tiempo de actuación de protecciones. Fuente: elaboración propia	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Panorama energético mundial 2019. [3]	2
Ilustración 2. Mapa de crecimiento de mundial de demanda energética en 2018.[4]	2
Ilustración 3. Tendencia de combustible fósil vs energías renovables según IREN. [3]	3
Ilustración 4. Tendencia de los precios de las placas solares fotovoltaicas.[6]	5
Ilustración 5. Mapa de radiación solar global anual en España.[9]	7
Ilustración 6. Orientación e inclinación óptima. Fuente: PVsyst	9
Ilustración 7. Estructuras fijas.[12]	10
Ilustración 8. Tipología de seguidores solares.[13]	11
Ilustración 9. Concentración de polvo en función de zona geográfica. [17]	18
Ilustración 10. Prestaciones módulo bifacial [19]	19
Ilustración 11. Prestaciones módulo monofacial. [20]	19
Ilustración 12. Factor de corrección del ángulo de incidencia. Fuente: PVsyst	21
Ilustración 13. Producción normalizada mensual. Fuente: elaboración propia	24
Ilustración 14. Proporción de rendimiento mensual para variante 1. Fuente: PVsyst	25
Ilustración 15. Proporción de rendimiento mensual para variante 2. Fuente: PVsyst	26
Ilustración 16. Proporción de rendimiento mensual para variante 3. Fuente: PVsyst	26
Ilustración 17. Temperatura del módulo frente a irradiación global efectiva. Fuente: PVsyst	27
Ilustración 18. Proporción de rendimiento y pérdidas. Fuente: PVsyst	28
Ilustración 19. Diagrama de pérdidas para variante 1. Fuente: PVsyst	29
Ilustración 20. Diagrama de pérdidas para variante 2. Fuente: PVsyst	30
Ilustración 21. Diagrama de pérdidas para variante 3. Fuente: PVsyst	31
Ilustración 22. Energía inyectada a la red por las 3 alternativas. Fuente: elaboración propia	33
Ilustración 23. Estimación de evolución del precio de venta de la energía, base 2020. Fuente: elaboración propia	45
Ilustración 24. Estimación de la evolución del precio de venta de la energía, base 2019. Fuente: elaboración propia	46
Ilustración 25. Evolución del cash-flow acumulado para V1 (monofacial fijo), 2020. Fuente: elaboración propia	51
Ilustración 26. Evolución del cash-flow acumulado para V2 (monofacial seguidor) 2020. Fuente: elaboración propia	51
Ilustración 27. Evolución del cash-flow acumulado para V3 (bifacial seguidor) 2020. Fuente: elaboración propia	52

Ilustración 28. Evolución del cash-flow acumulado para V1 (monofacial fijo), 2019. Fuente: elaboración propia	53
Ilustración 29. Evolución del cash-flow acumulado para V2 (monofacial seguidor) 2019. Fuente: elaboración propia	53
Ilustración 30. Evolución del cash-flow acumulado para V3 (bifacial seguidor) 2019. Fuente: elaboración propia	54
Ilustración 31. Situación FV Córdoba 50MWp. Fuente: Global Mapper	58
Ilustración 32. Seguidor 2V Soltec.[25]	61
Ilustración 33. String Box.[27]	62
Ilustración 34. Esquema de composición del cableado tipo. [28]	67
Ilustración 35. Esquema de puesta a tierra empleando Solidbonding.[29]	70
Ilustración 36. Perforación horizontal dirigida.[30]	74
Ilustración 37. Datos técnicos del conductor de corriente continua. [31]	77
Ilustración 38. Diagrama fasorial. Fuente: elaboración propia	95

OBJETIVOS GENERALES

Antes de comenzar a describir el trabajo realizado, se procederá a nombrar los principales objetivos del presente documento:

SECCIÓN 1:

- Introducción a la energía solar fotovoltaica.
- Estudio comparativo energético entre algunas de las tecnologías existentes hoy en día en el diseño de plantas fotovoltaicas:
 1. Módulo monofacial con estructura fija. Será la variante 1 del estudio.
 2. Módulo monofacial con seguimiento a un eje N-S. Será la variante 2 del estudio.
 3. Módulo bifacial con seguimiento a un eje N-S. Será la variante 3 del estudio.
- Estudio comparativo económico entre las tecnologías citadas.
- Obtención de la variante que ofrece una mayor rentabilidad desde el punto de vista financiero teniendo en cuenta la zona geográfica en la que va a ser implantado el parque solar.
- Diseño propuesto de la planta fotovoltaica usando la tecnología escogida en la primera parte del proyecto.

SECCIÓN 2:

- Descripción de equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica que represente la mejor opción de las analizadas en la sección anterior.
- Cálculos eléctricos necesarios para el diseño del parque haciendo uso de la normativa vigente en la actualidad.
- Elaboración de planos del parque fotovoltaico propuesto.

SECCIÓN 1: ESTUDIO COMPARATIVO

1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

1.1 Panorama energético mundial

La energía juega un papel vital en la sociedad moderna. La energía posibilita el funcionamiento de los sistemas que cubren las necesidades humanas, como son la alimentación, el alojamiento, el trabajo y el transporte. La mayor parte de la estructura de oferta de energía primaria está basada en petróleo y gas a nivel mundial y, no obstante, el incremento de individuos (superpoblación) consigue acelerar la dependencia excesiva de estos combustibles.

En los últimos años se observa un nuevo escenario energético mundial en el que países como India y China han emergido económicamente convirtiéndose en grandes demandantes de energía. China, que en el año 2010 ya desbancó a Estados Unidos como primer consumidor mundial de energía, acaparó casi el 22% del consumo de energía primaria mundial en 2012. Por otra parte, Pakistán hasta Corea del Sur, en la actualidad se concentra el 54% de la población y el 40% del consumo mundial, siendo sus tasas de crecimiento energético de más del doble que la media del planeta.[1]

Fuentes de organismos tan relevantes como la Comisión Europea (CE) o el DOE Departamento de Energética de los Estados Unidos (DOE) [2] son los que confirman que las necesidades energéticas a escala mundial continúan aumentando de forma inexorable, así como la dependencia creciente por los combustibles fósiles. Avisan sobre la necesidad de que los gobiernos modifiquen sus políticas energéticas para frenar, por ejemplo, las emisiones de CO₂. Según datos del informe del BP (Revisión Estadística de la Energía Mundial 2020, BP-Statistical Review of World Energy 2020) el panorama de desarrollo energético es el siguiente:

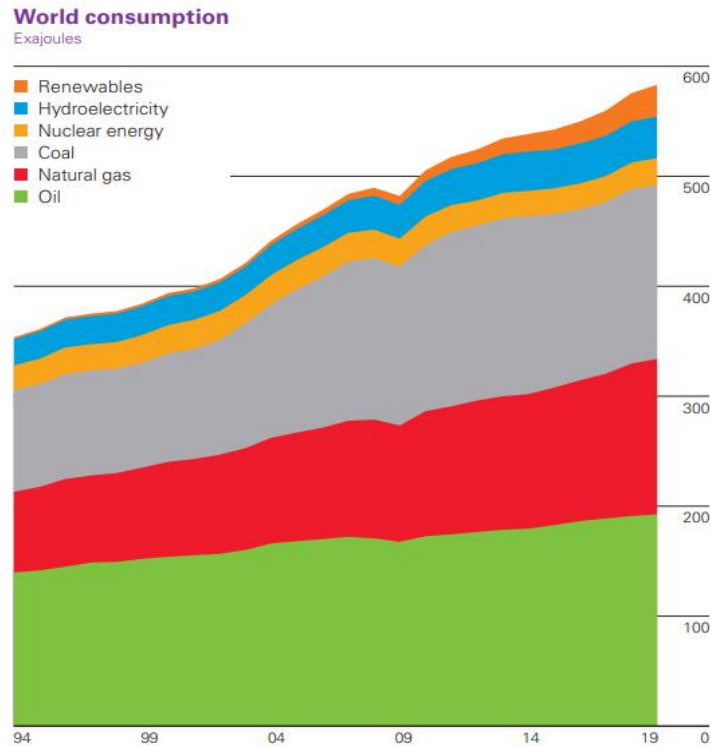


Ilustración 1. Panorama energético mundial 2019. [3]

La geopolítica de la energía está presidida por la “Transición Energética” hacia una mayor electrificación y hacia una energía porcentualmente cada vez más limpia y mejor gestionada. No obstante, con una demanda que no deja de crecer, esto es compatible con una producción de petróleo y de gas que se prevé seguirá creciendo, al menos por unas cuantas décadas. La tecnología ha conseguido que las renovables, especialmente la eólica y la solar empiecen a ser rentables por sí mismas.

El espectacular crecimiento de la demanda en Asia se está constituyendo como uno de los factores paradigmáticos de la transformación energética global. El World Energy Outlook 2017 (WEO 2017) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) nos presenta un panorama donde el crecimiento de la demanda energética se concentra fuera del mundo Occidental, que tradicionalmente lo lideraba, para hacerlo en Asia y, muy particularmente, en la India y en China, que juntos suponen la mitad del crecimiento global.



Ilustración 2. Mapa de crecimiento de mundial de demanda energética en 2018.[4]

Las fuentes de energía renovable han sido aprovechadas por el hombre desde hace mucho tiempo, básicamente acompañadas de la energía animal, y su empleo continuó durante toda la historia hasta la llegada de la “Revolución Industrial”, en la que la aparición del carbón, con una densidad energética muy superior a la de la biomasa y su menor precio, desplazó a estas. Posteriormente, el petróleo fue desplazando en muchas aplicaciones al carbón debido a su mayor limpieza, mayor poder calorífico y su carácter fluido. En el siglo XX aparece un nuevo recurso, más limpio y con mayores reservas, el gas natural, del que se dice será la energía del siglo XXI, con lo que es de suponer que también sufrirá una crisis a lo largo de este siglo. Durante los últimos años, precisamente pensando en el futuro agotamiento de las fuentes de energías fósiles, en la gran dependencia exterior de muchos países de estas, en el progresivo incremento de su coste y en los problemas medioambientales derivados de su explotación, transporte y consumo, se está produciendo un renacer de las energías renovables.

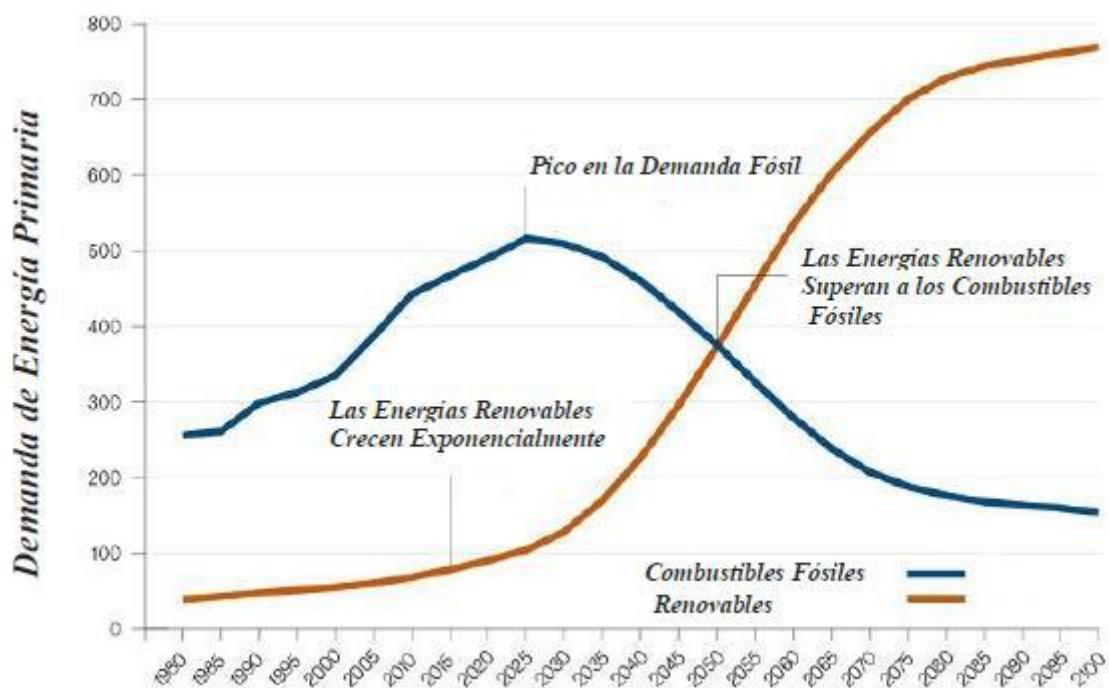


Ilustración 3. Tendencia de combustible fósil vs energías renovables según IREN. [3]

Según el informe dado del 2018, del IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA- International Renewable Energy Agency) sugiere que la transformación energética cambiará la forma de gobernar tal y como la conocemos. A diferencia de los combustibles fósiles, las fuentes de energía renovable están disponibles en una u otra forma en la mayoría de las zonas geográficas. Esta abundancia reforzará la seguridad energética y promoverá una mayor independencia energética para la mayoría de los Estados. En 2017, solo las renovables, sobre todo eólica, fotovoltaica e hidroeléctrica, fueron responsables de la mitad del incremento global en la generación de electricidad.

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana. Además, tiene la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas. El sol está en el origen de todas las energías renovables

porque su calor provoca en la Tierra las diferencias de presión que originan a los vientos, fuente de la energía eólica, causando la evaporación que predispone la formación de nubes, y por tanto, las lluvias, dando origen al ciclo del agua, fuente de energía hidráulica, mediante el cual su radiación solar concentrada, da vida a la energía solar térmica y por consiguiente, existe la vida en nuestra flora y fauna, dando origen a la energía de biomasa.

1.2 Tecnología solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la energía eléctrica obtenida a través de los fotones procedentes de la radiación solar mediante células fotovoltaicas. La aparición de este nuevo método de producir energía estaba años atrás, restringido a la alimentación eléctrica de lugares aislados y aplicaciones rurales, pero en la actualidad, las nuevas normativas y la evolución en la tecnología hacen que las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red supongan un porcentaje considerable de la potencia total instalada en España. El desarrollo de la energía fotovoltaica requiere conseguir, con unos costes razonables, que los elementos de la instalación alcancen unos rendimientos energéticos óptimos y así que la instalación funcione de la mejor forma posible. La fotovoltaica utiliza la radiación solar para generar electricidad aprovechando las propiedades físicas de ciertos materiales semiconductores. En la actualidad existen varias tecnologías consideradas para la producción de electricidad solar por vía fotovoltaica, basada en el uso de módulos fotovoltaicos planos y bifaciales, que incorporan células de silicio, ya sea mono o policristalino.

La tecnología de los módulos fotovoltaicos planos, como los que se van a emplear en el presente proyecto, se encuentra desarrollada desde hace décadas, ofreciendo en la actualidad un producto comercial que ha ido mejorando sus prestaciones en el tiempo gracias a la libre competencia. Así los fabricantes actuales garantizan sus productos por tiempos superiores a 20 años, obteniendo degradaciones inferiores al 20% durante la vida útil de los módulos. Las utilizaciones de las energías renovables en sus diversas formas son consideradas como una opción atractiva para la producción de energía eléctrica tanto para los productores como para los consumidores. Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que protege físicamente de la intemperie y aísla eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto.

Los módulos fotovoltaicos se interconectan en serie formando ramas para obtener el voltaje requerido y estas ramas a su vez se asocian en paralelo hasta obtener la potencia deseada formando el generador fotovoltaico que proporciona una corriente eléctrica proporcional a la radiación incidente sobre los módulos.

La energía eléctrica obtenida en los módulos se lleva hasta los inversores, que es un dispositivo eléctrico que convierte la corriente eléctrica procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente eléctrica alterna que permite ser transportada por la red de distribución, y posteriormente para el consumo. Para permitir su distribución y transporte hasta los consumidores de manera eficiente, la energía generada se lleva hasta el transformador donde se eleva su tensión. Finalmente, se recoge toda la energía a la salida del inversor por medio de circuitos de media tensión hasta el centro de seccionamiento y de ahí hasta la subestación de conexión, donde volverá a elevarse su tensión para permitir su transporte hasta el consumidor final.

La producción eléctrica estuvo basada en el fenómeno físico denominado "efecto fotovoltaico", que consiste en convertir la radiación solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células están

elaboradas a base de silicio puro (uno de los elementos más abundantes en la naturaleza, componente principal de la arena) con adición de dopantes de ciertos elementos químicos (boro y fósforo), y son capaces de generar cada una de ellas una corriente de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 Voltios.

1.3 Evolución de Coste, Mercado y Producción

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un fuerte desarrollo tecnológico en la última década, optimizando procesos de fabricación, uso de materias primas, y diseño de componentes. El resultado de esta combinación de éxitos tecnológicos es un producto con fiabilidad y accesible al mercado de generación eléctrico por sus bajos costes.

Los factores que han influido en este cambio son múltiples. Las tecnologías utilizadas en la energía fotovoltaica son hoy día mucho más eficientes, ya que cada vez son más capaces de generar energía incluso en condiciones menos favorables, como en baja irradiación solar. Esto, unido a que las tecnologías de almacenamiento de energía están mejorando rápidamente y a las políticas energéticas impulsadas en la Unión Europea, Estados Unidos y China, principalmente, han posibilitado un desplome en los precios de la energía en general.

Los precios de las placas solares fotovoltaicas han descendido entre un 75% y un 85% entre 2010 y 2020, y el precio de la energía lo ha hecho un 80% desde 2009, con una tendencia a la baja en los próximos años. Esto se ve reflejado en la ilustración número 4. La razón de esta drástica disminución de se debe a la apuesta generalizada por la energía solar fotovoltaica a escala mundial. En España, hoy en día el precio del kWh fotovoltaico está comprendido en el margen de 7-14 céntimos, valor muy similar al producido con fuentes no renovables (el coste del kWh generado con gas o carbón es de 6-12 céntimos. A continuación, se muestra como ha ido el precio mundial de producción de la energía fotovoltaica en los últimos 10 años.

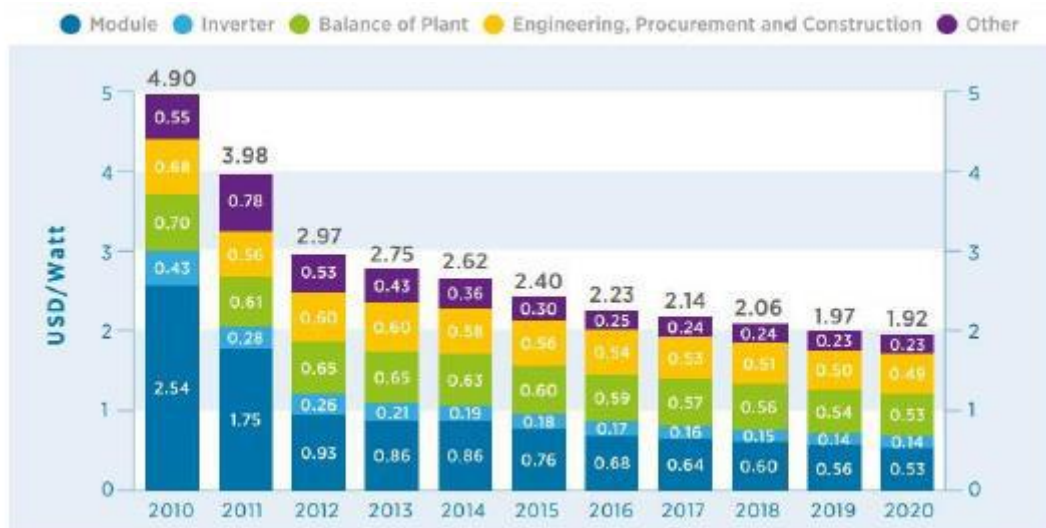


Ilustración 4. Tendencia de los precios de las placas solares fotovoltaicas.[6]

Con el paso del tiempo hay una creciente evidencia de que la energía renovable tiene un efecto dominó positivo en toda la sociedad, avanzando al mismo tiempo en las vertientes

económica, social y ambiental. De hecho, los beneficios de las energías renovables son entre dos y tres veces mayores que los costes, incluidos los ahorros en importaciones de combustibles fósiles, las emisiones de CO₂ y sus repercusiones económicas.

1.4 Ventajas de la Energía Solar Fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por las siguientes ventajas:

- Sencillez.
- Su simplicidad y fácil instalación.
- Ser modulares.
- La vida útil de las instalaciones fotovoltaicas es elevada, en particular, la vida útil de los módulos es superior a cuarenta años, igual que la de los elementos auxiliares que componen la instalación, cableado, canalizaciones, cajas de conexión, etc.
- Mantenimiento requerido es reducido.
- Fiabilidad.
- Las instalaciones fotovoltaicas producen energía limpia, sin gran incidencia negativa en el medio ambiente. Al no producirse ningún tipo de combustión, no se generan contaminantes atmosféricos en el punto de utilización, ni se producen efectos como la lluvia ácida, efecto invernadero por CO₂, etc.
- Tener un funcionamiento silencioso.

1.5 Desventajas de la Energía Solar Fotovoltaica

- Grandes extensiones de tierra.
- Alto coste de inversión.
- Dependiente del clima.
- Variabilidad de la luz solar.
- Centros poblados alejados de centros de generación de energía.
- Disposición y reciclaje de los materiales tóxicos.
- Baja eficiencia de producción energética.

Otro aspecto importante que resulta de especial interés trata sobre la curva de pato. Este constituye el principal problema que puede provocar un gran crecimiento de la energía fotovoltaica. Durante muchas décadas, la demanda de energía a nivel mundial siguió un patrón predecible, lo que permitió a las centrales eléctricas mantener una producción estable

de energía, así como anticipar las necesidades de todos sus usuarios.

Sin embargo, en el 2013, el Operador de Sistema Independiente de Energía de California dio a conocer una gráfica—conocida hoy como “*duck curve*”—en la cual evidenció el nuevo reto que implica equilibrar la oferta y la demanda en la red eléctrica debido a la incursión de la energía fotovoltaica, y otras energías renovables, a gran escala.[7]

El efecto de la “curva de pato” se debe a que la generación fotovoltaica durante el día ocasiona un exceso de energía en la red eléctrica, pues es durante estas horas cuando más energía fotovoltaica se genera, pero menos se consume, mientras que llegada la noche el consumo energético alcanza su pico máximo al tiempo que la generación fotovoltaica es nula. Dicho en otras palabras, la incapacidad de almacenar la energía fotovoltaica para su uso futuro da como resultado una red eléctrica ineficiente que impacta los precios, los flujos y la calidad del servicio eléctrico. Por esta razón, las tecnologías de almacenamiento de energía jugarán un papel fundamental en el desarrollo de la energía solar.

Hoy ya estamos en marcha hacia este nuevo paradigma energético. De acuerdo con un estudio de Deloitte [8], el mercado del almacenamiento de energía podría alcanzar los 26,000 millones de dólares para el 2022, mientras que el crecimiento del sector entre los usuarios finales experimentará un crecimiento de 172 MW en el 2014 a 12,147 MW en el 2024.

1.6 Radiación solar en España

Como se ha explicado previamente, la radiación solar es uno de los factores más determinantes, sino el que más, para la obtención de la energía eléctrica fotovoltaica. Por ello, es de especial interés conocer la radiación solar incidente en la zona geográfica en la cual se va a implantar el parque. A continuación, se muestra el mapa de radiación solar global media anual en España, donde se puede observar que la planta se encuentra en la zona V, la de máxima radiación. Por ello, se puede concluir que el hecho de implantar una planta fotovoltaica en dicha región resulta de especial interés.

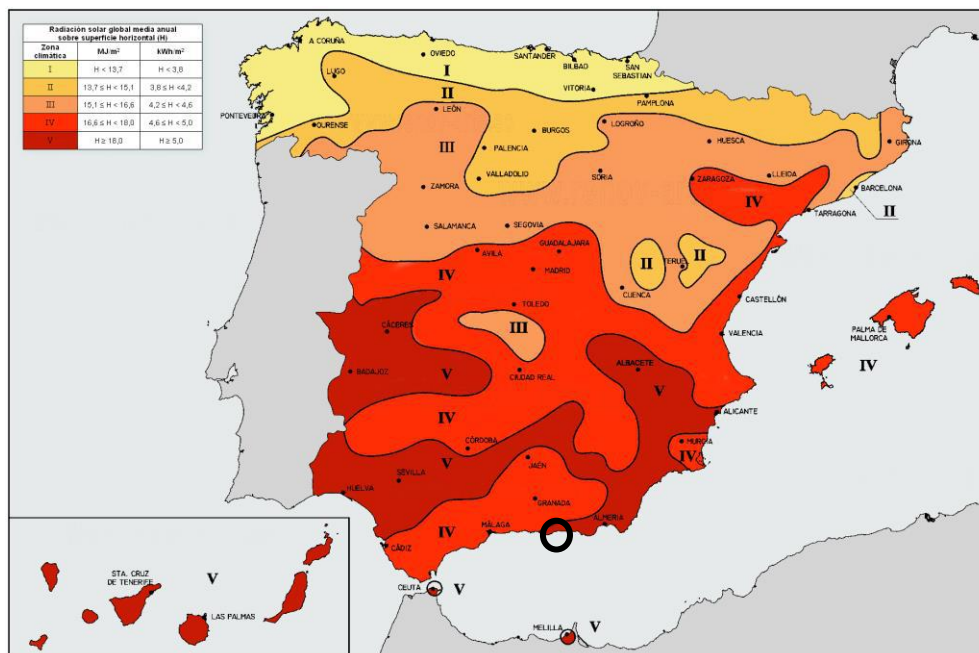


Ilustración 5. Mapa de radiación solar global anual en España.[9]

2. DESCRIPCIÓN DE ESTUDIO COMPARATIVO

El objetivo de la primera parte del proyecto consiste en hacer un análisis comparativo entre tres tipologías distintas de instalaciones fotovoltaicas. La primera de ellas será la implantación de una planta fotovoltaica con módulos monofaciales y estructura fija. La segunda alternativa propuesta consistirá en el diseño de una planta con módulos monofaciales y seguidores a un eje N-S mientras que la última variante considerada tratará sobre la implantación de un parque, con la misma potencia pico instalada que las dos anteriores, dotada de módulos bifaciales con seguidores a un eje N-S. A lo largo del presente documento se les nombrará variante 1, variante 2 y variante 3 respectivamente.

El objetivo de este apartado trata sobre las diferencias básicas en el diseño de las tres variantes consideradas. La descripción detallada de los distintos equipos de la planta se realizará en la parte 2 de este documento, diseño de planta FV.

Las 3 alternativas propuestas tendrán las siguientes características básicas:

- Número de módulos: 11.439 unidades
- Potencia pico de paneles: 435 Wp
- Potencia pico de los parques: 49.998.465 Wp
- Strings/cadenas de 27 módulos en serie
- 12 centros de transformación. Cada centro de transformación tendrá 1 inversor + 1 transformador.
- 1 centro de seccionamiento

2.1 Módulo monofacial con estructura fija

En la variante 1, los módulos fotovoltaicos se agrupan en serie apoyándose en estructuras fijas que actúan como soporte de los paneles. Por otra parte, les proporcionarán cierta altura, disminuyendo por lo tanto las pérdidas por sombreados cercanos, y una cierta inclinación garantizando así la máxima producción de energía eléctrica posible al estar maximizando la irradiancia incidente en el conjunto fotovoltaico.

La producción de la planta dependerá pues, en gran parte, de una correcta orientación e inclinación de los paneles solares para lo cual es preciso conocer la ubicación de la planta. La planta propuesta se establecerá sobre una serie de parcelas ubicadas en el término municipal de Córdoba. Las coordenadas geográficas de Córdoba son:

- Latitud: 37°53'29"
- Longitud: 4°46'21"
- Altitud sobre el nivel del mar: 117 m

Para la obtención de la inclinación óptima del parque solar se empleará la siguiente expresión matemática [10]:

$$\text{Inclinación óptima} = 3,7 + 0,69 \cdot \text{latitud} \approx 30^\circ \quad (1.1)$$

No obstante, la herramienta PVsyst nos permite obtener la inclinación y orientación óptima del conjunto fotovoltaico de una forma mucho más aproximada.

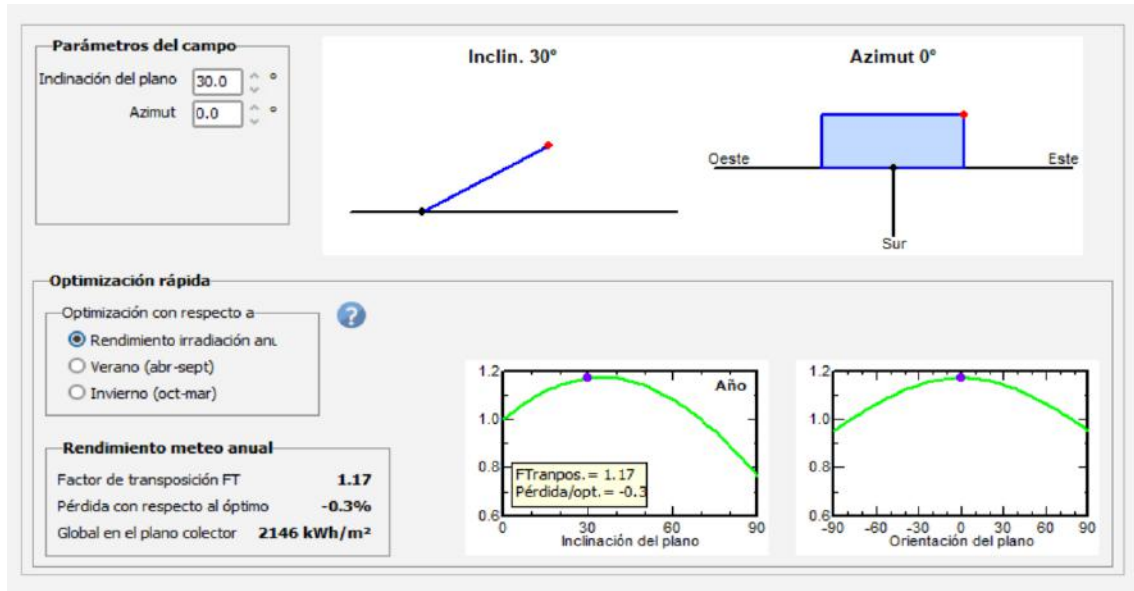


Ilustración 6. Orientación e inclinación óptima. Fuente: PVsyst

Utilizando una estructura fija que garantiza una inclinación del módulo de 30° y estableciendo un azimut de 0°, se puede apreciar en la figura anterior que la planta fotovoltaica tendrá un comportamiento muy cercano al óptimo.

Otro factor que va a influir en gran medida en las prestaciones del parque es la distancia existente entre cada estructura o cadena de módulos. Este parámetro es denominado pitch y hace referencia a la distancia existente entre dos hileras consecutivas de módulos fotovoltaicos. Mientras mayor sea el pitch, mayor será la distancia entre las estructuras y menores las pérdidas por sombreados cercanos. Por otro lado, las dimensiones serán mayores y por ello los costes de la planta. El valor del pitch se escogerá en función de otro parámetro característico de plantas fotovoltaicas, la ratio de cobertura GCR. Un valor típico para plantas con estructuras fijas es un GCR de 0,5.[11]

$$GCR = \frac{\text{área del módulo}}{\text{área del suelo}} \quad (1.2)$$

Las estructuras empleadas en la planta propuesta, dispone de 2 módulos montados en vertical tal y como indica la figura siguiente:



Ilustración 7. Estructuras fijas.[12]

Por otra parte, el módulo empleado para la simulación es AXIpremium XL HC BLK-AC 43 de Axitec Energy. Las dimensiones de estos módulos son las siguientes:

- Longitud: 2,094 metros
- Anchura: 1,038 metros
- Espesor: 0,035 metros

Conociendo estos datos, se puede obtener una distancia horizontal o pitch de 8,376 metros. Se establece finalmente un pitch de 8,5 metros para la elaboración de la simulación.

2.2 Módulo monofacial con seguidor a un eje N-S

La segunda variante por estudiar consiste en el diseño de una planta fotovoltaica con seguidores a un eje N-S. Los seguidores solares son dispositivos que se acoplan a las estructuras de montaje y ayudan a dirigir los paneles solares en la dirección en que se mueve el sol. A medida que avanza la industria de la energía fotovoltaica, los desarrolladores son cada vez más conscientes de la importancia de seguir optimizando la implementación del seguimiento solar.

Existen distintos tipos de seguidores, en función del eje en torno al cual realizan el giro en busca de la máxima captación de la radiación solar:

- 2 ejes.
- Eje polar.
- Azimutal.
- Horizontal.

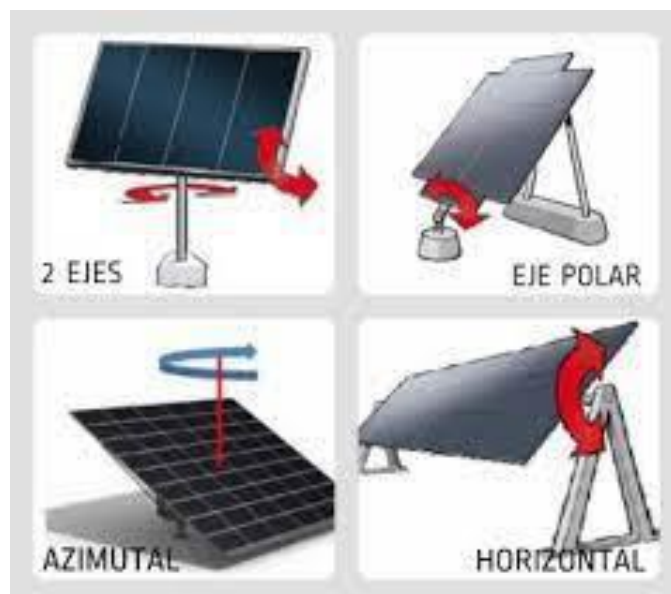


Ilustración 8. Tipología de seguidores solares.[13]

Para la planta propuesta, se emplearán seguidores solares horizontales a un eje N-S en el que los módulos estarán dispuestos de la misma manera en la que estarán dispuestos para la variante 1, 2V. Estos permitirán un incremento notable de la energía generada. Adicionalmente, los seguidores permitirán reducir ligeramente el ensuciamiento de los módulos y mejorar el rendimiento de la captación. Todo ello se verá reflejado en los resultados del proporcionados por el PVsyst indicado en el apartado 5 del presente documento. Por el contrario, la planta requerirá de un mayor terreno y una mayor inversión inicial.

La obtención del pitch óptimo para esta variante cuenta con el mismo problema que el caso anterior: mientras mayor sea el pitch mayor será los costes de inversión inicial de la planta, pero mayor será la producción al reducirse las pérdidas por sombreados cercanos.

Una característica muy importante de los seguidores es el retroceso. El seguidor va girando respectivamente en torno al eje de forma que se garantice la máxima captación solar. No obstante, en las primeras horas del día y últimas horas de la tarde, para que la radiación solar incida de forma perpendicular, los seguidores han de estar muy girados. Si esto ocurre, las pérdidas por sombreados cercanos que provocarán las cadenas de módulos entre sí serán muy elevadas perjudicando gravemente al conjunto fotovoltaico. Para evitar estas pérdidas, cuando nos acercamos a estos periodos del día, el seguidor hace que los módulos se dispongan de forma horizontal disminuyendo las pérdidas descritas.

En comparación con las plantas dotadas de estructuras fijas, el pitch ha de ser mayor. Para el caso propuesto, la ratio de cobertura (GCR) óptimo es de 0,35. Aplicando el mismo procedimiento al aplicado anteriormente, se obtiene un pitch óptimo de 11,50 metros.

2.3 Módulo bifacial con seguidor a un eje N-S

Los módulos fotovoltaicos bifaciales están diseñados especialmente para captar la energía recibida del sol por sus dos lados, y así aumentar su capacidad de producción. En los mejores casos, el nivel de la energía solar fotovoltaica puede llegar a un 30% de aumento en comparación con los paneles monofaciales [14]. No obstante, para obtener una ganancia tan

elevada, es esencial que el terreno refleje gran cantidad de la irradiación solar recibida. Es aquí donde se introduce una variable muy importante para el desarrollo de plantas fotovoltaicas con módulos bifaciales, el albedo.

Se llama albedo a la relación que existe entre la energía luminosa reflejada por una superficie y la energía incidente. Dicho de otro modo, el albedo revela qué nivel de radiación refleja una superficie en comparación a la radiación total que recibe. El albedo, por lo tanto, se indica en términos porcentuales. De acuerdo con los especialistas, el planeta Tierra tiene un albedo medio cercano al 38% respecto a la radiación solar. En las superficies claras, el albedo es más elevado que en las superficies más oscuras. Mientras que la nieve tiene un albedo del 86% (es decir, refleja el 86% de la luz que recibe), los desiertos se ubican en torno al 21%, los bosques llegan al 8% y los mares apenas alcanzan entre el 5% y el 10%. Esto quiere decir que una superficie cubierta de nieve refleja mucha más luz que un océano. [15]

La planta propuesta, se situará sobre terreno arcilloso. A este tipo de terreno le corresponde un albedo cuyos valores están comprendidos entre 0,16 y 0,23. Por ello, se establecerá un albedo de 0,20 para la ejecución de las tres simulaciones. Al ser tan bajo el valor del albedo, la ganancia esperada asociada a la tecnología bifacial no será muy elevada, tal y como se mostrará en los resultados mostrados más adelante.

Terreno	albedo
Hierba	0,15 a 0,26
Nieve	0,55 a 0,98
Tierra negra	0,08 a 0,13
Suelo arcilloso	0,21 a 0,60
Arena	0,09
Asfalto	0,18

Tabla 1. Valores de albedo. [16]

Para la implantación de plantas fotovoltaicas con módulos bifaciales, es necesario dotar a la instalación de estructuras con una mayor altura y de una mayor distancia entre cadenas de módulos para lograr una ganancia de producción energética importante en la parte trasera de los paneles solares. Esto se traduce en un mayor pitch. Para la simulación de la planta, se han realizado varias simulaciones aumentando el pitch y viendo las ganancias de energía que se producen. Tras varias simulaciones, se obtiene que, a partir de un pitch de 12,50 metros, la ganancia de energía es muy pequeña en comparación con el incremento de costes que implica el diseño de una planta de mayores dimensiones y misma potencia instalada. Por ello, se establece un pitch de 12,50 metros para esta variante.

3. ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DETALLADAS

3.1. Pérdidas óhmicas

En primer lugar, hay que mencionar que el cableado no cambiará en función de la alternativa que se esté estudiando. Por ello, se pueden asumir que las pérdidas óhmicas serán las mismas para los tres casos empleados.

Son unas pérdidas resistivas contabilizadas como diferencia entre la potencia disponible de los módulos y la medida en los terminales del “sub-array” contabilizada por PVsyst según la Ley de Ohm de $P = R \cdot I^2$. Al hacer un estudio detallado, nos encontramos con que el software PVsyst no nos permite introducir distintas secciones por lo que tendremos que hallar un sección y longitud medias para poder obtener unas pérdidas próximas a las existentes en la vida real. El software será capaz de introducir las pérdidas que se han producido indicando la caída de tensión que ha sufrido el sistema.

Para una mayor simplicidad, se va a establecer un valor previo que será el que se introducirá en el PVsyst.

3.1.1 Pérdidas en parte de continua

En la memoria de cálculo del presente documento, se ha tomado como hipótesis simplificadora que la caída de tensión en el tramo conocido como Nivel 1 (conductores existentes entre los módulos fotovoltaicos y las cajas de agrupación) haya una caída de tensión como consecuencia de la resistencia inherente al conductor de 0,5% mientras que la caída existente en el tramo de Nivel 2 (conductores existentes entre cajas de agrupación e inversor) sea del 1%. En total, se escoge la sección del conductor de forma que la caída de tensión en la parte de continua sea inferior al 1,5%. Todo ello para condiciones STC ($T=25^{\circ}\text{C}$; $I=1000 \text{ W/m}^2$)

De esta forma, dichos valores serán los que se introducirán en el software PVsyst.

Caída de tensión en condiciones STC	Módulo bifacial	Módulo monofacial con estructura fija	Módulo bifacial con seguidor a un eje
Caída de tensión en Nivel 1	0,5%	0,5%	0,5%
Caída de tensión en Nivel 2	1%	1%	1%
Caída de tensión en parte de continua	1,5%	1,5%	1,5%

Tabla 2. Caída de tensión para simulación PVsyst en condiciones STC para continua. Fuente: elaboración propia

3.1.2 Pérdidas en parte de alterna

Las pérdidas en la parte de alterna estarán formadas por la distancia existente desde los inversores de baja/media tensión hasta la subestación elevadora. Nuevamente, con el objetivo de poder hacer la simulación en el software PVsyst, se hará el mismo procedimiento que el empleado para desarrollar la parte de continua.

Inversor-Transformador (PSB´s)

El parque fotovoltaico ha sido diseñado de tal forma que cada transformador estará asociado únicamente a un inversor. Por ello, se ha decidido recurrir al uso de PSB´s (power stations). Son edificios prefabricados que albergarán en su interior el inversor y el transformador. Por ello, la distancia entre ambos equipos será muy pequeña pudiendo por lo tanto despreciar la caída de tensión originada en este tramo.

PSB´s-centro de seccionamiento

En la memoria de cálculo redactada más adelante del presente proyecto, se ha impuesto una hipótesis para la obtención de las secciones de cableado en la que se escoge la sección a emplear haciendo uso del criterio de caída de tensión. Éste impone que la caída de tensión para este tramo sea inferior a 0,5% en condiciones STC. No obstante, es cierto que al obtener la sección mínima por el criterio de cortocircuito se obtiene una sección de 240 mm² y dicha sección mínima hace que en la mayoría de los circuitos la caída de tensión sea muy inferior al 0,5%. Por ello, se optará por introducir un valor de 0,3% que reflejará con una mayor exactitud los valores obtenidos.

Línea de evacuación

El último tramo que se ha tener en cuenta es la línea de evacuación. Dicha línea se ha diseñado de forma que la caída de tensión máxima que experimenten los circuitos, en condiciones STC, sea del 0,5% nuevamente. No obstante, la longitud de ésta es de 280 metros y el criterio de intensidad, establece que para ser capaces de poder transportar toda la potencia que ha de evacuar, es necesario el uso de cables tripolares con una sección mínima de 400 mm². Como consecuencia de esto, la caída de tensión que experimentará el cableado en dicho tramo será muy baja, del orden del 0,05%. Por ello, éste será el valor que se empleará para la resolución correcta de la simulación. Los cálculos que justifican dichos valores serán explicados más adelante, en la memoria justificativa.

A continuación, se indicará una tabla que recoja los valores predeterminados que se introducirán en el PVsyst:

Caída de tensión en condiciones STC	Módulo bifacial	Módulo monofacial con estructura fija	Módulo bifacial con seguidor a un eje
Caída de tensión PSB's-CS	0,3%	0,3%	0,3%
Caída de tensión en línea de evacuación	0,05%	0,05%	0,05%
Caída de tensión en parte de alterna	0,35%	0,35%	0,35%

Tabla 3. Caída de tensión en parte de alterna bajo condiciones STC. Fuente: elaboración propia

3.2. Pérdidas por temperatura

El factor térmico tiene importantes repercusiones en la producción de energía, ya que influye en la temperatura de la célula, y, por tanto, en su rendimiento. El modelo de un diodo calcula el efecto de las pérdidas por temperatura variando el valor de los componentes del circuito equivalente. Para poder realizar esto el programa necesita conocer la temperatura de las células fotovoltaicas, para ello utiliza la ecuación

$$U \cdot (T_{cell} - T_{amb}) = \alpha \cdot G_{inc} \cdot (1 - \eta) \quad (1.2)$$

Se trata de un balance entre la temperatura ambiente (T_{amb}), la temperatura de la célula (T_{cell}) y la irradiancia en el plano de los módulos (G_{inc}). Alpha es el coeficiente de absorción solar (aproximadamente 0,9) y η el rendimiento del módulo. U es el factor que determina las pérdidas por temperatura, afectado por la constante de temperatura (U_c) y por la velocidad del viento ($U_v \cdot v$) ya que refrigera los módulos y por tanto afecta a la temperatura de la célula.

$$U = U_c + U_v \cdot v \quad (1.3)$$

La determinación de los dos parámetros U_c y U_v tiene un procedimiento claro. Existen algunas medidas cuando los módulos están montados en estructuras libres. En las estructuras libres también ocurre que no afecta igual el aire en la entrada del como a la salida del conducto, incluso con grandes canales de ventilación, por ello no hay un equilibrio en todo el sistema. PVSyst hace los cálculos sin tener en cuenta este fenómeno. Por otra parte, el cálculo del efecto del viento también es muy difícil porque, primero, hacer una correcta trasposición a valores horarios o diarios es complicado, y segundo, porque la medida de velocidad en las bases de datos meteorológicos es a 10 metros de altura en campo abierto, por lo que esta no representa la velocidad que existen al nivel de los módulos. Según los estudios y las experiencias en distintas simulaciones éstos son los valores de los parámetros que mejor describen el comportamiento de la temperatura del módulo para nuestro caso:

$$U_c = 20 \frac{W}{m^2 K} ; U_v = 6 \frac{W}{m^2 K} \cdot \frac{m}{s}$$

En cuanto a los valores correspondientes a la velocidad del viento, el PVsyst escoge los valores de la base de datos meteorológicos correspondientes a la zona geográfica estudiada.

3.3. Pérdidas por envejecimiento

Para obtener la simulación de la planta, se van a incluir las pérdidas que constituyen el envejecimiento de la planta. Cabe mencionar que los valores de estas dependen en gran medida de una correcta limpieza y mantenimiento de la planta.

Para hacer una correcta estimación de las pérdidas que tendrá la planta a causa del envejecimiento, se hará el siguiente estudio:

En primer lugar, hay que mencionar que los principales motivos por los cuales la planta tiene pérdidas como consecuencia del envejecimiento son:

- El módulo fotovoltaico en sí.
- El creciente desajuste existente entre los módulos como consecuencia de que no todos los módulos se degradaran al mismo tiempo, es decir, las pérdidas por “*mismatch*” o envejecimiento. Éstas se explicarán en otro apartado de esta sección.

Las pérdidas por envejecimiento se pueden definir usando un factor de degradación promedio anual. No obstante, la obtención de este factor es complicado de obtener. Una forma de realizar una primera aproximación en lo que respecta a estas pérdidas sería la siguiente:

1. Establecer el rendimiento del panel fotovoltaico para el año 0 teniendo en cuenta las pérdidas que se producen por LID.
2. Adicionalmente, el fabricante nos proporciona una serie de garantías como que el módulo sea capaz de proporcionar el 80% de la potencia que cede el módulo tras 20 años de funcionamiento.
3. Trazar una recta de aproximación entre estos dos puntos indicados, o en caso de poseer más puntos introducirlos obteniendo una recta de aproximación.
4. La pendiente obtenida será una media de la degradación anual que experimenta el módulo.

Los dos módulos empleados en nuestra simulación poseen las siguientes garantías por parte del fabricante:

Módulo	año 0	año 15	año 25
Axitec Energy, AXIpremium XL HC BLK AC-43	97%	90%	85%
Longi Solar, LR 4-72 HBD 435 M G2 Bifacial	98%	91,2%	86%

Tabla 4. Garantía de rendimiento para módulos propuestos. Fuente: elaboración propia

Realizando el procedimiento descrito anteriormente para la obtención del factor de degradación promedio anual, se obtendría para ambos módulos un factor de degradación promedio anual de aproximadamente 0,6%. No obstante, esta situación refleja la situación más desfavorable posible. Atendiendo a los catálogos de ambos fabricantes, estos indican que el factor de degradación promedio será del 0,45%/año. Éste será el valor que se introducirá en el PVsyst.

Módulo bifacial	Módulo monofacial con estructura fija	Módulo bifacial con seguidor a un eje
0,45%	0,45%	0,45%

Tabla 5. Pérdida de rendimiento anual de módulos fotovoltaicos. Fuente: elaboración propia

3.4. Pérdidas por indisponibilidad

Nacen de la necesidad de parar el funcionamiento de la planta debido a operaciones de mantenimiento y a incidencias en las plantas fotovoltaicas. Se va a suponer que la fracción de tiempo durante la cual la planta fotovoltaica está parada es del 2%.

Módulo bifacial	Módulo monofacial con estructura fija	Módulo bifacial con seguidor a un eje
2%	2%	2%

Tabla 6. Pérdidas por indisponibilidad para módulos fotovoltaicos empleados. Fuente: elaboración propia

3.5. Pérdidas por polvo y suciedad

La acumulación de suciedad puede producir efectos negativos en la producción del sistema, esto depende del ambiente de la instalación, de las condiciones meteorológicas, etc.

El problema de la deposición de suciedad y la consecuente reducción de potencia en los paneles fotovoltaicos está presente en todas las plantas de generación de este tipo. Sin embargo, este fenómeno afecta de forma desigual a cada una de ellas y depende sobre todo del entorno en el que se encuentre el parque, pero no exclusivamente de ello, existen otros factores, externos e internos, naturales o antrópicos, que también afectan en gran medida. Las partículas se adhieren a las superficies debido a la gravedad, fuerza electrostática o efectos mecánicos, provocados por el viento o el agua. Otro factor a tener en cuenta muchas veces son los desechos de pájaros. Cabe mencionar que resulta de gran importancia la limpieza de la planta y de los módulos ya que será el agente más relevante a la hora de cuantificar las pérdidas ocasionadas como consecuencia de la suciedad acumulada en los paneles.

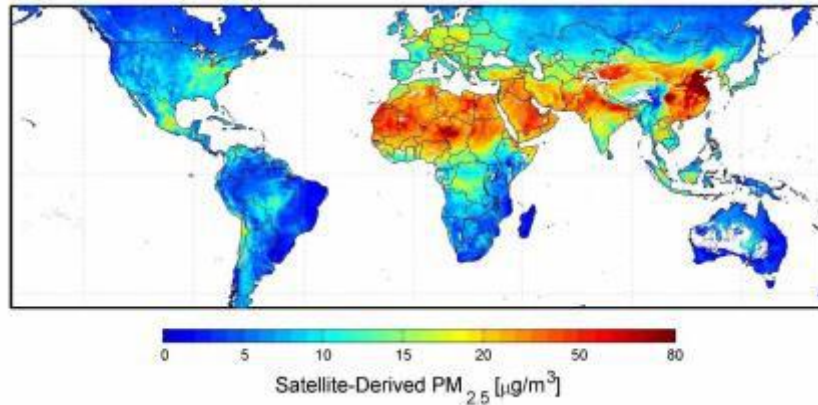


Ilustración 9. Concentración de polvo en función de zona geográfica. [17]

En la figura aguas arriba, se puede ver la concentración de partículas de polvo en función de la zona geográfica. Para el caso de España, y más concretamente de Córdoba la concentración de polvo es del orden de los $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$. A partir de estos datos se hará una aproximación de las pérdidas de energía producida a causa del polvo atendiendo a otros proyectos realizados en la misma zona y en zonas con una misma concentración de polvo:

Mono facial con seguidor	Mono facial sin seguidor	Bifacial
2%	2,5%	2%

Tabla 7. Pérdidas por suciedad. Fuente: elaboración propia

Tanto en el monofacial con seguidor como en el bifacial, el módulo fotovoltaico se mueve gracias a los seguidores. Por ello, la cantidad de polvo acumulado resultará un poco inferior a la alternativa del monofacial sin seguidor.

3.6. Pérdidas por degradación inicial

3.6.1 Calidad del módulo

Consiste en la desviación de la eficiencia media efectiva del módulo fotovoltaico con respecto a las especificaciones del fabricante. Se va a poner el valor que establece por defecto el PVsyst. El software escoge el valor en función de la tolerancia del módulo que proporciona el fabricante. El PVsyst escoge el valor correspondiente a un cuarto de la diferencia entre los valores dados por el fabricante. Cabe mencionar que un posible valor negativo, indica un exceso de rendimiento.

Mono facial con seguidor	Mono facial sin seguidor	Bifacial
-0,3%	-0,3%	-0,8%

Tabla 8. Pérdidas por calidad del módulo. Fuente: elaboración propia

3.6.2 LID

Son las pérdidas inducidas por luz durante las primeras horas de exposición al sol de los módulos, también conocidas como pérdidas LID. Su valor variará en función de la tecnología empleada.

Para el caso de las tecnologías cristalinas, como son los módulos empleados en la planta, suelen estar alrededor del 1 al 3%. Sus valores serán escogidos de los catálogos del fabricante y serán las responsables de que la curva de degradación anual que sufren ambos paneles no parta del 100%. A continuación, se representarán las curvas que nos proporcionan ambos fabricantes [18]:

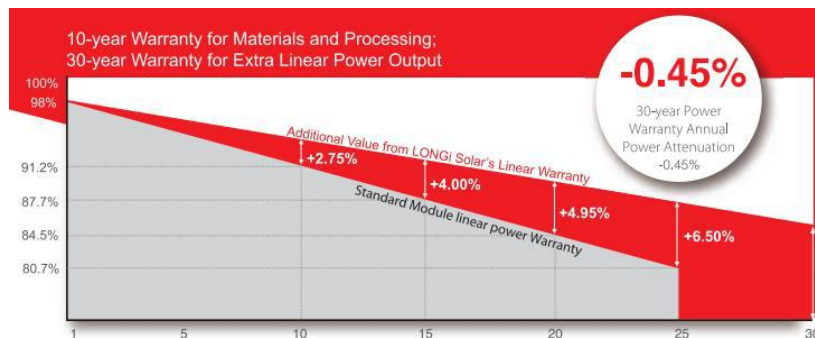


Ilustración 10. Prestaciones módulo bifacial [19]

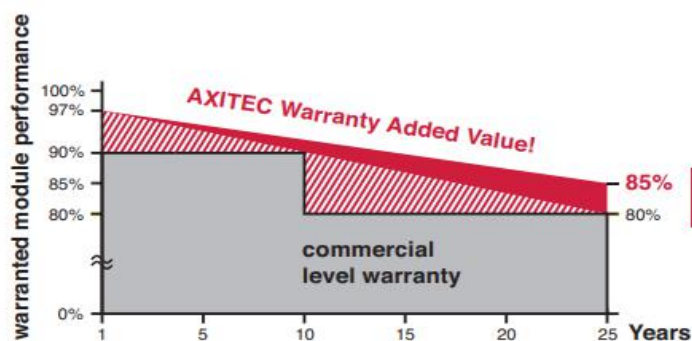


Ilustración 11. Prestaciones módulo monofacial. [20]

De ambos gráficos se puede extraer los siguientes valores de pérdidas LID para los distintos módulos empleados:

Mono facial con seguidor	Mono facial sin seguidor	Bifacial
3%	3%	2%

Tabla 9. Pérdidas LID para módulos fotovoltaicos empleados. Fuente: elaboración propia

3.6.3 Pérdidas por desajuste del módulo

Pérdidas debidas a las diferencias ente módulos fotovoltaicos de un sistema. Al conectar los módulos en serie, y comportarse éstos como fuentes de corriente, la intensidad se verá limitada por el módulo que produzca una intensidad menor. Lo mismo ocurre con la tensión

cuando conectamos las ramas en paralelo. El resultado es una potencia menor a la suma de las potencias de cada módulo. Estas pérdidas son un motivo adicional que explica la importancia de las pérdidas por sombreado en paneles fotovoltaicos [21].

Para determinar estas pérdidas el programa tiene en cuenta que los parámetros I_{sc} , V_{co} y P_{mpp} de los módulos suelen tener una distribución estadística, que suele Gaussiana, o Chi-cuadrada para el punto de máxima potencia, P_{mpp} . La herramienta que usa primero crea una distribución estadística ajustando los valores de I_{sc} o V_{co} a una distribución Gaussiana o Chi-cuadrada teniendo en cuenta la media cuadrática o RMS de la dispersión de los valores, un 5% por defecto. El programa añade las curvas características I/V de cada módulo en cada rama y después reúne cada rama en el array. Finalmente dibuja el resultado de la curva I/V del array e identifica el P_{mpp} . Después compara el punto de máxima potencia con un array de módulos idénticos y ofrece como resultado un porcentaje de pérdidas. Por defecto el PVsyst propone un valor de 2%, que será el que nosotros escogeremos.

Mono facial con seguidor	Mono facial sin seguidor	Bifacial
2%	2%	2%

Tabla 10. Pérdidas por efecto mismatch. Fuente elaboración propia

3.7. Pérdidas por modificador del ángulo de incidencia

Es una pérdida de irradiancia con respecto a la irradiancia normal debida a:

1. Reflexión del panel, siendo mayor cuanto menor es el ángulo de incidencia.
2. Transmisión a través de las distintas capas de material
3. Absorción producida en el cristal.

El software PVsyst calculará la fracción de irradiancia que llega finalmente a la célula en función de las distintas capas aplicando las leyes de Fresnel en cada capa.

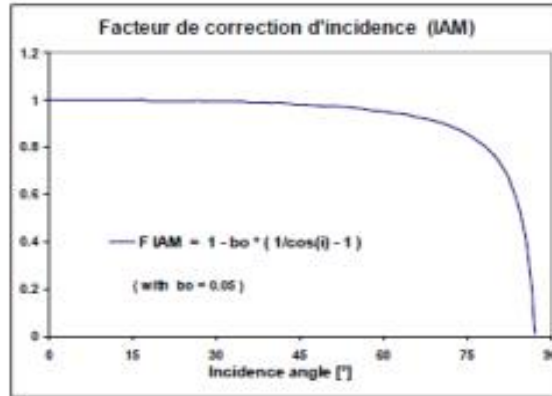
Ley de Fresnel:

$$FIAM = 1 - b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos(i)} - 1 \right) \quad (1.4)$$

El modelo ASHRAE no presenta pérdidas para incidencia normal, $\cos(i)=1$. Estas pérdidas aparecen en el diagrama de pérdidas del programa, implícitas en la propia definición del panel.

A continuación, se mostrará un atabla en la que recoge como varía el IAM en función del ángulo de incidencia. La curva IAM, tiene dos componentes: el ángulo longitudinal de radiación y el ángulo transversal de radiación. El primero refleja la altura diferente del sol en verano e invierno mientras que el segundo hace referencia a la posición diferente del sol a lo largo del día.

Los tres módulos fotovoltaicos elegidos se rigen por el modelo de parametrización ASHRAE.



PVsyst (Array incidence loss IAM) [29]

Ilustración 12. Factor de corrección del ángulo de incidencia. Fuente: PVsyst

ASHRAE	
bo = 0,05	
Ángulo inc.	IAM
0.0	1.0
30.0	0,998
50.0	0,981
60.0	0,948
70.0	0.862
75.0	0.776
80.0	0.636
85.0	0.403
90.0	0.0

Tabla 11. Tabla de ASHRAE. Fuente: PVsyst

3.8. Consumo de equipos auxiliares

Parte de la energía generada en la planta fotovoltaica, se usará para proporcionar electricidad a diversos equipos que consumen potencia eléctrica en la planta. El diseño de la planta que se va a proponer dispondrá de un centro de seccionamiento. Éste, a parte de las celdas de media tensión de entrada y salida, dispondrá de una celda de servicios auxiliares. En dicha celda, habrá un transformador de servicios auxiliares que dispondrá de una potencia de 100 kVA. Se supondrá que de este transformador saldrá toda la energía necesaria para abastecer el parque. Dicho valor será el introducido en el consumo de equipos auxiliares del parque fotovoltaico.

Adicionalmente, se supondrá que las tres alternativas dispondrían del mismo transformador de servicios auxiliares:

Mono facial con seguidor	Mono facial sin seguidor	Bifacial
100 kVA	100 kVA	100 kVA

Tabla 12. Consumo de equipos auxiliares. Fuente: elaboración propia

4. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Una vez establecidas las pérdidas detalladas, y conociendo las principales características de las plantas propuestas, se procede a la simulación de los proyectos diseñados mediante el software PVsyst gracias al cual será posible conocer las prestaciones de las distintas variantes estudiadas.

En este apartado se pretende hacer un estudio comparativo entre los resultados proporcionados por el PVsyst relacionándolos entre ellos para obtener un análisis desde un punto de vista energético o de producción. Para una mayor simplicidad se hará un análisis comparativo mensual.

Para una correcta simulación, es de vital importancia conocer las condiciones meteorológicas de la zona geográfica del parque. Por ello, previamente se ha elaborado un archivo meteorológico que recoge las condiciones ambientales de los últimos años en dicha zona. Gracias a ello se podrá hacer una simulación que se acerque bastante a la producción que tendrían los parques propuestos en la realidad.

Dicho estudio recoge un análisis de la producción de energía eléctrica generada en el primer año de funcionamiento de los parques.

4.1 Producción normalizada

La producción normalizada expresa la cantidad de energía eléctrica cedida por el sistema por cada kilovatio pico instalado. Mientras mayor sea este parámetro, más rentabilidad tendrá desde un enfoque energético. Se mostrarán a continuación la producción normalizada para la distinta casuística proporcionados por el software PVsyst.

	Producción [kWh/kWp/día]		
	Variante 1	Variante 2	Vairante 3
enero	2,80	3,00	3,34
febrero	3,46	3,60	3,97
marzo	4,90	5,33	5,79
abril	5,23	6,5	6,99
mayo	5,90	7,72	8,26
junio	5,79	7,61	8,09
julio	6,74	8,82	9,43
agosto	6,35	7,73	8,26
septiembre	5,30	5,99	6,48
octubre	4,25	4,48	4,92
noviembre	3,40	3,56	3,91
diciembre	2,50	2,76	3,07

Tabla 13. Producción normalizada mensual. Fuente: elaboración propia

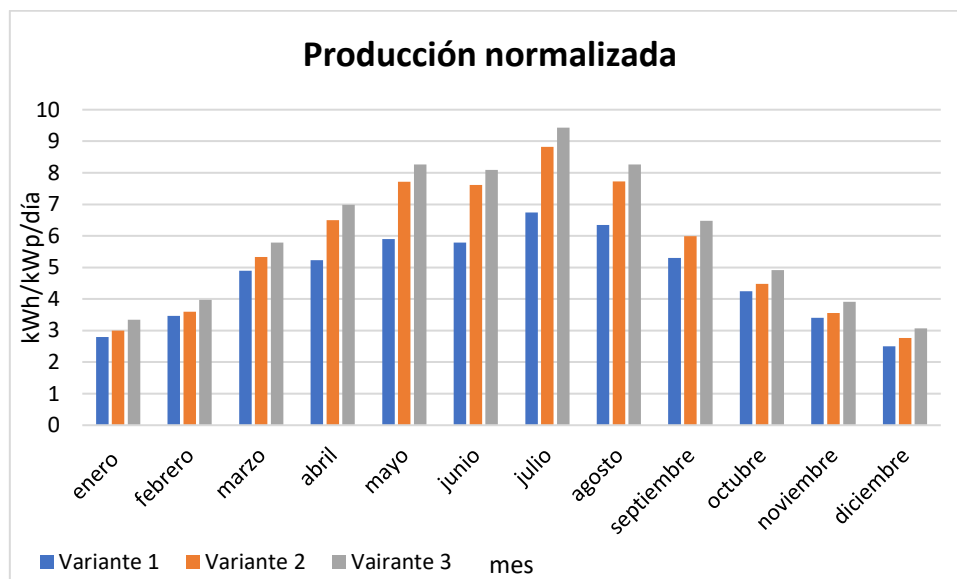


Ilustración 13. Producción normalizada mensual. Fuente: elaboración propia

La serie 1, hace referencia al módulo monofacial estructura fija, la serie 2 al módulo monofacial con seguidor a un eje mientras que la serie 3 al módulo bifacial con seguidor a un eje. En la gráfica número 13 se puede observar que la tercera variante, tecnología provista de módulos bifaciales con seguidores a un eje proporciona una mayor producción en todos los meses del año, seguida de la variante 2 y de la variante 1 respectivamente.

Por otra parte, se puede apreciar como la ganancia es mucho más acusada en los meses de mayor irradiancia, verano, y prácticamente nula en los meses de invierno. Uno de estos motivos de este fenómeno reside en que las horas de sol son menores en invierno y, al disponer los seguidores de retroceso, para las tecnologías 2 y 3, el comportamiento se asemejará bastante más al de una estructura fija en los meses de invierno como consecuencia del recorrido del sol en invierno.

Finalmente, se indican los valores medios de producción normalizada para el año entero:

- Módulo monofacial con estructura fija: 56,63 kWh/kWp/día
- Módulo monofacial con estructura a un eje N-S: 67,10 kWh/kWp/día
- Módulo bifacial con seguidor a un eje N-S: 72,51 kWh/kWp/día

Tras los resultados obtenidos, se puede concluir que la ganancia que supone, a lo largo de un año, la incorporación de seguidores a un eje con respecto a la estructura fija es notable siendo del orden del 19% mientras que la incorporación de módulos bifaciales con seguidores con respecto a módulos monofaciales con seguidores representa una ganancia del 8%. Los motivos que explican la pequeña ganancia que experimenta la construcción de la planta con tecnología bifacial reside en algunas de las hipótesis establecidas para la elaboración de la simulación como pueden ser el albedo escogido o el pitch considerado. Los valores de estas magnitudes han sido explicados en el punto 2 del presente documento.

4.2 Proporción de rendimiento

Este apartado tratará de mostrar la proporción de rendimiento de la planta, es decir, la relación existente entre la energía eléctrica inyectada en la subestación elevadora correspondiente, y la energía eléctrica generada en los módulos fotovoltaicos. El software define el primer elemento de la relación citada como la energía eléctrica inyectada en la red, lo cual sería así si la planta estuviese inyectando directamente en la red eléctrica. En las plantas propuestas, será necesaria elevar la tensión a 400 kV mediante la implantación de una subestación elevadora para así poder inyectar la red en la red eléctrica Española (REE). Se mostrarán ahora los rendimientos medios mensuales de las 3 plantas:

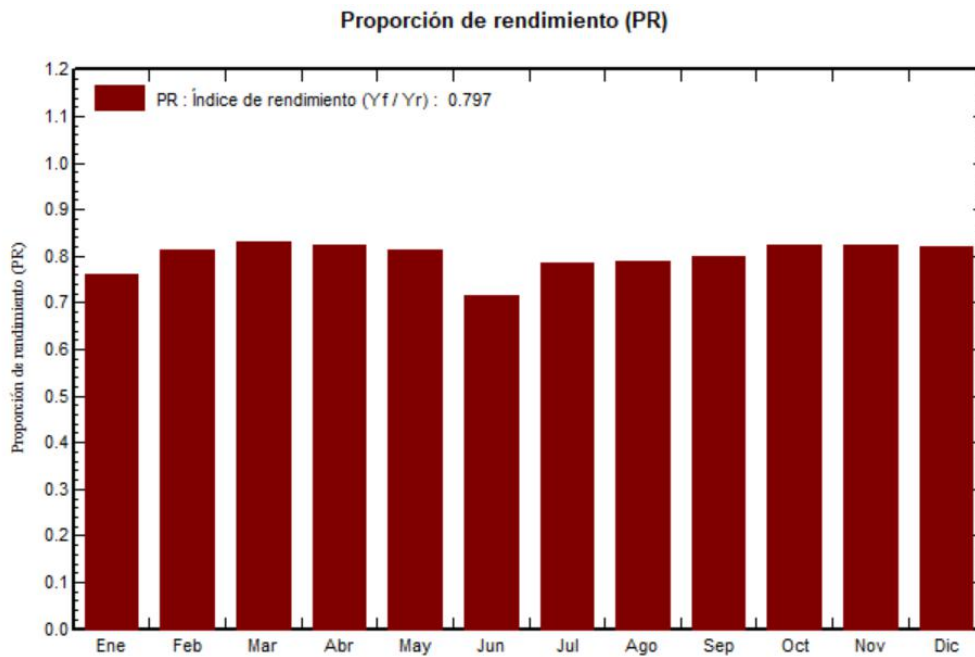


Ilustración 14. Proporción de rendimiento mensual para variante 1. Fuente: PVsyst

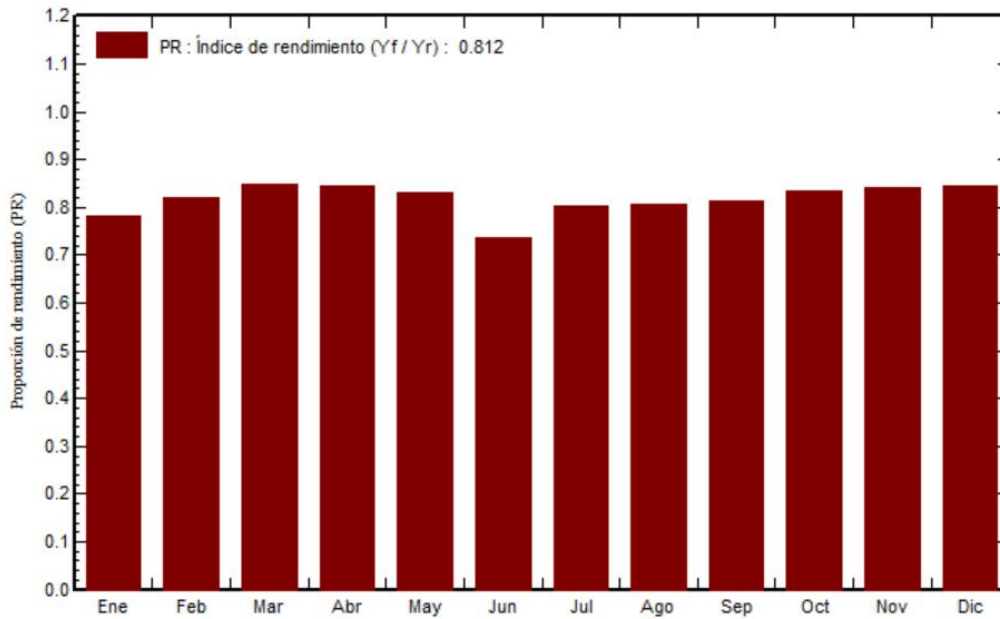


Ilustración 15. Proporción de rendimiento mensual para variante 2. Fuente: PVsyst

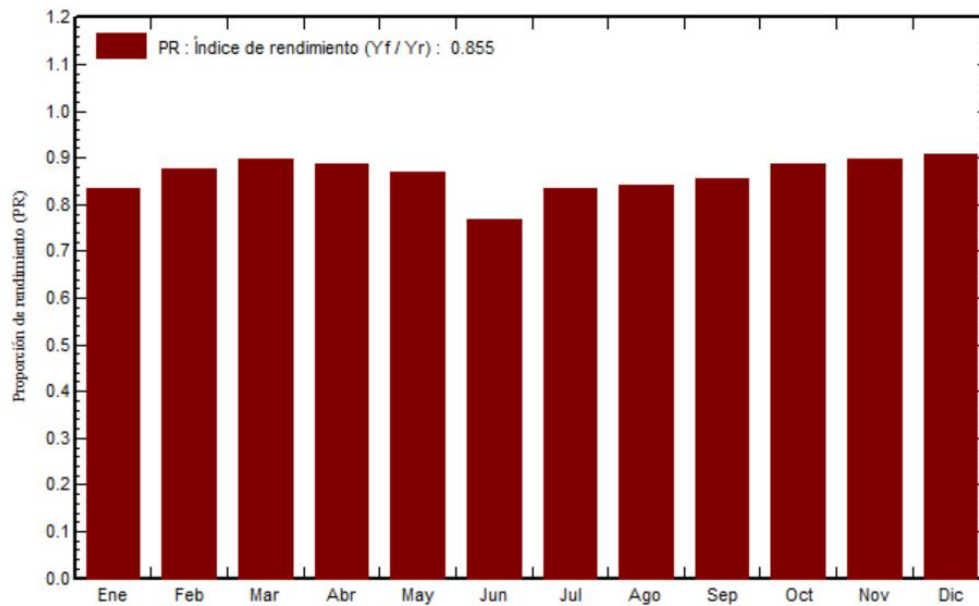


Ilustración 16. Proporción de rendimiento mensual para variante 3. Fuente: PVsyst

El mayor rendimiento lo tendrá, la variante 3, tecnología provista de módulos bifaciales con seguidores a un eje, al ser capaz de producir electricidad en la cara trasera de los módulos fotovoltaicos. Otro motivo que hace que el rendimiento sea mayor, reside en el mayor pitch escogido para esta variante y el uso de seguidores con retroceso. El uso de un mayor pitch reside, a su vez, en la necesidad de aprovechar la cara oculta de los paneles solares y en la existencia de seguidores que provocan una disminución en las pérdidas por sombreados cercanos, muy perjudiciales en cualquier planta fotovoltaica.

Un resultado interesante de las gráficas expuestas es la caída del rendimiento en los meses más calurosos con respecto a los meses de otoño y primavera donde se alcanzan los máximos

valores de rendimiento. Una explicación de este fenómeno reside en la temperatura que alcanza el conjunto fotovoltaico en los meses más calurosos. Debido a las elevadas temperaturas, se producen mayores pérdidas en los sistemas a pesar de obtener una mayor producción. Para explicar con mayor claridad este fenómeno, se van a usar otras gráficas, también obtenidas del PVsyst, que relacionan la temperatura del conjunto fotovoltaico en función de la irradiancia recibida.

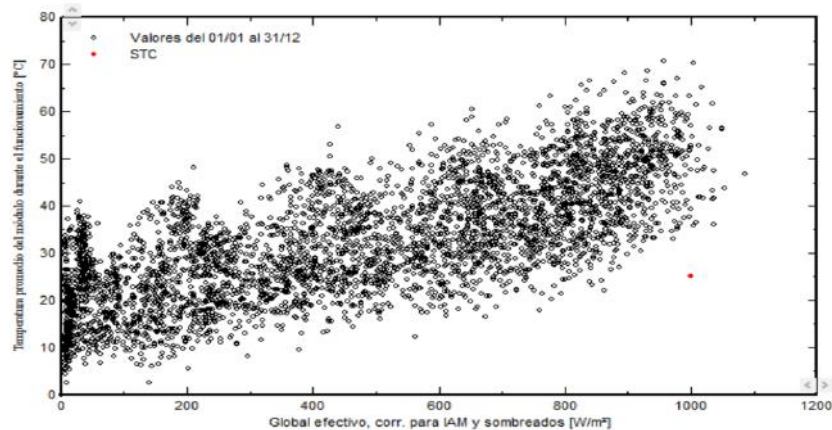


Ilustración 17. Temperatura del módulo frente a irradiancia global efectiva. Fuente: PVsyst

La ilustración número 17, hace referencia al caso 1, módulo monofacial con estructura fija, de nuestro estudio aunque la distribución de la temperatura en función de la irradiancia sigue la misma tendencia en los demás casos estudiados. Al aumentar la irradiancia, aumenta la temperatura de los módulos, y al aumentar la temperatura de los módulos, cae la potencia que estos son capaces de generar. Los fabricantes reflejan este fenómeno mediante el coeficiente de temperatura que es de $-0,34\%/^{\circ}\text{C}$ para los paneles propuestos.

Dicha gráfica permite hacer una reflexión acerca del diseño de plantas fotovoltaicas. El punto rojo indica las condiciones estándar (STC). Dichas condiciones establecen una temperatura del panel de 25°C y una irradiancia de 1000 W/m^2 . Se puede observar que un panel nunca alcanzará esas condiciones de funcionamiento, ya que cuando la irradiancia alcance el valor de 1000 W/m^2 , la temperatura del módulo será mucho mayor y por lo tanto la potencia que este es capaz de suministrar disminuirá considerablemente. Por ello resulta bastante más interesante hacer un diseño de la planta basándonos en las características del panel para las condiciones de operación NOCT, que establecen una temperatura ambiente de 25°C , una velocidad del viento de 1 m/s y una irradiancia de 800 W/m^2 . Dichas condiciones se acercan bastante más a la realidad que las condiciones STC proporcionando resultados mucho más reales.

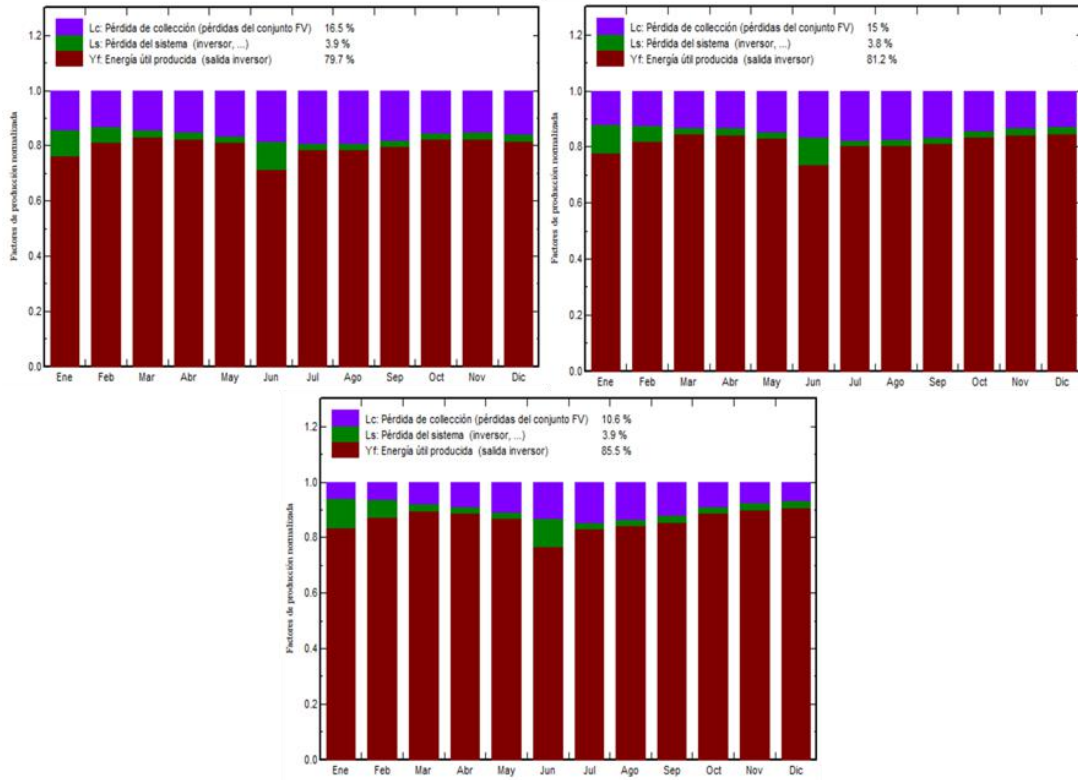


Ilustración 18. Proporción de rendimiento y pérdidas. Fuente: PVsyst

4.3 Pérdidas detalladas

Se va a proceder ahora a mostrar los diagramas de Sankey de las pérdidas que tienen lugar en las 3 simulaciones realizadas con el fin de mostrar de una forma más detallada las pérdidas producidas en las plantas tras el primer año de producción.

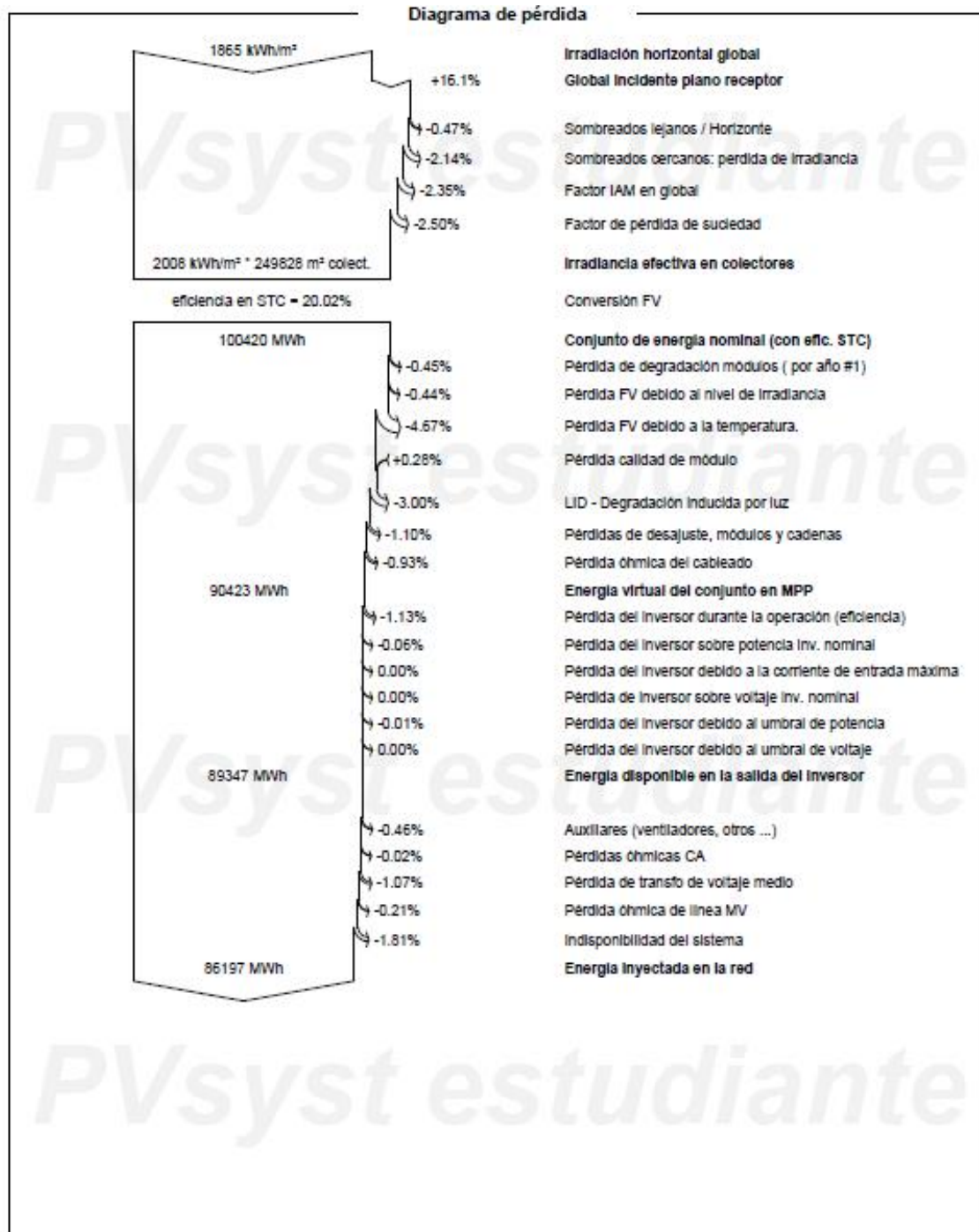


Ilustración 19. Diagrama de pérdidas para variante 1. Fuente: PVsyst

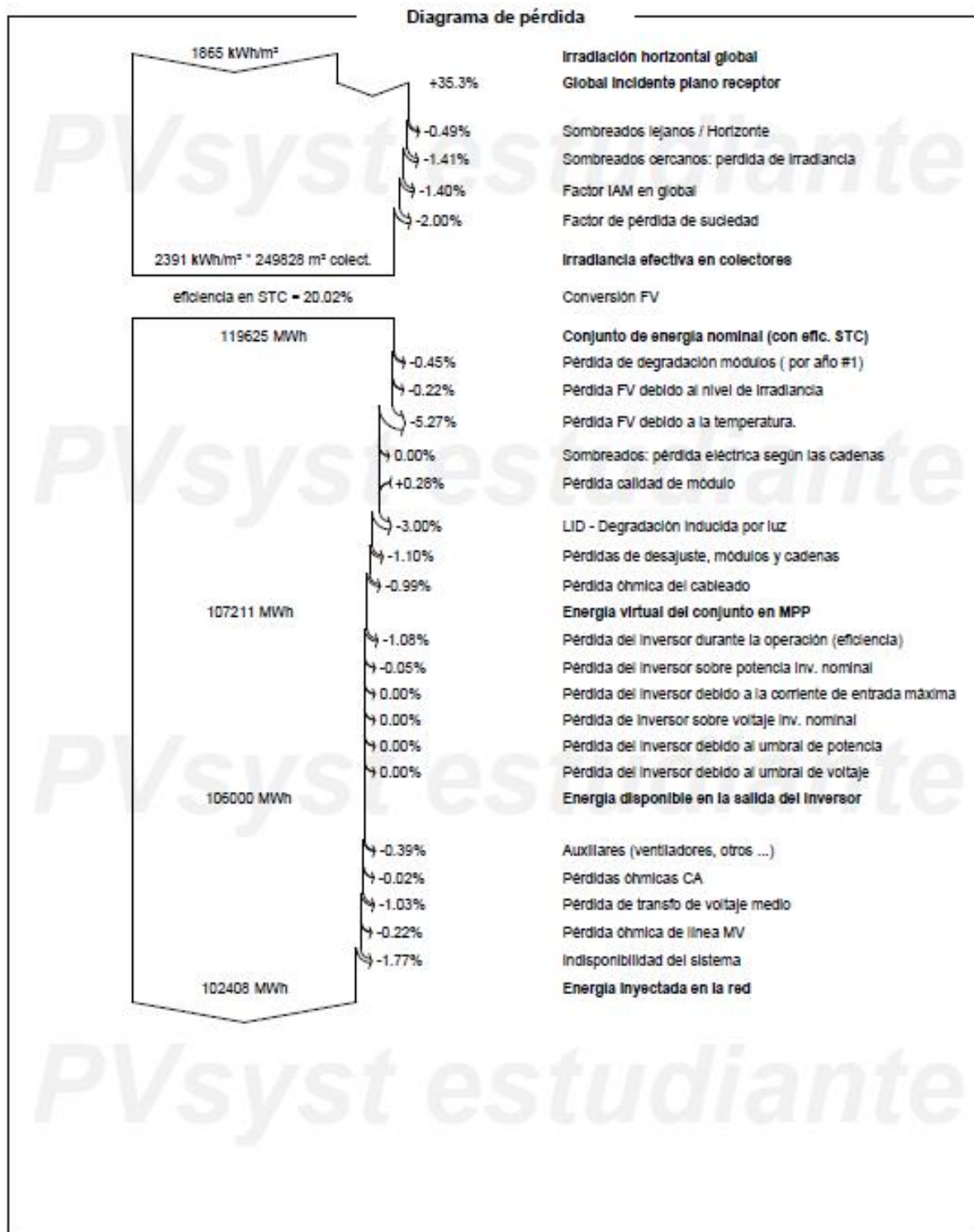


Ilustración 20. Diagrama de pérdidas para variante 2. Fuente: PVsyst

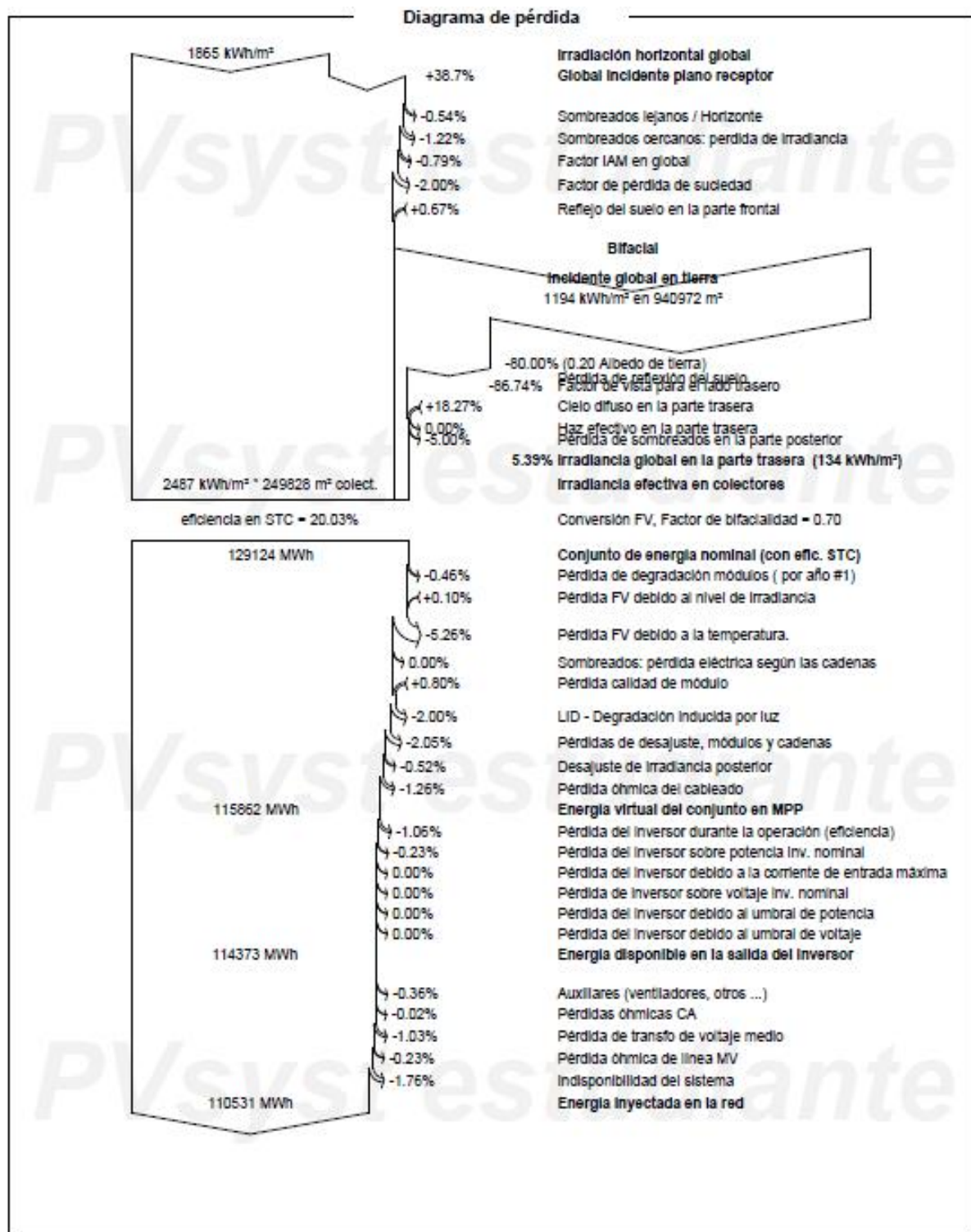


Ilustración 21. Diagrama de pérdidas para variante 3. Fuente: PVsyst

Todas las pérdidas producidas en las 3 variantes, son las indicadas anteriormente en el punto 3 del presente documento. Cabe mencionar el comportamiento extraño que posee el diagrama de Sankey en la variante 3. En ella se puede apreciar una gran ganancia de la irradiancia recibida como consecuencia del aumento del área de captación que provoca el empleo de módulos bifaciales. No obstante dicha ganancia se ve reducida drásticamente como consecuencia del bajo albedo considerado (0). Por otra parte, debido a que la tecnología

empleada para esta alternativa tiene seguidores a un eje N-S con retroceso para garantizar la máxima irradiancia posible en la parte delantera, la ganancia de irradiancia vuelve a disminuir considerablemente debido al factor de vista para la parte trasera. Posteriormente, el cielo difuso en la parte trasera vuelve a producir un aumento de irradiancia efectiva en la parte posterior del modulo bifacial.

4.1 Resultados generales

Para finalizar el estudio energético, se representarán las principales características energéticas de las 3 plantas propuestas. Se elaborará una tabla con la energía que las plantas propuestas inyectarán en la subestación elevadora.

mes	GlobHor [kWh/m ₂]	DiffHor [kWh/m ₂]	T_Amb [°C]	E_Grid [MWh/mes]			PR [%]		
				V1	V2	V3	V1	V2	V3
enero	83,3	26,46	9,39	4.327,0	4.656,0	5.176,0	76,20%	78,10%	83,50%
febrero	91,7	34,52	11,62	4.846,9	5.043,0	5.558,0	81,30%	82,00%	87,50%
marzo	144,3	52,59	14,82	7.366,0	8.262,0	8.979,0	83,20%	84,80%	89,80%
abril	174,6	63,83	16,69	7.782,0	9.745,0	10.492,0	82,40%	84,40%	88,80%
mayo	217,6	76,16	21,39	9.298,4	11.964,0	12.805,0	81,10%	83,00%	87,10%
junio	235,1	68,06	26,64	8.689,6	11.421,0	12.136,0	71,40%	73,70%	76,90%
julio	252,1	48,45	29,47	10.452,9	13.781,0	14.612,0	78,50%	80,40%	83,30%
agosto	218,7	56,34	29,21	9.769,5	11.987,0	12.800,0	78,70%	80,50%	84,30%
septiembre	162,7	50,53	24,78	7.948,2	8.983,0	9.713,0	79,80%	81,30%	85,60%
octubre	122,4	45,45	19,93	6.584,7	6.941,0	7.628,0	82,20%	83,40%	88,80%
noviembre	90	28,64	13,36	5.104,8	5.345,0	5.870,0	82,50%	84,30%	89,80%
diciembre	72,5	26,24	10,42	4.027,0	4.280,0	4.762,0	81,80%	83,40%	90,70%
TOTAL	1865	577,27	19,02	86.197,0	102.408,0	110.521,0	79,60%	81,20%	85,50%

Tabla 14. Resultados de simulación con PVsyst. Fuente: elaboración propia

- GlobHor: irradiación global horizontal.
- DiffHor: irradiación difusa horizontal.
- T_Amb: temperature ambiente.
- E Grid: energía inyectada en subestación elevadora.
- PR: proporción de rendimiento.

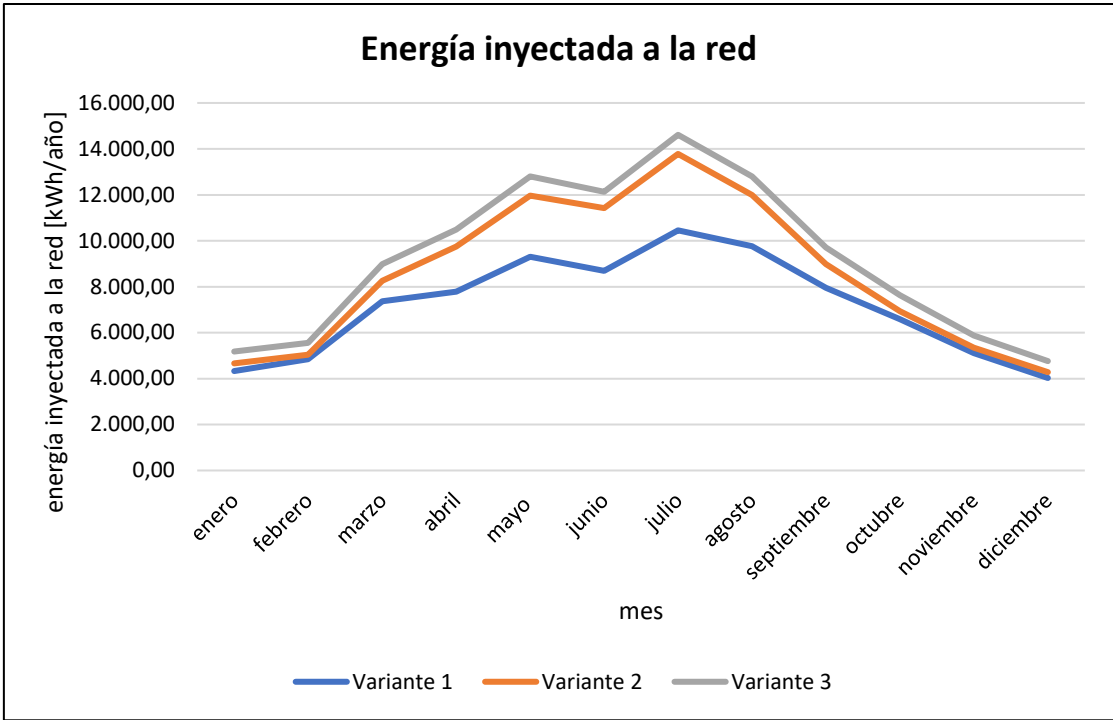


Ilustración 22. Energía inyectada a la red por las 3 alternativas. Fuente: elaboración propia

5. PRESUPUESTO DE PLANTAS FVS

El presupuesto estará formado por los costes asociados a la inversión inicial necesaria para poner en marcha la planta y los costes de mantenimiento. Ante la dificultad de establecer un presupuesto detallado, se cogerán precios orientativos que se hayan encontrado en fuentes externas.

5.1. Costes de inversión

La finalidad de este apartado consiste en hacer un presupuesto aproximado de los principales equipos y componentes de la planta incluyendo los costes asociados a la adquisición, transporte y montaje.

5.1.1. Módulos fotovoltaicos

- N° total de módulos: 114.939
- Potencia pico del módulo: 435 Wp
- Potencia pico de la planta: 49,98 MWp
- Módulo monofacial:
 - Coste de adquisición: 0,17 €/Wp
 - Coste de montaje: 0,1 €/Wp
- Módulo bifacial:
 - Coste de adquisición: 0,216 €/Wp
 - Coste de montaje: 0,11 €/Wp

5.1.2 Conjunto inversores-centros de transformación

Las tres alternativas propuestas, dispondrán de los mismos centros de transformación, por lo que estos costes serán los mismos para las 3 alternativas estudiadas. La planta propuesta, dispone de 12 centros de transformación cuyo precio unitario es de 115.000,00 €.

5.1.3 Seguidores y estructuras fijas

En cuanto a las estructuras a las que se encuentran acopladas los módulos, el precio unitario variará en función de la alternativa empleada. Se conoce que la planta constará de un total de 1.081,00 seguidores que agrupen 41 módulos en horizontal y 2 en vertical (tipo 1), y 507 seguidores que lleven asociados 2 paneles en vertical y 27 a lo largo del eje del seguidor (tipo 2).

- Estructuras fijas:
 - Tipo 1: 1.200,00 €
 - Tipo 2: 800,00 €
- Seguidores a un eje N-S para módulos monofaciales:

Tipo 1: 1.400,00 €

Tipo 2: 1.100,00 €

- Seguidores a un eje N-S para módulos bifaciales:

Tipo 1: 1.700,00 €

Tipo 2: 1.300,00 €

Los precios establecidos, incluyen todos los costes asociados a la mano de obra necesaria para la puesta en marcha de la planta.

5.1.4 Cajas de agrupación/ String boxes

La planta está formada por 12 bloques. Cada uno de estos bloques tendrán un total de 17 cajas de agrupación. Dichas cajas contendrán los fusibles, protección contra sobretensiones y aparellaje de maniobra necesarios. El precio unitario de cada caja de agrupación será de 360,00 € siendo este el mismo para las tres variantes estudiadas.

5.1.5 Centro de seccionamiento

El centro de seccionamiento será un edificio cuyas entradas serán las líneas de media tensión procedente del parque a la salida de los distintos centros de transformación de baja tensión/media tensión y la salida será la línea de evacuación de media tensión que conecta al parque con la subestación correspondiente. Dicha parte de la planta estará formada principalmente por:

- Celdas de entrada de línea.
- Celda de salida de línea.
- Celda de protección del transformador de servicios auxiliares.
- Celda de medida.
- Transformador de servicios auxiliares.

Se estimará que el sumatorio de todos los elementos, incluyendo la mano de obra necesaria para la construcción de dicho edificio será de 70.000,00 €.

5.1.6 Obra civil

La obra civil necesaria para la construcción del parque es bastante extensa. Por ello, el coste asociado a ello será debido al sumatorio de las distintas tareas que hay que realizar:

- Desbroce y limpieza del terreno. Éste dependerá en gran medida del tamaño del parque. Para una primera estimación, los tres parques se supondrán rectangulares. La diferencia entre ellos vendrá dada por los diferentes valores de pitch escogidos, los cuales han sido establecidos anteriormente. Se supondrá un precio de 300.000,00 € para la variante 2 por lo que el precio asociado a las otras dos variantes será el producto del importe dicho multiplicado por el pitch de la variante a tratar y dividido a su vez por el pitch de la segunda alternativa:

1. Variante 1: $300.000,00 \text{ €} \times (8,5/11,5) = 221.739,13 \text{ €}$

2. Variante 2: 300.000,00 €

3. Variante 3: $300.000,00 \text{ €} \times (12,5/11,5) = 326.086,96 \text{ €}$

Otra forma de hacer el estudio sería relacionar el área total del parque, suponiendo este como un rectángulo, y hacer una relación entre las distintas áreas al igual que se ha hecho por el pitch. Si se hacen estos cálculos, la diferencia entre los valores adaptados por las metodologías son prácticamente despreciables.

- **Vallado.** Se implantará un vallado a lo largo del perímetro de la planta. El vallado a implantar tendrá una altura de 2,1 metros y se colocarán puertas para la entrada de vehículos y personas al recinto. El perímetro de la planta dependerá de la tecnología finalmente empleada al depender este parámetro del área de la planta y éste, a su vez, del pitch escogido. Para hacer una estimación se supondrá que la disposición del parque es un rectángulo para los tres casos y posteriormente se multiplicará por un factor corrector de 2 para tener en cuenta los posibles cambios en la distribución que haya que hacer tras un estudio topográfico del terreno en el que se va a implantar la planta fotovoltaica. Haciendo uso de los informes del PVsyst, se obtienen los siguientes datos:

Variante	Área del parque	Perímetro	Perímetro real
Monofacial con estructura fija	56,43 Ha	3022,04 m	6.044,07 m
Monofacial con seguidor	67,80 Ha	4.312,24 m	8.624,48 m
Bifacial	73,73 Ha	4.633,12 m	9.266,30 m

Tabla 15. Dimensiones de los parques fotovoltaicos propuestos. Fuente: elaboración propia

Finalmente se estimará el precio de adquisición y montaje del vallado de 14,00 €/metro.

- **Excavación.** A lo largo de la planta, habrá que hacer un gran número de excavaciones debido a:
 - Cimentación de centros de transformación (PSB): idéntico para las tres variantes estudiadas.
 - Vallado perimetral: se partirá del vallado supuesto aguas arriba de este apartado.
 - Zanjas: el estudio detallado sobre las zanjas necesarias es difícil de estimar. El cálculo detallado de éstas se realizará en la segunda parte del presente proyecto, en el diseño de la planta propuesta, más concretamente, se obtienen del plano de disposición general de la planta. Para una primera aproximación, se seguirá la misma metodología propuesta para estimar los precios asociados al desbroce del terreno.

Zanja	Dimensiones		Variante 1	Variante 2	Variante 3
	Profundidad (m)	Anchura (m)	volumen (m ³)	volumen (m ³)	volumen (m ³)
Zanja Nivel 1	0,2	0,2	13304,34	18.067,00	19.565,22
Zanja BT tipo 1	0,8	0,4	1.360,2	1.838,1	2.003,5
Zanja BT tipo 2	0,8	0,8	1.028,4	1.389,8	1.514,9
Zanja BT tipo 3	1,0	0,8	1.332,6	1.800,8	1.962,8
Zanja BT tipo 4	1,0	1,2	397,2	536,7	585,0
Zanja BT tipo 5	1,2	1,2	105,9	143,1	155,9
Zanja MT 1-2 circuitos	1,1	0,6	1.422,1	1.921,8	2.094,8
Zanja MT 3 circuitos	1,1	0,6	195,4	264,0	287,8
Zanja BT tipo 2 horm.	0,9	0,6	4,0	5,4	5,9
Zanja BT tipo 3 horm.	1,3	0,6	173,2	234,0	255,1
Zanja BT tipo 4 horm.	1,3	0,9	43,3	58,5	63,8
Zanja MT tipo 1-2 horm.	1,1	0,6	146,5	198,0	215,8
Zanja MT tipo 3 horm.	1,1	0,9	22,0	29,7	32,4
TOTAL	-	-	19535,05	26419,8	28742,82

Tabla 16. Excavaciones para construcción de zanjas. Fuente: elaboración propia

El volumen total necesario se obtendrá a partir de la longitud de cableado necesaria, el cual se estimará en este apartado más adelante. El precio por considerar para esta tarea es de 15,00 €/m³, basándonos en proyectos de dimensiones parecidas a la planteada en este documento.

- Tubos de polietileno por donde discurrirán los conductores en tramos hormigonados. La presencia de estos tramos se debe a la necesidad de hacer transcurrir parte del cableado por debajo de vías, cauces fluviales y demás infraestructuras existentes. Por ello, estos se pueden considerar constantes independientemente de la variante que se esté estudiando.
 - Tubo PE (polietileno) de 0,25 metros de diámetro. Empleado para zanjas de baja tensión hormigonadas del tipo 2, 3 y 4. La cantidad de cableado necesario coincidirá con la longitud de estos tramos. Se estimará un precio medio de 4 €/m.
 - Tubo PE (polietileno) de 0,315 metros de diámetro. Empleado para zanjas de media tensión hormigonadas del tipo 1, 2 y 3. La cantidad de cableado necesario coincidirá con la longitud de estos tramos. Se estimará un precio medio de 6 €/m.
- Construcción del edificio de control y centro de seccionamiento. Se supondrá el mismo precio y un valor de 120.000,00 €.

- Resto de construcciones y elementos necesarios para la realización de la obra civil como pueden ser las arquetas de baja tensión, arquetas de media tensión, placas de protección mecánica, cintas de señalización eléctrica. Se estimará el siguiente precio global, teniendo en cuenta nuevamente las diferencias en cuanto a la superficie del parque:

Variante	Precio global
Monofacial con estructura fija	550.000,00 €
Monofacial con seguidor a un eje	600.000,00 €
Bifacial	650.000,00 €

Tabla 17. Costes extra de obra civil. Fuente: elaboración propia

5.1.7 Obra eléctrica

- Para la estimación de los costes asociados a los conductores, se obtendrá la cantidad de cableado necesario para la variante 2, implantación de planta fotovoltaica con módulos monofaciales con seguidores a un eje y posteriormente se multiplicará por los factores correctores calculados anteriormente para la estimación de los costes relativos a las variantes 1 y 3.

Conductor				Variante 1	Variante 2	Variante 3	P.U		
continua	H1Z2Z2-K DC 1x	6	mm ²	Cu	11.841,30 m	16.001,76 m	17.761,95 m	2	€/m
	H1Z2Z2-K DC 1x	10	mm ²	Cu	19.526,94 m	26.387,76 m	29.290,41 m	3	€/m
	H1Z2Z2-K DC 1x	16	mm ²	Cu	60.362,95 m	81.571,56 m	90.544,43 m	3	€/m
	H1Z2Z2-K DC 1x	25	mm ²	Cu	66.162,57 m	89.408,88 m	99.243,86 m	4	€/m
	H1Z2Z2-K DC 1x	400	mm ²	Cu	728,16 m	984,00 m	1.092,24 m	5	€/m
	H1Z2Z2-K DC 1x	400	mm ²	Cu	45.603,24 m	61.626,00 m	68.404,86 m	6	€/m
	H1Z2Z2-K DC 1x	500	mm ²	Cu	13.602,68 m	18.382,00 m	20.404,02 m	8	€/m
	H1Z2Z2-K DC 1x	630	mm ²	Cu	9.386,16 m	12.684,00 m	14.079,24 m	9	€/m
alterna	RHZ1 H16 Al 1x	240	mm ²	Al	12.751,68 m	17.232,00 m	18.782,88 m	5	€/m

Tabla 18. Estimación de cableado necesario incluido el montaje. Fuente: elaboración propia

- Red de tierras. El coste asociado a la red de tierras será el asociado al campo fotovoltaico, centro de transformación y centro de seccionamiento. Se estimará un único precio para las tres alternativas propuestas de 80.000,00 €.

5.1.8 Anti intrusión

Costes derivados de la adquisición de los equipos existentes para la vigilancia de la planta. Se supondrá un coste total de 100.000,00 €.

A continuación, se presenta una tabla que recoge el presupuesto asociado a la inversión inicial para las distintas tecnologías estudiadas:

Materia		variante 1	variante 2	variante 3
módulos fotovoltaicos	adquisición	8.496.600,00 €	8.496.600,00 €	10.795.680,00 €
	montaje	4.998.000,00 €	4.998.000,00 €	5.497.800,00 €
centro transformación	-	1.380.000,00 €	1.380.000,00 €	1.380.000,00 €
seguidores / estructuras fijas	seguidor 2V 41	405.600,00 €	557.700,00 €	659.100,00 €
	seguidor 2V 82	1.297.200,00 €	1.513.400,00 €	1.945.800,00 €
cajas de agrupación	-	73.440,00 €	73.440,00 €	73.440,00 €
centro de seccionamiento	-	70.000,00 €	70.000,00 €	70.000,00 €
obra civil	desbroce	221.739,13 €	300.000,00 €	326.086,96 €
	vallado	84.616,98 €	120.882,72 €	155.673,84 €
	excavación	293.025,72 €	396.297,00 €	431.142,26 €
	tubos polietileno (PE) d=0,25 m	1.065,60 €	1.440,00 €	1.569,60 €
	tubos polietileno (PE) d=0,315 m	1.465,20 €	1.980,00 €	2.158,20 €
	edificio de control	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €
	elementos varios	550.000,00 €	600.000,00 €	650.000,00 €
obra eléctrica	corriente continua	919.838,62 €	1.344.485,00 €	1.492.378,35 €
	corriente alterna	49.859,07 €	67.377,12 €	73.441,06 €
	red de tierras	80.000,00 €	80.000,00 €	80.000,00 €
anti intrusión	-	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €
GLOBAL		19.142.450,32 €	20.221.601,84 €	23.854.270,27 €

Tabla 19. Presupuesto total de inversión inicial. Fuente: elaboración propia

5.2. Costes de operación y mantenimiento

Las instalaciones solares fotovoltaica conectadas a red se caracterizan por ser instalaciones que requieren escaso mantenimiento si están bien diseñadas. El mantenimiento que se realiza es de carácter preventivo y correctivo. A la hora de plantear el mantenimiento se deben considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.

El mantenimiento de la planta solar fotovoltaica, lo puede hacer el usuario final de la planta o una empresa externa homologada y autorizada por los distintos fabricantes de la instalación. A continuación, se indicarán cuáles son los planes de mantenimiento más comunes.

5.2.1 Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento que se hace después de haber ocurrido un fallo con el objeto de reestablecer la operatividad del parque. El proceso comienza con una avería y un diagnóstico que determine la causa del fallo. Esta estrategia de mantenimiento puede resultar económica a corto plazo al no tener que invertir en planes de mantenimiento preventivo, si bien puede ocurrir que a causa de una falta de mantenimiento surga una avería irreparable o cuya reparación implique un elevado desembolso económico. Está demostrado que dicha estrategia es la más cara a medio y largo plazo.

5.2.2 Mantenimiento predictivo

Son las acciones y técnicas que se aplican para la detección de posibles defectos antes de que se manifiesten, evitando en ocasiones posteriores averías en la instalación. Para el diagnóstico de posibles averías y/o defectos en todo tipo de instalaciones industriales, el uso de la tecnología termográfica se ha convertido en una herramienta imprescindible. Así, el mantenimiento predictivo también se simplifica y optimiza, incrementando la eficiencia y permitiendo obtener un diagnóstico más preciso.

Conocer el estado de los módulos, inversores, cableado y protecciones, puede significar la diferencia entre una producción óptima y pérdidas significativas. Por lo tanto, un análisis detallado de los mismos y de la instalación, nos permitirá aplicar soluciones a los problemas detectados, o incluso en caso de que no puedan ser solucionados, la aplicación de las garantías pertinentes.

5.2.3 Mantenimiento preventivo

Aquel cuya finalidad es la de evitar las consecuencias de fallos o averías de un sistema del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que ocurran. Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de los equipos y disminuir el coste de reparaciones entre una larga lista de ventajas. Un plan de mantenimiento correctamente planificado permite reducir considerablemente los fallos de una instalación y sus consecuencias acarreadas. El mantenimiento preventivo que hay que hacer en una planta de las dimensiones de las que se está planteando en el presente proyecto, es un proceso largo y complejo quedando esto fuera del objetivo del presente proyecto. Por ello, simplemente se mencionarán algunas de las tareas que hay que realizar en los principales elementos del parque:

- Limpieza periódica del panel. La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir el rendimiento de éste. El proceso de limpieza dependerá lógicamente del proceso de ensuciado.
- Inspección visual de posibles degradaciones en los paneles controlando que ninguna célula se encuentra en mal estado y que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones.
- Control de la temperatura y características eléctricas de los paneles. El control de temperatura se hará empleando tecnología infrarroja de forma que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante. En cuanto al

control de las características eléctricas del panel, se buscará que una correcta adherencia de los cables a los terminales del panel, correcto estado de la puesta a tierra entre otras.

- Comprobación del estado de fijación de los módulos a la estructura o seguidor. En el caso de que esté empleando un seguidor, se buscará que el funcionamiento de éste sea el adecuado. Por otra parte, también habrá que comprobar posibles degradaciones en las estructuras o seguidores y que la toma a tierra esté en buenas condiciones.
- Hacer una rigurosa inspección de las cajas de agrupación: estanqueidad de la carcasa, comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo, comprobar las advertencias de peligro tanto en el exterior como interior del equipo, comprobar la toma a tierra y resistencia de paso al potencial de tierra, realizar inspección visual de los fusibles existentes, controlar la firmeza del apriete de todas las conexiones del cableado, etc.
- Inversores. Son uno de los equipos más delicados de la instalación. A continuación, se indican algunos de las tareas que habrá que hacer sobre los inversores:
 - Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.
 - Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.
 - Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueo.
 - Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución.
 - Comprobar funcionamiento de ventiladores y atener a ruidos.
 - Revisión de funcionamiento del sistema de calefacción.
 - Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
 - Revisión de funcionamiento de dispositivos de protección.
 - Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia.
 - Intervalos de sustitución preventiva de componentes.
- Sistema de monitorización de la instalación solar.
 - Supervisión visual de los distintos equipos a través del computador, es decir, controlar los parámetros de producción, registro de alarmas, etc.
 - Comprobación del sistema de aviso de alarmas.
 - Revisión de las conexiones de los distintos elementos, router, computador, tarjetas, etc.
- Transformador. Es uno de los equipos más importantes ya que, si este se encuentra inactivo, se perderá toda la producción que estén produciendo los paneles mientras esté inoperativo.
 - Retirar polvo del transformador mediante aspiración.
 - Limpieza de las rejillas protectoras.
 - Control del apriete de las conexiones.
 - Comprobar aislamientos MT/masa, BT/masa y MT/BT.

- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y prestar atención a los ruidos.
- Comprobar el correcto estado de los bornes del transformador.
- Celdas de media tensión. Es una tarea sencilla y consiste, básicamente en lo siguiente:
 - Retirar polvo de las celdas mediante aspiración o bayeta.
 - Controlar al apriete de las conexiones.
 - Verificar el estado de las protecciones (fusibles, seccionadores, etc.).
 - Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
 - Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Línea eléctrica. De una buena conservación de la misma, dependerá el correcto funcionamiento de la instalación y de las protecciones de la misma. La parte más delicada de la línea eléctrica será la parte de corriente continua que se encuentra al aire libre por estar sometida a incidencias atmosféricas.
 - Comprobación del aislamiento de los cables.
 - Abrir las arquetas y comprobar el estado de los empalmes y conexiones.
 - Comprobación del aislamiento entre fases y entre cada fase y el neutro.
- Protecciones de la instalación solar fotovoltaica. Las protecciones han de encontrarse siempre en perfecto estado. Algunas de las operaciones de mantenimiento que habrá que realizar son:
 - Inspección visual de mecanismos interiores para posible detección de anomalías visibles.
 - Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales.
 - Comprobación del correcto funcionamiento de interruptores magnetotérmicos.
 - Revisión general, comprobando el estado del cuadro de mando y protección, los mecanismos alojados y conexiones.
 - Comprobación visual del estado del interruptor de corte y fusibles de protección, el estado frente a corrosión de la puerta del armario y la continuidad del conductor de puesta a tierra del marco metálico de la misma.
 - Limpieza superficial de los mecanismos.
 - Comprobación de los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos o indirectos, así como sus intensidades nominales.
 - Revisión de la rigidez dieléctrica entre los conductores.
- Puesta a tierra. Es imprescindible mantener la puesta a tierra en buenas condiciones. Algunas de las operaciones a realizar son:

- Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas.
- Comprobación de que el valor de la resistencia de tierra siga siendo inferior al permitido.
- Comprobación del aislamiento de la instalación interior.
- Comprobación de conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores.
- Iluminación. Normalmente, se hará mediante tubos fluorescentes cuyo mantenimiento consiste básicamente en una limpieza y/o reposición de aquella que se encuentre en mal estado básicamente.
- Ventilación. El sistema de ventilación es muy importante para el correcto funcionamiento del parque. Su mantenimiento consiste básicamente en:
 - Observación del estado de las rejillas.
 - Realización de labores de limpieza y verificación del estado del ventilador.
 - Comprobación del adecuado funcionamiento del ventilador.
 - Inspección visual del estado del ventilador.
 - Verificación de los elementos anti vibratorios del ventilador, así como los conductos elásticos de unión con los conductos de ventilación.
 - Comprobación de las conexiones eléctricas.
- Iluminación de emergencia. El mantenimiento de la iluminación de emergencia consiste básicamente en la limpieza de lámparas y luminarias, y la revisión del buen estado de estas reponiéndolas en caso de fallo de alguna.

5.2.4 Costes de mantenimiento

Para este tipo de parques, se suele recurrir a la contratación de una empresa que se encargue de todas las labores descritas anteriormente, estableciendo un presupuesto personalizado. Se propone un presupuesto que contemple las principales labores de mantenimiento que suponen un coste significativo.

		variante 1	variante 2	variante 3
O&M Básico		6.500,00 €	7.500,00 €	7.500,00 €
O&M Avanzado	limpieza paneles	1.000,00 €	1.000,00 €	2.000,00 €
	terreno	739,13 €	1.000,00 €	1.086,96 €
	inspección termográfica	300,00 €	300,00 €	600,00 €
	calibración piranómetros	600,00 €	600,00 €	600,00 €
	curva IV	500,00 €	500,00 €	800,00 €
	seguridad	369,57 €	500,00 €	586,96 €
	SCADA	1.000,00 €	1.000,00 €	1.000,00 €
O&M Correctivo		3.500,00 €	5.000,00 €	5.000,00 €
TOTAL	(1 MWp)	14.508,70 €	17.400,00 €	19.173,91 €
TOTAL	(50 MWp)	725.434,78 €	870.000,00 €	958.695,65 €

Tabla 20. Estimación de costes de mantenimiento. Fuente: elaboración propia

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1 Precio de venta de la energía

Con el fin de finalizar esta primera parte del proyecto, se va a realizar un análisis económico de las distintas tecnologías posibles a implantar para el diseño de la planta propuesta que se realizará en la segunda parte del proyecto. En primer lugar, se calculará el VAN para las 3 plantas propuestas haciendo un estudio para los primeros 15 años de la planta. Posteriormente, se calculará el PayBack, también para los 3 casos estudiados. Gracias a los valores obtenidos se optará por el empleo de una u otra tecnología. Se tendrá en cuenta el impuesto existente del 7% del beneficio como consecuencia de la venta de energía existente para todas las plantas de producción de energía eléctrica en España.

Para la obtención del VAN y del PayBack, es necesario conocer el precio de venta de la energía el cual se desconoce. Por ello, para su obtención se partirá del precio de la energía existente para el año 2020.[22]

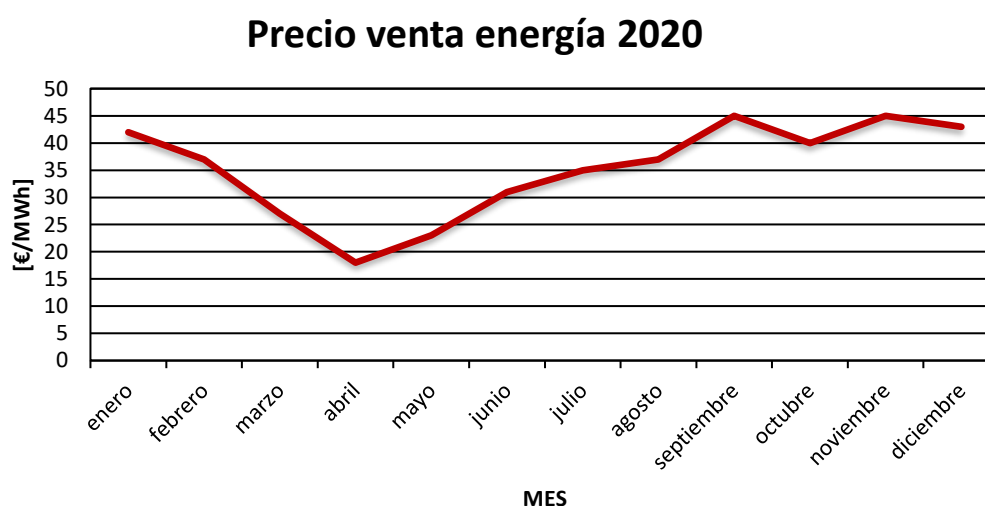


Ilustración 23. Estimación de evolución del precio de venta de la energía, base 2020. Fuente: elaboración propia

Se obtiene un precio medio de venta de energía de 35,25 €/MWh. Adicionalmente se supondrá un crecimiento lineal del precio del 2% anual. No obstante, si se hace un estudio de la evolución del precio de la energía de los últimos años, se puede observar que el precio medio del año 2020 es muy bajo en comparación con el precio que hubo en los años anteriores. Un motivo que puede explicar este fenómeno es la pandemia COVID-19 que afectó a la economía global provocando grandes altibajos en los mercados de los distintos países. Dicha crisis paralizó al mundo entero provocando en España una fuerte caída del precio de la energía, especialmente en los meses de marzo, abril y mayo periodo correspondiente a la primera cuarentena. Esto se ve reflejado en la gráfica expuesta. Como consecuencia de esto, y a fin de enfatizar en el gran efecto que tiene sobre los ingresos generados en una planta fotovoltaica el precio de venta de la energía, se va a realizar el mismo estudio de forma paralela, pero cogiendo como año de referencia el 2019. [23]

Precio venta energía 2019

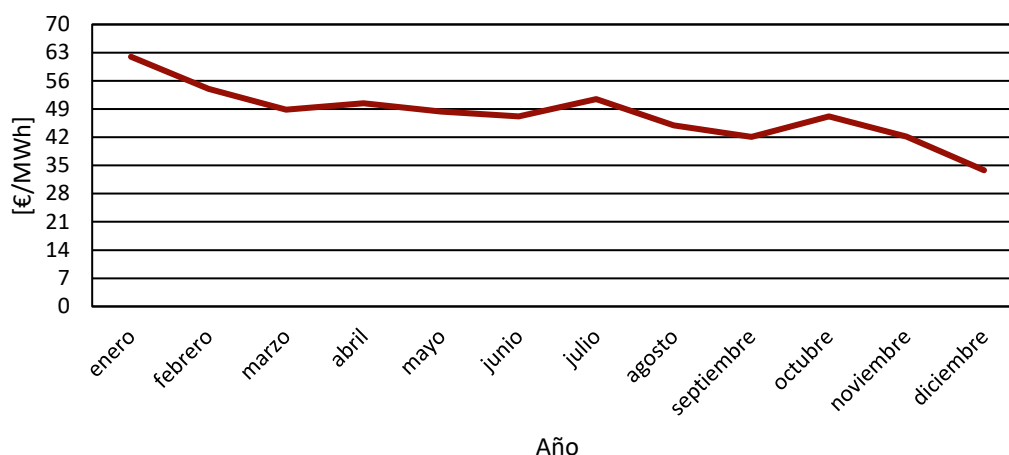


Ilustración 24. Estimación de la evolución del precio de venta de la energía, base 2019. Fuente: elaboración propia

Se obtiene un precio medio de la energía de 47,71 €/MWh. Nuevamente, se supondrá un crecimiento del precio lineal del 2% anual. Así pues, los precios de venta de energía para los primeros 20 años de la planta serán los siguientes:

AÑO	Año base: 2019	Año base: 2020
2021	48,66 €/MWh	35,96 €/MWh
2022	49,64 €/MWh	36,67 €/MWh
2023	50,63 €/MWh	37,41 €/MWh
2024	51,64 €/MWh	38,16 €/MWh
2025	52,67 €/MWh	38,92 €/MWh
2026	53,73 €/MWh	39,70 €/MWh
2027	54,80 €/MWh	40,49 €/MWh
2028	55,90 €/MWh	41,30 €/MWh
2029	57,02 €/MWh	42,13 €/MWh
2030	58,16 €/MWh	42,97 €/MWh
2031	59,32 €/MWh	43,83 €/MWh
2032	60,51 €/MWh	44,71 €/MWh
2033	61,72 €/MWh	45,60 €/MWh
2034	62,95 €/MWh	46,51 €/MWh
2035	64,21 €/MWh	47,44 €/MWh
2036	65,49 €/MWh	48,39 €/MWh

Tabla 21. Estimación precio de venta de energía partiendo de años 2020 y 2021. Fuente: elaboración propia

Uno de los principales problemas que tienen las empresas dedicadas al sector fotovoltaico, es establecer el precio de venta de la energía que habrá en los próximos años, para así establecer que tecnología usar, dimensiones de la planta, etc.

En función del precio, será más atractivo el uso de una tecnología u otra. Si el precio de venta tiene un valor muy bajo será más beneficioso desde el punto de vista económico el empleo de una tecnología que suponga una menor inversión inicial, monofacial con estructura fija en nuestro caso. Sin embargo,

si el precio de venta de la energía es muy alto, será más interesante el uso de módulos bifaciales con seguidores a un eje ya que el aumento de los ingresos generados contrarrestará los mayores costes de inversión inicial y mantenimiento. A continuación, se detallará cual es, bajo las hipótesis establecidas, la tecnología más atractiva desde el punto de vista económico.

6.2 Cálculo del VAN

El valor actual neto también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto cuyo acrónimo es VAN, corresponde al valor presente de los flujos de caja netos (ingresos - gastos) originados por una inversión. Aquella inversión que genere un mayor VAN será la más atractiva desde el punto de vista financiero.

Para su cálculo se emplea la siguiente expresión matemática:

$$VAN = -I_0 + \frac{\sum_{i=1}^n (\text{Ingresos} - \text{gastos})}{(1 + d)^n} \quad (1.4)$$

- VAN: valor actualizado neto
- I_0 : inversión inicial.
- d : tasa de descuento. Se supondrá un valor del 8%.
- Gastos: gastos anuales debidos a operación y mantenimiento
- n : vida de la inversión. El estudio se hará para una vida de 15 años.
- Ingresos: ingreso anual como debido a la venta de energía a la red. Se obtendrán multiplicando la energía generada y el precio de la energía para ese año en concreto.

La siguiente tabla recoge los flujos de caja generados tomando como referencia el precio de venta de la energía del 2020.

AÑO	Energía producida [MWh/año]			Flujos de caja [€]		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3
2021	0	0	0	-19.142.450,32 €	-20.221.601,84 €	-23.854.270,27 €
2022	86197,00	102408,00	110531,00	2.214.478,80 €	2.554.334,07 €	2.737.256,51 €
2023	85809,11	101947,16	110033,61	2.259.782,87 €	2.607.103,05 €	2.794.211,13 €
2024	85422,97	101488,40	109538,46	2.305.785,07 €	2.660.685,21 €	2.852.043,42 €
2025	85038,57	101031,70	109045,54	2.352.496,17 €	2.715.093,07 €	2.910.766,91 €
2026	84655,90	100577,06	108554,83	2.399.927,08 €	2.770.339,35 €	2.970.395,33 €
2027	84274,94	100124,46	108066,33	2.448.088,91 €	2.826.436,98 €	3.030.942,62 €
2028	83895,71	99673,904	107580,04	2.496.992,91 €	2.883.399,08 €	3.092.422,95 €
2029	83518,18	99225,372	107095,93	2.546.650,52 €	2.941.238,96 €	3.154.850,68 €
2030	83142,34	98778,86	106613,99	2.597.073,36 €	2.999.970,15 €	3.218.240,43 €
2031	82768,21	98334,35	106134,23	2.648.273,21 €	3.059.606,39 €	3.282.607,02 €
2032	82395,75	97891,85	105656,63	2.700.262,05 €	3.120.161,62 €	3.347.965,49 €
2033	82024,97	97451,34	105181,17	2.753.052,03 €	3.181.650,02 €	3.414.331,14 €
2034	81655,85	97012,80	104707,86	2.806.655,52 €	3.244.085,94 €	3.481.719,48 €
2035	81288,40	96576,25	104236,67	2.861.085,03 €	3.307.484,01 €	3.550.146,28 €
2036	80922,60	96141,65	103767,61	2.916.353,30 €	3.371.859,03 €	3.619.627,54 €

Tabla 22. Flujos de caja con año base 2020. Fuente: elaboración propia

A la hora de establecer la producción de energía realizada por cada variante para los distintos años, se ha supuesto una reducción de la producción del 0,45% debido al envejecimiento de la instalación para las 3 variantes propuestas. Así pues, aplicando la expresión matemática que establece el VAN, se obtiene que el VAN de las 3 variantes son:

- VAN para variante 1 (módulo monofacial con estructura fija): 4.111.710,51 €
- VAN para variante 2 (módulo monofacial con seguidor a un eje): 5.153.843,80 €
- VAN para variante 3 (módulo bifacial con seguidor a un eje): 5.064.036,41 €

La inversión con una mayor rentabilidad desde este punto de vista es la variante 2.

Ahora se va a realizar el mismo procedimiento, pero partiendo como precio base de la energía la asociada al año 2019.

AÑO	Energía producida [MWh/año]			Flujos de cada [€]		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3
2021	0	0	0	- 19.142.450,32 €	- 20.221.601,84 €	- 23.854.270,27 €
2022	86197,00	102408,00	110531,00	3.253.595,77 €	3.857.363,61 €	4.143.642,32 €
2023	85809,11	101947,16	110033,61	3.299.029,24 €	3.930.212,28 €	4.222.269,35 €
2024	85422,97	101488,40	109538,46	3.345.068,76 €	4.004.183,55 €	4.302.108,02 €
2025	85038,57	101031,70	109045,54	3.391.721,77 €	4.079.294,72 €	4.383.177,00 €
2026	84655,90	100577,06	108554,83	3.438.995,82 €	4.155.563,35 €	4.444.475,81 €
2027	84274,94	100124,46	108066,33	3.486.898,51 €	4.233.007,28 €	4.506.594,32 €
2028	83895,71	99673,90	107580,04	3.535.437,54 €	4.311.644,62 €	4.569.542,66 €
2029	83518,17	99225,37	107095,93	3.584.620,67 €	4.391.493,77 €	4.633.331,07 €
2030	83142,34	98778,86	106613,99	3.634.455,76 €	4.472.573,39 €	4.697.969,89 €
2031	82768,20	98334,35	106134,23	3.684.950,72 €	4.554.902,44 €	4.763.469,58 €
2032	82395,75	97891,85	105656,63	3.736.113,58 €	4.638.500,19 €	4.829.840,70 €
2033	82024,97	97451,33	105181,17	3.787.952,41 €	4.723.386,18 €	4.897.093,92 €
2034	81655,85	97012,80	104707,86	3.840.475,38 €	4.809.580,26 €	4.965.240,02 €
2035	81288,40	96576,25	104236,67	3.893.690,74 €	4.897.102,59 €	5.034.289,88 €
2036	80922,60	96141,65	103767,61	3.947.606,82 €	4.985.973,64 €	5.104.254,52 €

Tabla 23. Flujos de caja con año base 2019. Fuente: elaboración propia

Nuevamente se ha supuesto una caída de la producción como consecuencia del envejecimiento de la instalación del 0,45%. Se obtienen los siguientes valores referentes al valor actualizado neto (VAN) para cada casuística de instalación:

- VAN para variante 1 (módulo monofacial con estructura fija): 7.448.719,68 €
- VAN para variante 2 (módulo monofacial con seguidor a un eje): 9.831.281,13 €
- VAN para variante 3 (módulo bifacial con seguidor a un eje): 9.792.630,01 €

La inversión con una mayor rentabilidad basándonos en este parámetro económico (VAN) es la variante 2. No obstante, habrá un precio de venta de la energía mínimo a partir del cual la mejor variante a considerar será la variante 1 y un valor superior, que será la frontera que establezca el precio de venta de energía a partir del cual la variante 3 es la óptima.

Los valores obtenidos, en comparación con la inversión inicial necesarias, son muy bajos. No obstante, nuestro estudio no está teniendo en cuenta diversos incentivos gubernamentales de los que disponen las energías renovables cuya incorporación provocaría una elevación en el precio del VAN.

6.3 Cálculo del PayBack

Otra variante de interés es el PayBack. Dicha magnitud nos va a proporcionar el momento exacto en el que se recupera la inversión inicial. Si el propietario del proyecto opta por recuperar antes la inversión a expensas de obtener un menor beneficio al final de la vida útil de la planta, supuesta de 20 años en este proyecto, el PayBack es una magnitud para tener en cuenta por encima del VAN. Nuevamente, se va a calcular el PayBack para las distintas variantes estudiadas. Aquella que tenga un menor PayBack, será la inversión más apetecible desde una perspectiva económica. El precio de venta de la energía volverá a tener un papel fundamental. Mientras mayor sea éste, menor será el PayBack. Por ello, se repetirá el procedimiento realizado anteriormente.

En primer lugar, se mostrará una tabla que recoge los flujos de caja acumulados para los distintos años. El primer año para el cual el flujo de caja acumulado sea superior al 0, será el valor que adquiera la variable económica estudiada en este apartado. Primero se mostrará una tabla con los flujos de caja acumulados tomando como precio base de referencia el correspondiente al año 2020.

AÑO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO		
	V1	V2	V3
2021	- 19.142.450,32 €	- 20.221.601,84 €	- 23.854.270,27 €
2022	- 16.927.971,52 €	- 17.667.267,77 €	- 21.117.013,76 €
2023	- 14.668.188,65 €	- 15.060.164,72 €	- 18.322.802,63 €
2024	- 12.362.403,58 €	- 12.399.479,51 €	- 15.470.759,21 €
2025	- 10.009.907,42 €	- 9.684.386,44 €	- 12.559.992,30 €
2026	- 7.609.980,33 €	- 6.914.047,09 €	- 9.589.596,97 €
2027	- 5.161.891,42 €	- 4.087.610,10 €	- 6.558.654,35 €
2028	- 2.664.898,51 €	- 1.204.211,02 €	- 3.466.231,41 €
2029	- 118.247,99 €	1.737.027,93 €	- 311.380,72 €
2030	2.478.825,36 €	4.736.998,08 €	2.906.859,71 €
2031	5.127.098,57 €	7.796.604,47 €	6.189.466,73 €
2032	7.827.360,61 €	10.916.766,10 €	9.537.432,22 €
2033	10.580.412,65 €	14.098.416,11 €	12.951.763,36 €
2034	13.387.068,16 €	17.342.502,06 €	16.433.482,85 €
2035	16.248.153,19 €	20.649.986,06 €	19.983.629,13 €
2036	19.164.506,49 €	24.021.845,10 €	23.603.256,66 €

Tabla 24. Cálculo PayBack base 2020. Fuente: elaboración propia

Suponiendo que el 2021, es el año 0 en el cual todavía no ha comenzado la explotación del parque:

- PayBack para variante 1 (monofacial con estructura fija): 9 años
- PayBack para variante 2 (monofacial con seguidor a un eje): 8 años
- PayBack para variante 1 (bifacial con seguidor a un eje): 9 años

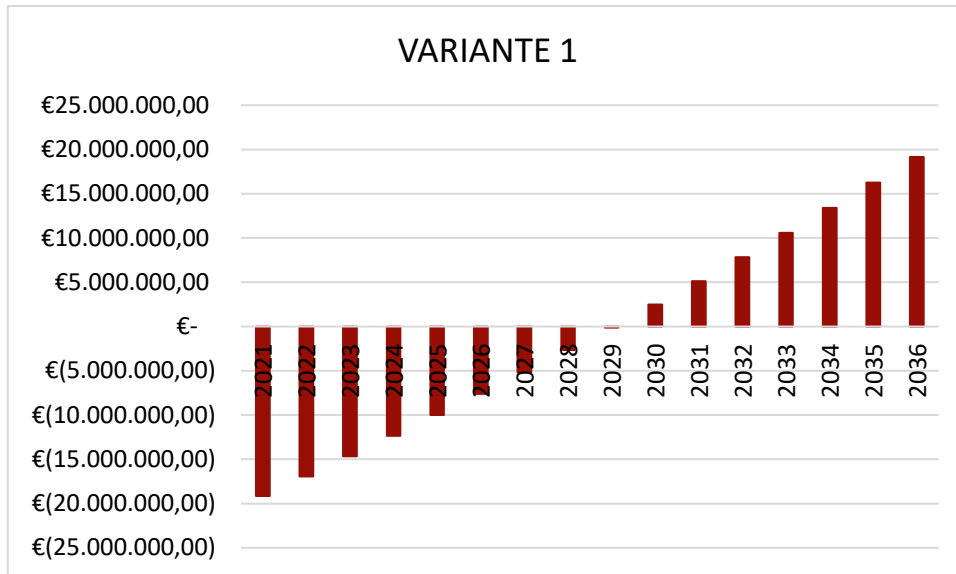


Ilustración 25. Evolución del cash-flow acumulado para V1 (monofacial fijo), 2020. Fuente: elaboración propia

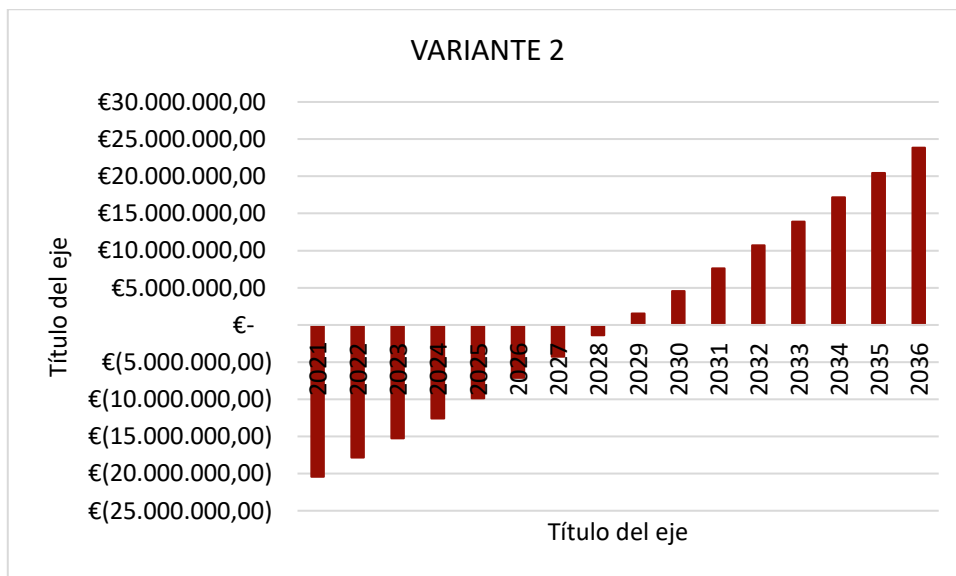


Ilustración 26. Evolución del cash-flow acumulado para V2 (monofacial seguidor) 2020. Fuente: elaboración propia

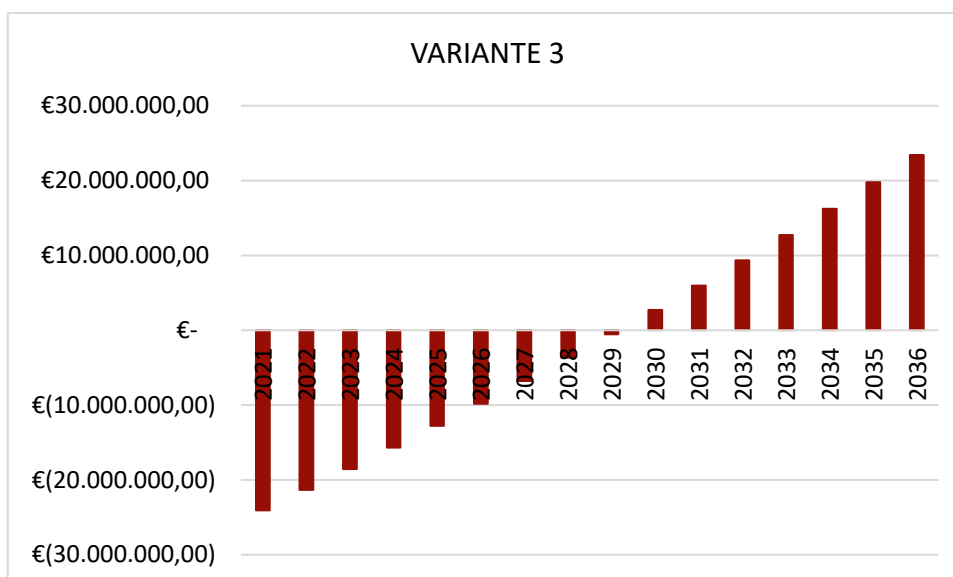


Ilustración 27. Evolución del cash-flow acumulado para V3 (bifacial seguidor) 2020. Fuente: elaboración propia

Nuevamente, la variante 2, módulo monofacial con seguidor a un eje vuelve a ser la óptima. Cabe mencionar que el PayBack para una planta del calibre de la propuesta está en torno a 10 años en la realidad. Uno de los motivos que pueden provocar el resultado propuesto es que no se han tenido en cuenta diversos costes como pueden ser los impuestos, costes asociados al punto de conexión en la red eléctrica española (REE), etc.

Para finalizar el estudio económico, se repetirá el enunciado tomando como base el precio de la energía correspondiente al año 2019, establecido en 47,71 €/MWh.

AÑO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO		
	V1	V2	V3
2021	- 19.142.450,32 €	- 20.221.601,84 €	- 23.854.270,27 €
2022	- 15.888.854,55 €	- 16.364.238,23 €	- 19.710.627,95 €
2023	- 12.589.825,30 €	- 12.434.025,95 €	- 15.488.358,61 €
2024	- 9.244.756,54 €	- 8.429.842,40 €	- 11.186.250,59 €
2025	- 5.853.034,77 €	- 4.350.547,68 €	- 6.803.073,59 €
2026	- 2.414.038,95 €	- 194.984,33 €	- 2.358.597,77 €
2027	1.072.859,56 €	4.038.022,95 €	2.147.996,55 €
2028	4.608.297,10 €	8.349.667,57 €	6.717.539,21 €
2029	8.192.917,77 €	12.741.161,34 €	11.350.870,28 €
2030	11.827.373,53 €	17.213.734,73 €	16.048.840,17 €
2031	15.512.324,26 €	21.768.637,17 €	20.812.309,75 €
2032	19.248.437,84 €	26.407.137,36 €	25.642.150,45 €
2033	23.036.390,24 €	31.130.523,54 €	30.539.244,37 €
2034	26.876.865,62 €	35.940.103,80 €	35.504.484,39 €
2035	30.770.556,36 €	40.837.206,39 €	40.538.774,27 €
2036	34.718.163,19 €	45.823.180,03 €	45.643.028,79 €

Tabla 25. Cálculo PayBack para año base 2019. Fuente: elaboración propia

Una vez más, la variante 2 vuelve a ser la que proporciona una mayor rentabilidad financiera. Para este caso, el PayBack de cada una de las alternativas propuestas es:

- PayBack para variante 1 (monofacial con estructura fija): 6 años
- PayBack para variante 2 (monofacial con seguidor a un eje): 6 años
- PayBack para variante 3 (bifacial con seguidor a un eje): 6 años

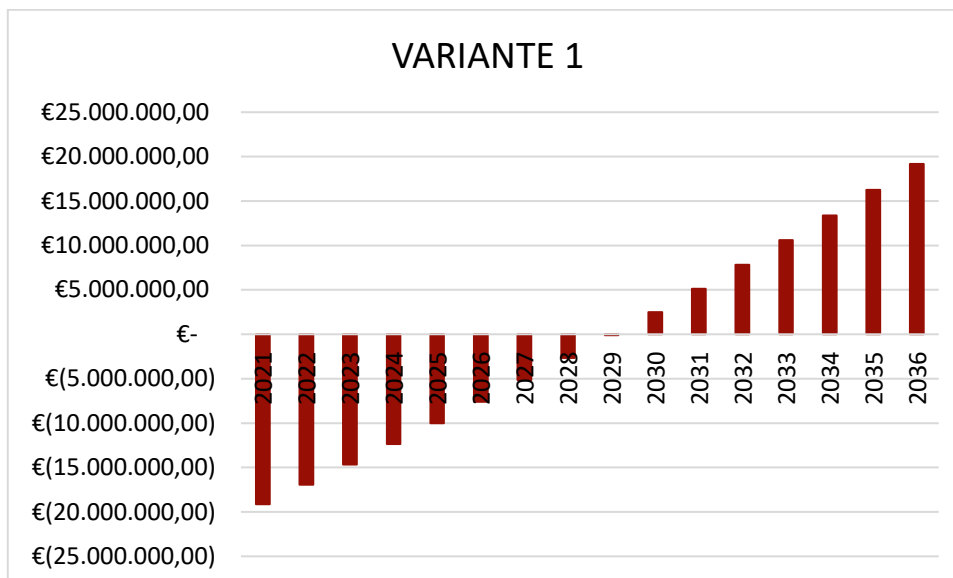


Ilustración 28. Evolución del cash-flow acumulado para V1 (monofacial fijo), 2019. Fuente: elaboración propia

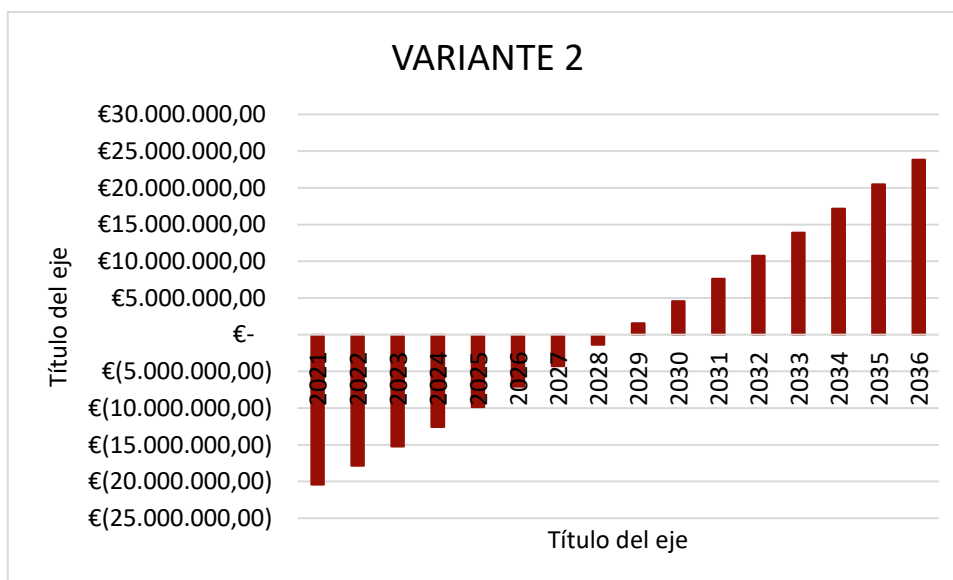


Ilustración 29. Evolución del cash-flow acumulado para V2 (monofacial seguidor) 2019. Fuente: elaboración propia

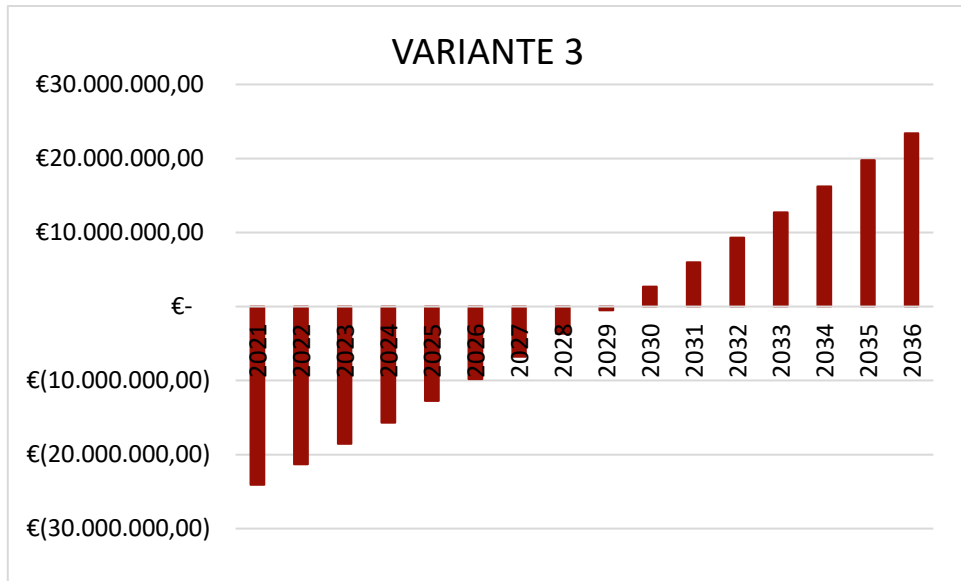


Ilustración 30. Evolución del cash-flow acumulado para V3 (bifacial seguidor) 2019. Fuente: elaboración propia

SECCIÓN 2: DISEÑO DE PLANTA FOTOVOLTAICA

SECCIÓN 2.1: MEMORIA DESCRIPTIVA

1. CRITERIOS DE DISEÑO

1.1 Criterios generales

- La planta fotovoltaica operará de manera automática e independiente con la mínima intervención.
- El número de módulos fotovoltaicos por serie se ha definido para no sobrepasar la tensión de circuito abierto los 1.500 Vcc con un margen de seguridad razonable.
- El nivel de tensión máxima en CC será de 1.500 V con el objeto de reducir costes y pérdidas en el cableado. A estos efectos el número de módulos en serie será de 27.
- La distancia entre los ejes de las estructuras es de 11,5 metros que proporciona un compromiso óptimo entre el aprovechamiento del terreno disponible y unas pérdidas por sombras cercanas limitadas.

1.2 Criterios eléctricos

- Todo el cableado de baja tensión dispondrá de aislamiento adecuado a su tensión de trabajo.
- Los equipos y conductos se diseñarán para minimizar las cargas térmicas en los mismos.
- El cableado deberá ser calculado considerando una temperatura de funcionamiento de 90 °C, pudiendo trabajar de forma constante a 120°.

El cableado de la planta solar fotovoltaica cumplirá con el Reglamento Electrotécnico para Baja

Tensión (Real Decreto 842/2020). Adicionalmente se cumplirán las siguientes normas internacionales.

- IEC 60754-1
- IEC 60754-2
- IEC 60502-2

Todo el cableado estará correctamente dimensionado para:

- Todos los circuitos de CC se diseñarán para que las pérdidas máximas sean inferiores al 1,5% en condiciones estándar (STC).
- Intensidad máxima de servicio. En cualquier caso, los cables deberán estar diseñados para soportar una intensidad mínima del 125% de la intensidad máxima de servicio.
- Máxima caída de tensión.
- Intensidad de cortocircuito durante el periodo transitorio de actuación de las protecciones.
- Todo el cableado tendrá el nivel de aislamiento adecuado al nivel de voltaje de la red eléctrica y del sistema de puesta a tierra escogido.

A parte de lo mencionado anteriormente, será necesario cumplir con las siguientes normativas internacionales:

- IEC 60364 (todas las partes) Instalaciones eléctricas de baja tensión
- IEC 61936-1 Instalaciones eléctricas de tensión nominal superior a 1 kV en corriente alterna- Parte 1: Reglas Comunes
- IEC 60071 Coordinación de aislamiento - Parte 1: Definiciones, principios y reglas
- IEC 60068 Ensayos ambientales - Parte 1: Generalidades y guía
- IEC 60364-6 Instalaciones eléctricas de baja tensión – Parte 6: Verificación
- IEC 60076 Transformadores de Potencia -Parte 1: Generalidades
- IEC 62271 Aparata de alta tensión
- IEC 60376 Especificaciones para hexafluoruro de azufre (SF6) de calidad técnica para uso en equipos IEC 60364-7-712:2002, Instalaciones eléctricas en edificios – Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- EN 50521:2008 Conectores para sistemas fotovoltaicos
- IEC 62446 Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema eléctrico

2. PLANTA FOTOVOLTAICA

2.1 Descripción de la Planta Fotovoltaica

El proyecto FV CÓRDOBA 50MWP consiste en una planta solar fotovoltaica en suelo con 49,99 MWp de potencia pico y 41,71 MWn de potencia nominal a la salida de los inversores.

La planta fotovoltaica tendrá instalados 114.939 módulos de 435 Wp cada uno instalados sobre seguidores de un eje Norte-Sur.

Habrán un total de 1.588 seguidores solares que tendrán las siguientes características:

- Seguidor formado por 81 módulos, con una distribución de 2 módulos en vertical y 40,5 a lo largo del eje. Estos son mayoría en la planta, con un número de 1.081 seguidores instalados.
- Seguidor formado por 54 módulos, con una distribución de 2 módulos en Vertical y 27 a lo largo del eje. Se instalará un total de 507 de estos seguidores. El motivo por el cual se opta por colocar 27 módulos en serie es el de maximizar el número de paneles de un string, y por lo tanto la potencia de estas cadenas sin que el valor de tensión de circuito abierto del string, para las condiciones más desfavorables las cuales consideramos de -10°C , sea superior a la tensión máxima admisible en la parte de CC del inversor. De esta forma se evitan grandes pérdidas por inversor y la posibilidad de fallo en la planta si alguna vez las condiciones meteorológicas son inferiores a -10°C . Dicha temperatura se ha obtenido al disponer de una base de datos meteorológicos con la evolución de la temperatura en dicha región y deducir de ella que nunca se ha llegado a alcanzar una temperatura inferior a la citada.

La energía producida por los módulos llega después a los inversores. En la planta habrá un total de 12 inversores con potencia nominal de 3.437 kVA@ 45°C por inversor. La energía convertida a CA en baja tensión (600 V) por los inversores, será posteriormente elevada a media tensión (30 kV) en los transformadores instalados a la salida de los inversores. Este conjunto inversor – transformador será suministrado directamente como un bloque prefabricado, al que se le denominará PSB.

La planta fotovoltaica FV CÓRDOBA 50MWP transportará su energía a 30 kV a través de una línea soterrada de media tensión hacia la subestación correspondiente a partir de la cual, saldrá la energía eléctrica generada en el parque en forma de alta tensión, 400kV. La producción energética estimada durante el primer año será de 103.711 MWh/año. En total, la generación de la planta supondría un ahorro anual de 97.488,34 toneladas de CO₂. Con el fin de evitar que animales y personas ajenas a ella puedan acceder a la planta, se implantará un vallado del cual se hablará con una mayor profundidad más adelante.

A continuación, se mostrará la composición de la planta fotovoltaica. Cabe mencionar, que dicho parque estará formado por 12 inversores, cuyas características, al igual que la de los demás equipos principales, serán definidas a lo largo de dicha parte del trabajo.

Bloque	Tracker 2V40,5	Tracker 2V27	SB 21 strings	SB 18 strings	Pot. Nom inversor (MVA)@40°C	Pot. Pico (MWp)	Núm. Módulos	Núm. Strings	Ratio (kWp/kWn)	Pot. Inyectada red (MWh/año)
01	89	45	17	0	3,476	4,193	9.639	357	1,21	8.745,03
02	117	3	17	0	3,476	4,193	9.639	357	1,21	8.745,03
03	101	27	17	0	3,476	4,193	9.639	357	1,21	8.745,03
04	78	60	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
05	58	90	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
06	68	75	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
07	82	54	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
08	92	39	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
09	100	27	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
10	92	39	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
11	92	39	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
12	112	9	16	1	3,476	4,158	9.558	354	1,20	8.671,54
TOTAL	1.081	507	195	9	41,71	49,998	114.939	4.257	1,20	104.279

Tabla 26. Composición de FV Córdoba 50MWp. Fuente: elaboración propia

La planta solar FV Córdoba 50MWp, se encontrará situada en el municipio de Córdoba, provincia de Córdoba, en la Comunidad Autónoma de Andalucía. El emplazamiento se encuentra a unos 156 metros sobre el nivel del mar, ocupando un área total de 95,14 Ha.

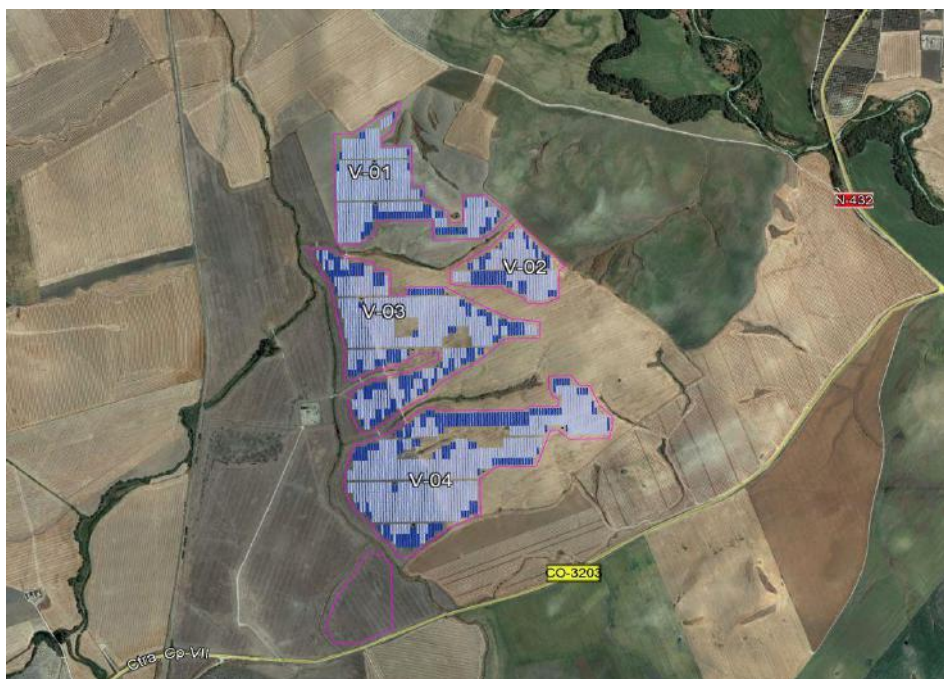


Ilustración 31. Situación FV Córdoba 50MWp. Fuente: Global Mapper

Al igual que ocurre en la mayoría de planta fotovoltaicas de grandes prestaciones existentes, éstas se plantan sobre parcelas, aunque, debido a la necesidad de ocupar una gran cantidad de terreno, ésta tiene

que situarse sobre distintas parcelas que pueden estar interrumpidas entre sí debido a la existencia de diversos caminos y cauces. Por ello, la planta se dividirá en 4 vallados independientes. El motivo por el cual el vallado adquiere esta forma, dichas parcelas son las elegidas para la implantación de la planta y diversas afecciones que provocan la forma que esta planta ha adquirido el parque requiere de un complejo trabajo por parte de ingenieros y delineantes. Dicha área quedará fuera del objeto del presente proyecto.

2.2 Ficha Técnica de la Instalación

En la siguiente tabla se especifican las principales características de la planta fotovoltaica.

Concepto	Unidad	Valor
Potencia pico	MWp	49,99
Potencia AC (a 40°C)	MWac	41,244
Ratio CC/CA		1,20
Potencia de los módulos	Wp	435
Nº Total de módulos		114.939
Nº Módulos por string		27
Nº Total de strings		4,257
Seguidor		Vertical 1 Eje
Nº Seguidores [81 mód / 54 mód]		1.588 [1.081 / 507]
Pitch	M	11,5
Potencia de los inversores	kVA	3.437@45°C
Nº Inversores		12
Transformador BT/MT	MVA	3,5
Nº Transformadores		12

Tabla 27. Ficha Técnica de la planta. Fuente: elaboración propia

2.3 Módulos fotovoltaicos

Se ha optado por un módulo fotovoltaico de potencia nominal 435 Wp y voltaje máximo de aislamiento de 1.500 Vcc. Esta potencia nominal del módulo se define para condiciones estándar de temperatura de la célula 25°C, 1.000 W/m² de radiación incidente en el plano de los colectores y una referencia espectral de irradiancia conocida como Masa de Aire 1,5.

Las características que se presentan a en la Tabla 2 pertenecen al módulo AXITEC ENERGY modelo AXIpremium XL HC BLK AC-435MH/144V. Estas características pueden variar ligeramente según el fabricante de los módulos y la generación de fabricación, pero se estima que los valores finales serán muy similares.

Módulo fotovoltaico AXITEC ENERGY XL HC BLK AC-435MH/144V	
Potencia nominal (Wp)	435
Tolerancia (Wp)	-0 / +5
V _{MP} (V)	40,79
I _{MP} (A)	10,67
Voltaje en circuito abierto V _{oc} (V)	49,42
Corriente de cortocircuito I _{sc} (A)	11,28
Eficiencia (%)	21,94
Coef. de temperatura P _{mpp}	-0,34 %/°C
Coef. de temperatura V _{oc}	-0,27 %/°C
Coef. de temperatura I _{sc}	0,05 %/°C
Voltaje máximo (V _{dc})	1500
Temperatura de operación (°C)	-40 - +85
Dimensiones (mm)LxAxE	2094 x 1038 x 35
TONC (°C)	43

Tabla 28. Características módulo fotovoltaico.[24]

2.4 Seguidores a un eje

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre seguidores solares. Estas estructuras requieren una mayor inversión inicial y una mayor ocupación de terreno, pero incrementan notablemente la generación de energía. Adicionalmente, el movimiento de los seguidores ayuda ligeramente a reducir el ensuciamiento de los módulos y mejorar el rendimiento de captación.

El uso de estructuras de seguimiento solar resulta en un incremento de la irradiación solar en el plano de los módulos que maximiza la producción de energía. Sin embargo, hay que tener en cuenta que esta mayor irradiación también conlleva unas pérdidas por temperatura ligeramente superiores.



Ilustración 32. Seguidor 2V Soltec.[25]

Las características descritas a continuación son las de un seguidor solar SOLTEC SF7.

SOLTEC SF7	
Ángulo de seguimiento máximo (°)	-60° a +60°
Tecnología	Eje horizontal, filas independientes
Consumo (kW)	Autoalimentado
Materiales	Materiales galvanizados e inoxidables
Voltaje del sistema (kV)	Flexible, basado en el voltaje del sistema
Tipo de instalación	Exterior
Longitud de los seguidores (m)	Con capacidad de hasta 90 paneles de 72 células en 45 x 2 V (aprox 45 m)

Tabla 29. Seguidor planta FV Córdoba 50MWp.[22]

2.5 Inversor

Los inversores centrales se han venido utilizando en las plantas fotovoltaicas en los últimos años debido a su gran eficiencia y facilidad de mantenimiento. Estos inversores se diseñan para funcionar durante toda la vida útil de la planta lo que permite una importante reducción en costes de operación y mantenimiento en muchos casos. El inversor será de tipo exterior por lo que deberá aguantar las condiciones climáticas locales durante los años de funcionamiento.

A continuación, se mostrará las especificaciones del inversor empleado:

SUNGROW SG3400HV-20	
Potencia aparente (kVA) @50°C	3.125
Potencia nominal de salida (kVA) @45°C	3.437
Rango MPPT (Vcc)	875-1.300
Máximo voltaje de entrada (Vcc)	1.500
Máximo corriente de entrada (A)	4.178
Voltaje nominal de salida (V)	600
Frecuencia de red (Hz)	50
Eficiencia máxima (%)	99,0
Dimensiones (mm) (WxHxD)	2991x2591x2438 mm
Protección	IP55

Tabla 30. Ficha técnica del inversor.[26]

2.6 Cajas de agrupación

Las cajas de agrupación o cajas de nivel 1, son cuadros eléctricos que se distribuyen por el campo fotovoltaico a los cuales se conectan en paralelo una cantidad determinada de series para formar un solo circuito de salida, el cual se dirige hacia el inversor.

Esta caja de agrupación posee las protecciones requeridas por la normativa y el funcionamiento seguro de la instalación como, fusibles, protección contra sobretensiones y elementos de maniobra. Este cuadro debe ser IP65, debido a que está a la intemperie. Las cajas de agrupación llevan como protecciones fusibles, colocados sobre bandejas porta fusibles, los cuales están destinados a proteger las series en caso de cortocircuitos. Igualmente, para proteger las instalaciones contra sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, se colocarán descargadores conectados a tierra.



Ilustración 33. String Box.[27]

2.7 Transformador

El transformador es otro de los equipos más importantes de la instalación. Gracias a este se podrá elevar la tensión desde baja a alta tensión. Con este se conseguirá una mayor facilidad a la hora de transportar la energía eléctrica aguas abajo del transformador. Al elevar la tensión, la corriente que ha de circular por los conductores será menor y por ello, también lo será la sección de estos conductores. Así, se podrá transferir la misma potencia eléctrica de una forma más fácil y económica.

En el caso de la planta FV CÓRDOBA 50MWP, cada inversor irá conectado a su salida a un transformador trifásico de 0,600/30 kV, 3,5 MVA, conexión Dyn11 (no conectado a tierra), que a su vez verterá la energía producida a un cable de 30 kV que se conectará con el centro de seccionamiento.

Características del transformador	
Relación transformación(kV)	30 / 0,600
Potencia nominal (MVA)	3,5
Tipo enfriamiento	ONAN
Grupo Conexión	Dyn11
Aislamiento	Aceite
Tipo	Intemperie

Tabla 31. Datos técnicos del Transformador. Fuente: elaboración propia.

La instalación contará con sistema de recolección de aceites en caso de fuga del mismo.

2.8 PSBs y Centro de Seccionamiento

Los PSBs son edificios prefabricados que contiene a los inversores, celdas de media tensión y transformadores de potencia donde está la interfaz entre el sistema de baja y media tensión. Las salidas en media tensión, 30 kV, se agrupan en tres ramales o circuitos distribuidos por el parque solar.

La caseta de inversores cumplirá con la normativa internacional y con la normativa local que le sea de aplicación. El edificio estará dividido en dos habitáculos diferenciados siendo estos el habitáculo de baja tensión que albergará a los inversores y cuadros de baja tensión. El segundo habitáculo, contendrá las celdas de media tensión y el transformador. Se contará con un foso de recolección de aceite en el caso de derrame del transformador.

A la salida de estos centros de transformación, se recolectará la energía procedente en el centro de seccionamiento cual permitirá agrupar la energía procedente del parque en forma de 3 circuitos independientes en un único circuito para posteriormente transportar la energía eléctrica generada a la subestación elevadora correspondiente. De esta forma se conseguirá minimizar los costes asociados al transporte de la energía. Adicionalmente, el centro de seccionamiento servirá como centro de protección y medición de la energía procedente del parque disponiendo de cabinas de protección y medición tal y como se mencionará a continuación.

El trabajo realizado, no se centra en la descripción del centro de seccionamiento por lo que se optará por hacer una breve mención a las características que ha de cumplir y los equipos que lo constituirán. El centro de seccionamiento tendrá como entradas, los conductores de media tensión que salen de los PSBs agrupadas en los 3 ramales y su salida será la línea de evacuación de media tensión que conecta

el parque con la subestación correspondiente. Dicho centro de seccionamiento tendrá la obligación de cumplir con los requisitos indicados en ITC-RAT 14, y las normas UNE-EN 50532, UNE-EN 62271-202.

A continuación, se describirá brevemente los equipos contenidos tanto en los PSBs/centros de transformación como en el centro de seccionamiento.

Celdas de media tensión

En el caso de los centros de transformación, habrá que instalar 1 celda de línea + 1 celda de protección del transformador.

En el centro de seccionamiento, se instalarán 3 celdas de llegada de línea, para cada una de las líneas de media tensión que salen del parque, y una celda de salida de línea para la línea de evacuación. Adicionalmente, constará de una cabina de medida de tensión y de protección para el transformador de servicios auxiliares. A continuación, se mencionarán las especificaciones generales de dichas celdas:

- Tensión nominal (kV): 36
- Corriente nominal del embarrado (A):
 - En centro de seccionamiento: 1250 A.
 - En los Centros de Transformación: 400 A (según indicado en planos).
- Corriente nominal del interruptor (A):
 - En celdas de llegada de línea de circuitos de media tensión del Parque FV CÓRDOBA 50MWP y de protección de transformador de Servicios Auxiliares en el Centro de Seccionamiento: 400 A (según indicado en planos).
 - En celda salida evacuación FV CÓRDOBA 50MWP: 1.250 A.
 - En los Centros de Transformación: 400 A (según indicado en planos).
- Frecuencia (Hz): 50
- Intensidad de cortocircuito (kA): 25
- Nivel de aislamiento al impulso atmosférico (kV): 170
- Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (kV): 70
- Aislamiento: SF6
- Instalación interior

Dichas celdas contarán con todas las protecciones, equipos auxiliares y maniobras necesarias para el correcto funcionamiento, los cuales se describen a continuación:

- Celdas de línea en los centros de transformación (36 kV, 400 A, 25 kA):
 - ✓ Seccionador de línea / Seccionador de tierra

- Celdas de protección del transformador en el centro de transformación (36 kV, 400 A, 25 kA):
 - ✓ Seccionador de línea / Seccionador de tierra
 - ✓ Interruptor
 - ✓ Transformadores de corriente
 - ✓ Transformadores de tensión
 - ✓ Protección: Relé sobreintensidad de fase (50/51)
 - ✓ Protección: Relé sobreintensidad de neutro (50N/51N)
 - ✓ Protección: Relé temperatura transformador (49)
 - ✓ Protección: Relé de sobrepresión del transformador (63)
 - ✓ Equipamiento de control y comunicación sistema SCADA.

- Celdas de llegada de líneas de Media Tensión del FV CÓRDOBA 50MWP en el centro de seccionamiento (36 kV, 400 A, 25 kA)
 - ✓ Seccionador de línea / Seccionador de tierra
 - ✓ Interruptor In 400 A
 - ✓ Transformadores de corriente (400/5-5-5 A; 20 VA 5P20, 20 VA 5P20, 20 VA CL 0,5S)
 - ✓ Transformadores de tensión ($30000/\sqrt{3}:110/\sqrt{3}-110/\sqrt{3}$; 25 VA 3P, 15 VA CL 0,5)
 - ✓ Protección: Relé sobrecorriente de fase (50/51)
 - ✓ Protección: Relé sobrecorriente de neutro (50N/51N)
 - ✓ Equipamiento de control y comunicación sistema SCADA

- Celda de Salida de línea a Subestación en el centro de seccionamiento (36 kV, 1.250 A, 25 kA):
 - ✓ Seccionador de línea / Seccionador de tierra
 - ✓ Interruptor In 1.250 A
 - ✓ Transformadores de corriente (2500-1250-800/5-5-5 A; 20 VA Cl. 0,5S; 20 VA 5P20, 20 VA 5P20)
 - ✓ Transformadores de tensión ($30000/\sqrt{3}:110/\sqrt{3}-110/\sqrt{3}$; 15 VA Cl. 0,5; 25 VA 3P)
 - ✓ Protección: Relé sobrecorriente de fase (50/51)
 - ✓ Protección: Relé sobrecorriente de neutro (50N/51N)

- ✓ Equipamiento de control y comunicación sistema SCADA

Las celdas de media tensión cumplirán con las normas internacionales y locales de aplicación, así como con los requerimientos impuestos por la compañía eléctrica.

Cuadro de baja tensión

El cuadro general de baja tensión se ubica en el centro de transformación. Al igual que se ha mencionado anteriormente, nos limitaremos a mencionar las protecciones mínimas que éstas han de tener:

- Sobreintensidad de fase: 50 / 51
- Relé de sobreintensidad de neutro: 50N/ 51N
- Relé térmico: 49
- Relé de presión de gas o nivel de aceite: 63

2.9 Cableado de Corriente Continua

Dicho tramo del cableado del parque englobará a los niveles 1 y 2. El tramo de Nivel 1 se refiere al cableado entre cada string y la caja de agrupamiento. La sección mínima de los conductores en este tramo será de 4 mm². El tramo de nivel 2, será el que conecta las cajas de nivel 1 con el inversor de cada centro de transformación (habrá 12 centros de transformación como se ha indicado previamente). Mediante una serie de cálculos que se reflejaran en la memoria justificativa del presente proyecto, se obtendrá que las secciones mínimas de dichos conductores ha de ser de 240 mm²

Para el correcto funcionamiento del parque, será necesario la construcción de zanjas con la finalidad de que los conductores se alojen dentro de ellas para la conexión de los distintos puntos de la planta.

Las zanjas de baja tensión discurrirán desde la caja de conexión de los seguidores hasta las cajas de agrupación correspondientes. Cada circuito irá en un tubo independiente de polietileno. Los distintos tipos de zanjas del parque serán indicadas en los planos del proyecto, los detalles de las zanjas de baja tensión serán indicados en el plano "08-Detalles de baja tensión". Aquí se puede ver como a medida que nos acercamos a los respectivos centros de transformación, se van produciendo zanjas cada vez más grandes y que albergan un mayor número de conductores. Habrá 6 tipos de zanjas de baja tensión siendo las más pequeñas aquellas que alberguen un único circuito y las más grandes las que alberguen hasta 17 circuitos. Más adelante se hará una breve descripción de la composición necesaria de la que ha de disponer este tipo de zanjas.

2.10 Cableado de Corriente Alterna

Se suministrará e instalará todo el cableado según requisitos especificados en la normativa española y otros códigos y requisitos aplicables. Las características de los cables de media tensión han sido seleccionados cumpliendo el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones complementarias ITC LAT-01 a 09.

El cableado de corriente alterna, comenzará tras el inversor. El primer circuito de corriente alterna será el que sirve de conexión entre los inversores y sus respectivos transformadores. No obstante, no se hará ningún cálculo en este tramo ya que ambos equipos estarán integrados en los PSBs, que serán diseñados y fabricados por el propio fabricante por lo que no será necesario la realización de cálculos

eléctricos en dichos tramos.

A la salida del transformador, la corriente circulará a media tensión, 30 kV en el caso de esta planta. Dicho tramo corresponderá con el cableado existente entre los transformadores y el centro de seccionamiento del parque, el cual ha sido descrito anteriormente.

El criterio que se elegirá consiste en hallar la sección del cable a partir de la corriente máxima admisible, verificar que es adecuada para soportar la corriente de cortocircuito, y posteriormente se calcula la caída de tensión para comprobar que está dentro del rango permitido. En base a la potencia que acumula cada circuito, se determina la intensidad que circula por cada cable en todo momento. En función de esa intensidad y las condiciones de diseño de la instalación como pueden ser el agrupamiento entre conductores, se eligen cables, unipolares, conductor de Al, tipo RHZ1-OL 18/30 kV debido a las ventajas que presenta frente a cables convencionales en lo referente a la no propagación del agua. La selección de la sección del conductor se hará atendiendo al criterio de máxima caída de tensión posible.

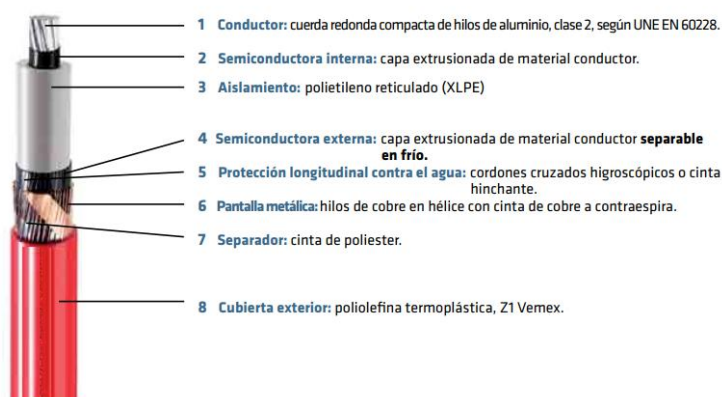


Ilustración 34. Esquema de composición del cableado tipo. [28]

A continuación, se indicará una tabla con las principales características del conductor empleado para el transporte de la energía eléctrica en el tramo existente entre los PSBs y el centro de seccionamiento.

CARACTERÍSTICAS	
Conductor	Conductor de aluminio electrolítico, clase 2 con obturación longitudinal (cables tipo -OL).
Semiconductora interior	Pantalla sobre el conductor, de material semiconductor termoestable
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE), reticulado en atmósfera de nitrógeno seco.
Semiconductora exterior	Pantalla sobre el aislamiento, de material semiconductor termoestable y pelable.
Pantalla metálica	Pantalla de alambres de Cu y contraespira de cinta de Cu, con una sección mínima de 16 mm ²
Cubierta exterior	Cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos

Tabla 32. Características del cableado de media tensión. Fuente: elaboración propia

Al igual que en el tramo de baja tensión. Será necesario la construcción de zanjas para la evacuación de los conductores de media tensión. Cada circuito individual recoge la energía desde tantos centros inversor-transformador como sea posible sin que se sobrepasen los parámetros de diseño (caída de tensión, capacidad amperimétrica, pérdidas) y según la distribución geográfica de los paneles solares de la planta. Los cables se instalarán en zanjas directamente enterradas salvo en los puntos de cruces de vías donde se colocan dentro de tuberías protegidas por una envolvente de hormigón. Los detalles de estas zanjas serán indicados en el plano de “09-Detalles de media tensión” en el que se hace una descripción de las posibles zanjas que se emplearán en función del número de circuitos que albergue e indicando de si se trata de una canalización directamente enterrada bajo tierra o bajo tubo de hormigón. Más adelante se hará una breve descripción de la composición necesaria de la que ha de disponer este tipo de zanjas.

2.11 Protecciones eléctricas

2.11.1 Corriente Continua

- **Sobreintensidades:** Los cuadros de nivel 1 agrupan series de módulos fotovoltaicos y alojan otros tantos seccionadores portafusibles con protección térmica, varistores descargadores y seccionadores en carga de salida de maneta.
- **Cortocircuitos:** El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo. Para las personas es peligrosa la realización/eliminación de un cortocircuito franco en el campo generador, por pasar rápidamente del circuito abierto al cortocircuito, lo que produce un elevado arco eléctrico, por la variación brusca en la corriente.
- **Sobretensiones:** Los cuadros de conexionado de nivel 1, dispondrán de dispositivos disparadores de sobretensiones.
- **Contactos directos e indirectos:** El generador fotovoltaico proporcionará unos niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante el aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.

2.11.2 Corriente Alterna

- **Sobreintensidades:** El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo momento garantizada por el dispositivo de protección empleado.
- **Cortocircuitos:** Aguas arriba del inversor se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos.
- **Sobretensiones:** Los principales riesgos que pueden originar sobretensiones en nuestra instalación, son aquellas motivadas por descarga lejana de rayo, defectos de red, efectos inductivos y capacitivos.
- **Sistema de protección de red de media tensión:** Las celdas de red de media tensión, dispondrán de protecciones frente a cortocircuito y sobrecarga fase/neutro.

2.12 Puesta a tierra

Según establece ICT-BT-18, la puesta a tierra tiene el objetivo de limitar la tensión que, con respecto a la tierra, puedan presentar las masas metálicas en un momento dado, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. Según ITC-BT-24, las situaciones de riesgo contemplan dos opciones: contacto directo y contacto indirecto.

Lo primero que se va a hacer es definir los conceptos de tensión de contacto directo y tensión de contacto indirecto:

- Tensión de contacto directo: hace referencia al contacto de una persona directamente con partes activas de los materiales y equipos, considerando como partes activas los conductores y equipos en tensión en servicio normal.
- El R.E.B.T (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), define contacto indirecto como el contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento.

2.12.1 Protección contra contactos indirectos en el sistema de baja tensión

En caso de un defecto a tierra, la sobreintensidad circulará por tierra, las tensiones de contacto resultantes no deben superar los siguientes valores:

- ✓ 24 V en local o emplazamiento del conductor.
- ✓ 50 V en todos los demás casos.

Si eso no se cumple, se debe verificar que la tensión de defecto sea menor a la tensión de contacto máxima aplicable, calculado como:

$$V_d = I_d R_t \quad (2.1)$$

Donde:

V_d es la tensión de defecto.

I_d es la corriente de defecto.

R_t es la resistencia de la toma de tierra.

Adicionalmente, el ICT-BT-24, requiere implementar un sistema de protección complementario. Estos sistemas adicionales, pueden ser:

- ✓ Controladores permanentes de aislamiento.
- ✓ Dispositivos de protección de corriente diferencial-residual.
- ✓ Dispositivos de sobreintensidad, tales como fusibles o interruptores automáticos.

2.12.2 Protección contra contactos directos en el sistema de baja tensión

Según ICT-B-24, los choques por contacto directo se evitan principalmente tomando las siguientes

medidas:

- Protección por medio de barreras o envoltentes conectadas a tierra, formada por los respectivos cuadros de baja tensión.
- Protección por medio de obstáculos: locales de servicio eléctrico sólo accesibles a personal autorizado.

2.12.3 Protección contra contactos en el sistema de alta tensión

En el lado de alta tensión del transformador (30 kV), existe una conexión entre las puestas a tierra de la Subestación SET Elevadora 30/400 kV y la puesta a tierra del Centro de Transformación, a través de las pantallas de los cables de media tensión, que están puestos a tierra en ambos extremos (Solid Bonding). Esta conexión puede ser representada mediante el siguiente esquema, las condiciones de seguridad se establecen según lo indicado en ITC-RAT-13.

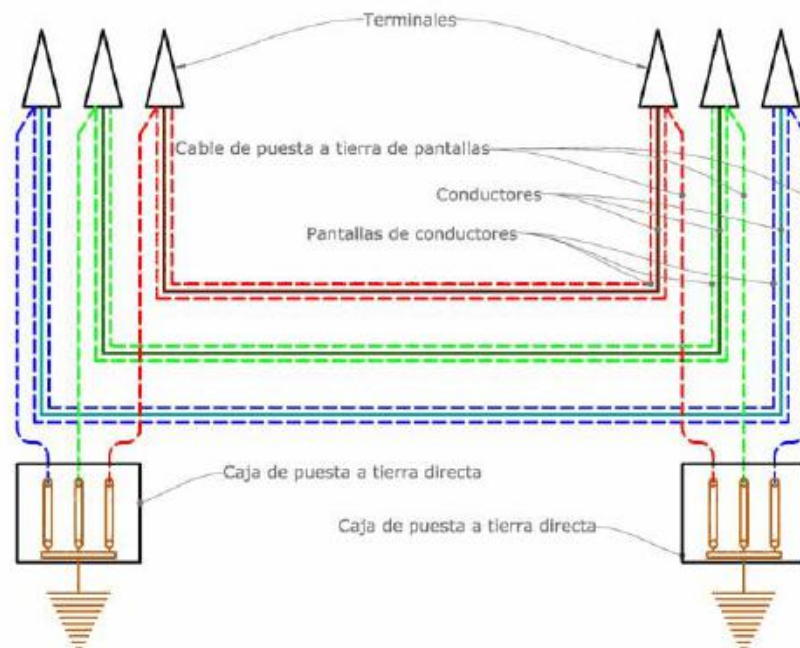


Ilustración 35. Esquema de puesta a tierra empleando Solidbonding.[29]

2.13 Obra Civil

La obra civil necesaria para la construcción de parque queda fuera del alcance de nuestro trabajo. Por ello, no se mencionará en la memoria justificativa del presente proyecto. No obstante, al igual que se ha hecho con algunos puntos anteriores, se hará una descripción de cuales son las principales tareas que hay que llevar a cabo en lo que respecta a la obra civil.

2.13.1 Vallado perimetral y acceso a la planta

Para protección de los equipos de la planta, utilizaremos un vallado perimetral coincidente con la

poligonal del parque, que se instalará alrededor de los módulos, equipos, caminos y edificio de control y centro de seccionamiento.

Al tratarse de un vallado de protección en zona rural no urbanizable, usaremos un vallado cinegético cuya altura será de aproximadamente 2 metros de altura. Por otra parte, deberá de disponer de pasos de fauna cada 50 metros a ras de suelo, con una dimensión de 20 centímetros en vertical y 50 centímetros en horizontal. Adicionalmente, cada recinto vallado contará con una puerta para vehículos y una puerta peatonal.

2.13.2 Viales

Para un correcto acceso a la planta, se ejecutarán labores de acondicionamiento de los viales de accesos existentes. Al mismo tiempo se contempla la construcción de caminos internos que permiten unas correctas labores de operación en el interior del parque solar. Siempre que sea posible la construcción de viales se efectuará evitando movimientos de tierras. En el caso de ser necesario ejecutar drenajes, serán los mínimos necesarios para evitar inundaciones que impliquen daños relevantes en la planta.

2.13.3 Centros de transformación con sala para inversores y centros de seccionamiento

Como se ha mencionado anteriormente, la planta se divide a su vez en subcampos, 12 para ser exactos. En cada subcampo, se dispondrá de un pequeño edificio prefabricado. Dicho edificio requerirá de las cimentaciones que el fabricante considere y tendrá que ser lo suficientemente grande como para poder introducir en él:

- Inversor
- Transformador 0,6/30 kV
- Servicios auxiliares
- Celdas de media tensión

En cuanto al centro de seccionamiento, los equipos que ha de albergar ya se han mencionado en un punto anterior. Dicho centro será un edificio y como tal, será necesaria la ejecución de una obra civil para poder abordar su construcción.

2.13.4 Zanjas

Se contemplan para esta planta zanjas relativas al cableado de baja tensión, media tensión y puesta a tierra. No obstante, en este trabajo solo se mencionarán las zanjas de baja y media tensión.

En la parte de baja, se contemplan las zanjas necesarias, perpendiculares a las estructuras, para recoger el cableado que conecta los distintos strings hasta la caja de agrupación, de la cual sale el cable de nivel 2 hasta el centro de transformación.

Las zanjas previstas para la parte de media tensión discurrirán desde los centros de transformación de cada subcampo, y recorrerán las vialidades internas hasta llegar al centro de seccionamiento. Se deberá cumplir con los siguientes requisitos para todas las instalaciones y tendidos de cableado por zanjas:

- Los cables se tenderán sobre una cama de arena y tendrán protección mecánica situada en el plano superior de los cables. El relleno se podrá realizar con el material previamente extraído.

- Se tenderá una cinta de señalización a lo largo de toda la longitud de los cables a no menos de 20 cm de protección mecánica tal y como indica el ITC-LSAT.
- Se restaurará el pavimento si se ha cruzado alguna carretera.
- Las profundidades y las distancias entre conductores y demás, vendrán dadas por el reglamento ITC-LAT 06- 4 Y 5. Dicha normativa establece los siguientes parámetros en función de los cuales se ha diseñado las zanjas:
 1. Profundidad mínima 0,6 m en acera y 0,8 m en calzada. Para la elaboración de las zanjas se ha propuesto una profundidad de aproximadamente 1,1 metro para todas las zanjas de media tensión.
 2. Fondo capa de arena con espesor superior a 0,05 m. En nuestro caso, el espesor de la capa de arena será de 0,05 m.
 3. Protección mecánica cubriendo proyección de cables.
 4. Señalización con cintas.

2.13.5 Edificio de control

La planta solar diseñada, contará con un edificio de control. Dicho edificio tendrá como objeto principal albergar los sistemas de control y monitorización de la planta, así como las oficinas. Para conseguir reducir el área total de la planta y reducir gastos en lo que respecta a la obra civil, se propondrá que dicho edificio de control sea también el centro de seccionamiento de 30 kV de donde sale la línea de evacuación que alimenta la subestación correspondiente.

3. LÍNEA DE EVACUACIÓN EN 30 kV

3.1 Descripción de la línea

La red de transporte de media tensión 30 kV se proyecta ante la necesidad de facilitar la evacuación de la potencia eléctrica generada en la planta. La línea eléctrica, de 255 metros de longitud estará formada por conductores aislados y subterráneos, que discurrirán por sus canalizaciones en zanjas desde el centro de seccionamiento a la subestación correspondiente.

3.2 Condiciones generales

La tensión asignada del cable y sus accesorios (U_0/U) se elegirá en función de la tensión nominal de la red (U_n), o tensión más elevada de la red (U_s), tal y como se especifica en el ITC-LAT 06, y son las que se relacionan a continuación:

Parámetro	Valor
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal de la red U_0/U_n	18/30 kV
Tensión más elevada de la red U_s	36 kV
Categoría	Tercera Categoría
Conductores por fase	3
Tipo de conductor subterráneo	RHZ1-OL H16 1x400 mm ²
Potencia máxima transportada (MVA)	41,71
Tipo de canalización	Directamente Enterrada Bajo tubo hormigonado PHD
Disposición de los cables	Triángulo
Longitud de la línea (m)	255
Conexión de pantallas.	Solid Bonding
Tiempo de accionamiento de la protección del cable	1 s

Tabla 33. Datos generales de la línea de evacuación. Fuente: elaboración propia.

La línea subterránea está dimensionada para transportar una potencia máxima de 41,71 MVA, coincidente con la potencia nominal de la planta. Nuevamente, el cableado para este tramo se realizará de forma que los conductores operen a una temperatura de 90°C, siendo capaces de trabajar de forma continua a 120 °C.

3.3 Características del tendido y trazado de línea de evacuación

El trazado de la línea que se propone, que comunica la celda de evacuación de media que se encuentra en los términos de la parcela donde opera la planta solar fotovoltaica hasta la subestación transformadora. Se instalarán arquetas en todos los cambios de dirección del trazado, debido a la distancia entre el centro de seccionamiento y la subestación elevadora correspondiente.

La línea de evacuación transcurrirá a lo largo de canalizaciones pudiendo ser estas de dos tipos:

- Tramos directamente enterrados: La profundidad mínima de la zanja, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie será de 0,6 metros en tierra o acera y 0,8 metros en calzada. Para proteger el cable frente excavaciones hechas por terceros, los cables deben tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de A.T.
- Canalizaciones entubadas y hormigonadas: dichas canalizaciones se implantarán únicamente cuando sean estrictamente necesarias ya que son bastante más caras que las anteriores. Se realizarán cuando el cableado tenga que cruzar una carretera o arroyo. Para la realización de estas habrá que hacer una perforación horizontal dirigida.



Ilustración 36. Perforación horizontal dirigida.[30]

En las distintas canalizaciones se dispondrán de tres cables aislados al tresbolillo. Se instalarán tres cables de potencia por tubo, disponiendo las tres fases al tresbolillo. Los tubos serán independientes entre sí.

Para finalizar la mención realizada a la obra civil en lo que respecta a la línea de evacuación, se colocarán arquetas de tendido, de acuerdo con la longitud, curvatura de los trazados y tensión máxima de tiro que soporta cada tipo de cable a tender, cada 50 metros aproximadamente.

3.3 Cables conductores

Las características de los cables de media tensión han sido seleccionadas cumpliendo el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITCLAT-01 a 09.

Se eligen cables aislados, unipolares, conductor de Al, tipo RHZ1-OL, 18/30 kV o similar, debido a

las ventajas que ofrece frente a los cables convencionales en lo referente a la no propagación del agua. La selección de la sección del conductor es tal que la caída de tensión sea inferior a un valor fijado previamente. Se ha seguido el mismo criterio que el empleado para la elección del cableado de media tensión que conecta los centros de transformación con el centro de seccionamiento de la planta.

El cable estará constituido por los siguientes elementos:

CARACTERÍSTICAS CABLE RHZ1-OL H16 1x400 mm ²	
Conductor	Conductor de aluminio electrolítico, clase 2 con obturación longitudinal (cables tipo -OL).
Semiconductora interior	Pantalla sobre el conductor, de material semiconductor termoestable
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE), reticulado en atmósfera de nitrógeno seco.
Semiconductora exterior	Pantalla sobre el aislamiento, de material semiconductor termoestable y pelable.
Pantalla metálica	Pantalla de alambres de Cu y contraespira de cinta de Cu, con una sección mínima de 16 mm ²
Obturación longitudinal	Cinta higroscópica recubriendo totalmente la pantalla (cables tipo -OL).
Cubierta exterior	Cubierta exterior de poliolefina libre de halógenos
Material del conductor	Al
Material de la pantalla	Cu
Sección (mm ²)	400
Diámetro aislamiento (mm)	40,6
Diámetro exterior aproximado (mm)	49,3
Resistencia máxima. a 20°C (Ω/km)	0,0778
Temperatura máxima 50 Hz (°C).	90°
Peso aproximado (kg/m)	2,575

Tabla 34. Características cableado línea evacuación. Fuente: elaboración propia

Los cables cumplirán con las condiciones mínimas obtenidas en los cálculos reflejados en la memoria justificativa de la planta. La mayoría las plantas que poseen dichas dimensiones, poseen un cable de fibra óptica subterráneo. No obstante, dicho cable se obviará para una mayor simplificación de la instalación.

4. CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Tanto en la MIE-RAT-14 para instalaciones de interior, como en la MIE-RAT-15 para instalaciones de exterior, se indican las limitaciones de los campos magnéticos en las proximidades de instalaciones de alta tensión. Dichas normativas indican que es necesario tomar las medidas oportunas con la finalidad de que se minimicen los campos electromagnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz en los diferentes elementos de la instalación. En la memoria justificativa del correspondiente proyecto, se efectuará la comprobación de que no se supere el valor establecido en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre. Se realizarán las medidas de campos magnéticos en condiciones de funcionamiento con carga, refiriéndose al caso más desfavorable, es decir, los valores máximos previstos de corriente.

SECCIÓN 2.2: MEMORIA JUSTIFICATIVA

1. CÁLCULO DE CABLEADO DE BAJA TENSIÓN EN CC

Los cálculos de Corriente Continua (CC) se dimensionarán para que en condiciones STC, puedan soportar el 125% de la corriente de cortocircuito y que la caída de tensión, también para dichas condiciones STC, sea inferior a 1,5%. El tramo de corriente continua será el que va desde los paneles hasta el propio inversor.

1.1 Cálculo de cableado en Nivel 1: desde paneles a las string boxes

1.1.1 Sección mínima

Se supondrá una sección mínima de 4 mm². Para poder hacer un correcto cálculo del cableado, se ha de escoger previamente el conductor a emplear y hacer el estudio a partir de los datos que el fabricante nos aporta. El cable escogido tendrá las siguientes características:

H1Z2Z2-K

1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:

Código General Cable	Sección (mm ²)	Color de cubierta	Diámetro exterior (mm)	Peso (kg/km)	Radio mín. de curvatura (mm)	Resist. máx. del conductor a 20°C (Ω/km)	Intensidad al aire ⁽¹⁾ (A)	Caída de tensión en DC (V/A·km)
1643108	1x4	■ ■	6,0	64	24	5,09	55	14,18
1643109	1x6	■ ■	6,6	84	27	3,39	70	9,445
1643110	1x10	■ ■	8,0	135	32	1,95	96	5,433

Ilustración 37. Datos técnicos del conductor de corriente continua. [31]

De la ilustración mostrada, podemos apreciar que la intensidad máxima admisible al aire libre será de 55 A y que la caída de tensión por unidad de longitud es de 14,18 V/A·km para una sección de 4 mm². No obstante, dichos valores tendrán que ser multiplicados por una serie de factores correctores como pueden ser los debidos a las distintas casuísticas de agrupamientos y la temperatura ambiente. En el parque propuesto, parte de los conductores irán agrupados en mazo o sobre bandejas, y parte canalizados. Ésta última hace referencia al tramo que va desde los paneles hasta las cajas de agrupación.

En todo caso, y dada la configuración del campo solar tipo, tendremos en el peor de los casos, no más de 12 agrupaciones de series, con generalidad y para los campos tipo, un grupo de 12 series máximo proviniendo de los seguidores ubicados al este de la caja Nivel 1 y el otro grupo de 12 series máximo

provinendo de los seguidores. Evaluaremos los coeficientes de reducción de intensidades para dichos agrupamientos y para cada caso, quedándonos con el más restrictivo de ellos.

- Agrupamiento en mazo o sobre bandeja de rejillas, le corresponde el método de instalación señalado por la letra F. Según tabla B.52.14 y para cable con cubierta XLPE, suponiendo una temperatura ambiente de 45 °C (condiciones más desfavorables), se le aplica un factor corrector de 0,96. Atendiendo la tabla B.52.21 y para conductores agrupados en el aire sobre una superficie como caso más restrictivo, le aplicamos un factor corrector de 0,67, el cual se obtiene interpolando para 12 circuitos monofásicos al ser este el caso más desfavorable. Así obtenemos un factor corrector global de $0,67 \cdot 0,96 = 0,6432$. La intensidad máxima admisible era de 55 A por lo que en nuestras condiciones de trabajo será de $55 \text{ A} \cdot 0,6432 = 35,38 \text{ A}$. Dicha intensidad es mayor al 125% de la intensidad de cortocircuito del panel, 11,28 A, por lo que lo damos por válido.
- Para el agrupamiento en zanja bajo tubo o directamente enterrados, procedemos de forma similar obteniendo unos factores correctores de 0,8 para una temperatura de 45°C y de 0,41 para una agrupación de 12 circuitos monofásicos en contacto mutuo. Se obtiene un factor corrector global de 0,328. Haciendo lo mismos cálculos que para la casuística anterior, se obtiene nuevamente que $0,328 \cdot 55 \text{ A} = 18,04 \text{ A}$ que vuela a ser mayor que el 125% de la intensidad de cortocircuito del panel (11,28 A).

Así pues, se puede corroborar que el uso de una sección de 4 mm^2 . es válida incluso para las condiciones más desfavorables. Al ser válida dicha sección, también lo será cualquier sección mayor.

1.1.2 Caída de tensión

Como criterio general de cálculo, dimensionaremos el cable para que, en condiciones STC, la caída máxima de tensión entre paneles e inversores sea inferior a 1,5%. Para ello, hasta las Cajas de Agrupación se establecerá un 0,5% dejando el 1% restante para el tramo entre las cajas e inversores. En condiciones STC, la intensidad de máxima potencia es de 10,67 A. Siendo ésta la intensidad que circulará por cada string. Por otra parte, en condiciones STC, la caída de tensión por panel es de 40,79 V. Al haber 27 paneles por string, la caída de tensión total será de 1.101,33 V por cada string. El motivo por el cual se escogen 27 paneles por string es debido a que es el máximo número de paneles en serie que se pueden colocar, obteniendo así la máxima potencia posible por string de forma que, para una temperatura de -10°C, la caída de tensión sea inferior a 1500 V.

Una vez conocidos dichos valores de intensidad y tensión, nos falta determinar la resistencia del cableado en este tramo. Para ello, consideramos nuevamente las condiciones más desfavorables, esto es, cuando el cable posee una mayor temperatura, 90°C. Para ello, se hará lo siguiente:

- Resistividad Cu $\rho_{Cu} = 1/58 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ a 20 °C
- Coeficiente de resistencia $\alpha_{Al} = 0,00393^\circ\text{C}^{-1}$
- Aplicando la ecuación que relaciona la resistividad en función de la temperatura del cableado:

$$\rho_{Cu}(T) = \frac{1}{58} \cdot (1 + 0,00393 \cdot (T - 20)) \quad (2.2)$$

La resistencia del cable por unidad de longitud se obtendrá aplicando la siguiente expresión:

$$R_L = \frac{1000 \cdot \rho_{CuT}}{Secc} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (2.3)$$

Aplicando esta fórmula, la resistencia para las secciones más comunes está en la siguiente tabla:

Sección (mm ²)	R _L (Ω/km)
4	5,50
6	3,66
10	2,20
16	1,37

Tabla 35. Resistencia para distintas secciones. Fuente: elaboración propia

Los parques se diseñarán de tal forma que la distancia que hay desde los distintos strings hasta sus respectivas cajas de agrupación sean prácticamente idénticas para todas las cajas de agrupación que hay en el parque. Por ello, y para evitar hacer un cálculo excesivamente largo en el parque, se partirá de que el parque está formado por cajas que string boxes que alojan 21 strings de 27 paneles y 18 strings de 27 paneles (estos últimos para poder cuadrar la potencia pico que se pretender alcanzar). A continuación, se mostrará unos cálculos que reflejan las secciones para estos tramos en función del string concreto.

Para agrupación de 21 strings y 27 paneles:

STRING	TENSIÓN (V)	CDT PROPIA PANELES (V)	SECCIÓN (mm ²)	DISTANCIA (m)	CDT CIRCUITO (V)	CDT TOTAL (V)	CDT (%)
STRXX.YY-1	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%
STRXX.YY-2	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%
STRXX.YY-3	1.101,33	4,43	10	43,76	1,03	5,46	0,50%
STRXX.YY-4	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-5	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-6	1.101,33	4,43	6	19,61	0,77	5,20	0,47%
STRXX.YY-7	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-8	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-9	1.101,33	4,43	6	19,61	0,77	5,20	0,47%
STRXX.YY-10	1.101,33	4,43	6	19,61	0,77	5,20	0,47%
STRXX.YY-11	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-12	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-13	1.101,33	4,43	6	19,61	0,77	5,20	0,47%
STRXX.YY-14	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-15	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-16	1.101,33	4,43	10	43,76	1,03	5,46	0,50%
STRXX.YY-17	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%
STRXX.YY-18	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%
STRXX.YY-19	1.101,33	4,43	10	43,76	1,03	5,46	0,50%
STRXX.YY-20	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%
STRXX.YY-21	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%

Tabla 36. caída de tensión para 21 strings de 27 paneles. Fuente: elaboración propia.

Se explicarán a continuación, los cálculos realizados para la obtención de la tabla:

- Columna 1: Diferencia de tensión que experimenta un string en el caso de que este trabaje en el punto de máxima potencia. Se ha calculado previamente.
- Columna 2: La caída de tensión propia de los paneles, se obtendrá multiplicando la intensidad nominal del panel por la resistencia interna del propio panel multiplicado a su vez por la anchura del propio panel y el número de módulos en el string. Los datos se obtendrán de la ficha técnica del panel.
- Columna 3: Distancia que hay entre los strings y las cajas de agrupación. Se multiplicarán por un factor de 1.05 para sobredimensionarlo un poco.
- Columna 4: Caída de tensión en el circuito. En función de la distancia introducida en el apartado anterior, se multiplica por la intensidad nominal y por cada una de las resistencias por unidad de longitud que habrá en función de cada sección escogida. Se escogerá la sección más chica que cumpla que la caída de tensión total es inferior al 0,5%.
- Columna 5: Se suma la caída de tensión propia de cada panel a la calculada en la columna 4.
- Columna 6: Se hace la relación entre la caída de tensión total y la diferencia de tensión existente en el string. Si ésta es inferior al 0,5%, se dará por válida la sección escogida.

Para agrupación de 18 strings de 27 paneles:

STRING	TENSIÓN (V)	CDT PROPIA PANELES (V)	SECCIÓN (mm ²)	DISTANCIA (m)	CDT CIRCUITO (V)	CDT TOTAL (V)	CDT (%)
STRXX.YY-1	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%
STRXX.YY-2	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%
STRXX.YY-3	1.101,33	4,43	10	43,76	1,03	5,46	0,50%
STRXX.YY-4	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-5	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-6	1.101,33	4,43	6	19,61	0,77	5,20	0,47%
STRXX.YY-7	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-8	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-9	1.101,33	4,43	6	19,61	0,77	5,20	0,47%
STRXX.YY-10	1.101,33	4,43	6	19,61	0,77	5,20	0,47%
STRXX.YY-11	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-12	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-13	1.101,33	4,43	6	19,61	0,77	5,20	0,47%
STRXX.YY-14	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-15	1.101,33	4,43	16	51,11	0,75	5,18	0,47%
STRXX.YY-16	1.101,33	4,43	10	43,76	1,03	5,46	0,50%
STRXX.YY-17	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%
STRXX.YY-18	1.101,33	4,43	25	75,26	0,71	5,14	0,47%

Tabla 37. caída de tensión para 18 strings de 27 paneles. Fuente: elaboración propia.

Para dicha agrupación, se repetirán los pasos realizados en el caso anterior.

Por último, se ha de cuantificar cuanto cable va a ser necesario en este tramo del cableado. Si retrocedemos en la lectura hasta el punto 3.1 Descripción de la planta fotovoltaica de la memoria descriptiva, en la tabla resumen se puede apreciar que el parque estará formado por 12 bloques. Dentro de estos, habrá 3 bloques que tengan un total de 17 cajas de agrupación que contendrán a su vez 21 strings y los 9 bloques restantes, tendrán un total de 16 cajas de agrupación de 21 strings y 1 caja de

agrupación de 18 strings. Esto se verá mejor reflejado en el diagrama unifilar de baja tensión, expuesto al final del presente documento.

Para la obtención de la cantidad de cableado necesario, se hará la siguiente cuenta:

$$\text{cantidad conductor de sección } i = n^{\circ} \text{ cajas de agrupación} \cdot \sum \text{distancias}_{secc,i} \quad (2.4)$$

A continuación, se mostrará los resultados obtenidos:

Cable Nivel 1	Bloque 01-03	Bloque 04-12	Total (m)
H1Z2Z2-K 1,8 kV DC 1x 4 mm ²	0,00	0,00	0,00
H1Z2Z2-K 1,8 kV DC 1x 6 mm ²	1.333,48	1.333,48	16.001,76
H1Z2Z2-K 1,8 kV DC 1x 10 mm ²	2.231,76	2.188,00	26.387,28
H1Z2Z2-K 1,8 kV DC 1x 16 mm ²	6.950,96	6.746,52	81.571,56
H1Z2Z2-K 1,8 kV DC 1x 25 mm ²	7.676,52	7.375,48	89.408,88

Tabla 38. cantidad de conductores necesarios en nivel 1. Fuente: elaboración propia

Se puede concluir como, a pesar la sección mínima válida era de 4 mm², todos los tramos escogidos tendrán una sección mayor para cumplir con el criterio de caída de tensión.

1.2 Cálculo de cableado en Nivel 2: string box al inversor

1.2.1 Sección mínima

En primer lugar, se determina que la corriente que circulará en este tramo por los conductores para las condiciones STC será de 224,07A (21 strings · 10,67 A). Se consideran los 21 strings en lugar de 18 paneles en serie al ser la situación más desfavorable. Por otro lado, el 125% de la corriente de cortocircuito para estas condiciones le corresponderá una corriente de 296,1 A (11,28 A · 21 strings · 1,25).

Para dicho tramo, se propondrán conductores de aluminio y una sección mínima de 400 mm². Se establece, según catálogo comercial, un valor de intensidad admisible al aire libre de 663 A.

Código de General Cable	Sección (mm ²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C * (A)	Intensidad máx. admisible enterrad. 20°C ** (A)	Caída de tensión cos $\mu=0,8$ (V/A.km)
1991111	1x16	8,9	110	35	77	59	3,501
1991112	1x25	10,4	150	45	103	75	2,236
1991113	1x35	11,5	185	50	129	90	1,642
1991114	1x50	12,7	230	55	159	106	1,236
1991115	1x70	14,6	305	60	206	130	0,879
1991116	1x95	16,4	400	70	253	154	0,657
1991117	1x120	18,3	490	75	296	174	0,536
1991118	1x150	20,1	600	80	343	197	0,452
1991119	1x185	22,0	725	90	395	220	0,376
1991120	1x240	25,0	925	100	471	253	0,306
1991121	1x300	27,5	1 130	140	547	286	0,26
1991122	1x400	30,8	1 460	155	663	-	0,219
1991123	1x500	35,5	1 825	180	770	-	0,187
1991124	1x630	40,1	2 345	200	899	-	0,162

Tabla 39. Intensidades admisibles para conductores de aluminio en Nivel 2

Al igual que se hizo en el apartado anterior, habrá que multiplicar la intensidad máxima admisible de los conductores por una serie de factores correctores, indicados en REBT ITC-BT-07. En este caso, el agrupamiento será en el peor de los casos de 3 agrupaciones de cajas por misma canalización y el tipo de agrupamiento será canalizado, bien directamente o entubados. Se aplicarán a continuación los factores correctores para los valores de intensidad admisible expuestos anteriormente:

- El caso en el que los conductores vayan directamente enterrados supondrá una situación más restrictiva por lo que se harán los cálculos para este método de agrupamiento, atendiendo a la tabla B.52.1, se estima método de instalación de referencia D2:
 - Según tabla B.52.15, para método de instalación D, el factor de corrección por temperatura para cable con cubierta XLPE y temperatura del terreno de 25°C, un valor de 0,96.
 - Según tabla B.52.18, para método de instalación D2, el factor de corrección por agrupamiento máximo de 3 ternas de cables unipolares separados 0,3 m de cable es 0,69.

Cabe recalcar que habría que introducir una serie de factores correctores adicionales como el debido a una temperatura del terreno distintas de 25°C o el asociado a una profundidad distinta de 1 m. No obstante, se supondrá que a profundidad es de 1 m y que la temperatura del terreno es de 25 °C por lo que sus estos factores adquieren el valor de la unidad. Como resultado coeficiente reductor de $0,96 \cdot 0,69 = 0,66$ lo que implica una intensidad máxima admisible para el cable de $663 \text{ A} \cdot 0,66 = 439,17 \text{ A}$, superior a un 125% de la máxima estimada en 296,1 A. Por consiguiente, 400 mm² de sección mínima es válida.

1.2.2 Cálculo de la caída de tensión

El cálculo de la sección para este cable de Nivel 2 se realiza de forma que la caída máxima de tensión de todo el circuito (incluyendo la parte de Nivel 1) sea inferior a 1,50%.

La resistencia del cableado la calcularemos a partir de la resistividad del Aluminio, y considerando una

temperatura de funcionamiento del cable de 90°C (es la máxima según catálogos de diferentes fabricantes).

- Resistividad al = 0,0280 Ω·mm²/m a 20 °C
- Coeficiente de resistencia α_{Al} = 0,00407 °C⁻¹

La expresión que nos proporciona la resistividad para conductores de aluminio en base a los valores oficiales quedaría como sigue:

$$\rho_{Al(T)} = 0,028 \cdot (1 + 0,00407 \cdot (T-20))$$

La resistencia del cable en Ω/ km, R_L, se calculará según la fórmula:

$$R_L = \frac{1000 \cdot \rho_{Al(T)}}{Secc} \quad (2.5)$$

- R_L en Ω/ km
- ρ_{Al(T)} en Ω·mm²/m
- Sección (Secc) en mm²

Aplicando esta fórmula, la resistencia para las secciones más comunes está en la siguiente tabla:

Sección (mm ²)	R _L (Ω/km)
240	0,1499
300	0,1199
400	0,0899
500	0,0720
630	0,0571

Tabla 40. Resistencia de los conductores. Fuente: elaboración propia

A continuación, se representa una serie de tablas que recogen los resultados de las variables expuestas en este apartado, cálculo de las secciones de los distintos tramos del cableado para el Nivel 2 (cableado de corriente continua existente entre las cajas de agrupación y los inversores):

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	300	500	1	0,828%	0,50%	1,328%
SBXX-02	302	500	1	0,834%	0,50%	1,334%
SBXX-03	247	400	1	0,852%	0,50%	1,352%
SBXX-04	217	400	1	0,749%	0,50%	1,249%
SBXX-05	150	400	1	0,518%	0,50%	1,018%
SBXX-06	107	400	1	0,369%	0,50%	0,869%
SBXX-07	107	400	1	0,369%	0,50%	0,869%
SBXX-08	149	400	1	0,514%	0,50%	1,014%
SBXX-09	205	400	1	0,707%	0,50%	1,207%
SBXX-10	246	240	2	0,707%	0,50%	1,207%
SBXX-11	284	400	1	0,980%	0,50%	1,480%
SBXX-12	330	500	1	0,911%	0,50%	1,411%
SBXX-13	184	400	1	0,635%	0,50%	1,135%
SBXX-14	128	400	1	0,442%	0,50%	0,942%
SBXX-15	73	400	1	0,252%	0,50%	0,752%
SBXX-16	132	400	1	0,456%	0,50%	0,956%
SBXX-17	136	400	1	0,469%	0,50%	0,969%

Tabla 41. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB01. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	247	400	1	0,852%	0,50%	1,352%
SBXX-02	216	400	1	0,745%	0,50%	1,245%
SBXX-03	300	500	1	0,828%	0,50%	1,328%
SBXX-04	383	630	1	0,839%	0,50%	1,339%
SBXX-05	164	400	1	0,566%	0,50%	1,066%
SBXX-06	81	400	1	0,280%	0,50%	0,780%
SBXX-07	136	400	1	0,469%	0,50%	0,969%
SBXX-08	192	400	1	0,663%	0,50%	1,163%
SBXX-09	248	400	1	0,856%	0,50%	1,356%
SBXX-10	303	500	1	0,837%	0,50%	1,337%
SBXX-11	208	400	1	0,718%	0,50%	1,218%
SBXX-12	166	400	1	0,573%	0,50%	1,073%
SBXX-13	111	400	1	0,383%	0,50%	0,883%
SBXX-14	68	400	1	0,235%	0,50%	0,735%
SBXX-15	199	400	1	0,687%	0,50%	1,187%
SBXX-16	196	400	1	0,676%	0,50%	1,176%
SBXX-17	154	400	1	0,531%	0,50%	1,031%

Tabla 42. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB02. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	282	400	1	0,973%	0,50%	1,473%
SBXX-02	216	500	1	0,596%	0,50%	1,096%
SBXX-03	299	500	1	0,826%	0,50%	1,326%
SBXX-04	383	630	1	0,839%	0,50%	1,339%
SBXX-05	163	400	1	0,563%	0,50%	1,063%
SBXX-06	80	400	1	0,276%	0,50%	0,776%
SBXX-07	135	400	1	0,466%	0,50%	0,966%
SBXX-08	191	400	1	0,659%	0,50%	1,159%
SBXX-09	246	400	1	0,849%	0,50%	1,349%
SBXX-10	302	500	1	0,834%	0,50%	1,334%
SBXX-11	207	400	1	0,714%	0,50%	1,214%
SBXX-12	166	400	1	0,573%	0,50%	1,073%
SBXX-13	110	400	1	0,380%	0,50%	0,880%
SBXX-14	68	400	1	0,235%	0,50%	0,735%
SBXX-15	198	400	1	0,683%	0,50%	1,183%
SBXX-16	195	400	1	0,673%	0,50%	1,173%
SBXX-17	101	400	1	0,349%	0,50%	0,849%

Tabla 43. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB03. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	274	400	1	0,946%	0,50%	1,446%
SBXX-02	221	400	1	0,763%	0,50%	1,263%
SBXX-03	154	400	1	0,531%	0,50%	1,031%
SBXX-04	196	400	1	0,676%	0,50%	1,176%
SBXX-05	251	400	1	0,866%	0,50%	1,366%
SBXX-06	376	630	1	0,824%	0,50%	1,324%
SBXX-07	306	500	1	0,845%	0,50%	1,345%
SBXX-08	251	400	1	0,866%	0,50%	1,366%
SBXX-09	184	400	1	0,635%	0,50%	1,135%
SBXX-10	115	400	1	0,397%	0,50%	0,897%
SBXX-11	86	400	1	0,297%	0,50%	0,797%
SBXX-12	215	400	1	0,742%	0,50%	1,242%
SBXX-13	146	400	1	0,504%	0,50%	1,004%
SBXX-14	76	400	1	0,262%	0,50%	0,762%
SBXX-15	118	400	1	0,407%	0,50%	0,907%
SBXX-16	160	400	1	0,552%	0,50%	1,052%
SBXX-17	201	400	1	0,595%	0,50%	1,095%

Tabla 44. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB04. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	Nº COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	348	500	1	0,961%	0,50%	1,461%
SBXX-02	274	400	1	0,946%	0,50%	1,446%
SBXX-03	232	400	1	0,801%	0,50%	1,301%
SBXX-04	232	400	1	0,801%	0,50%	1,301%
SBXX-05	305	500	1	0,842%	0,50%	1,342%
SBXX-06	193	400	1	0,666%	0,50%	1,166%
SBXX-07	248	400	1	0,856%	0,50%	1,356%
SBXX-08	331	500	1	0,914%	0,50%	1,414%
SBXX-09	401	630	1	0,879%	0,50%	1,379%
SBXX-10	470	400	2	0,811%	0,50%	1,311%
SBXX-11	98	400	1	0,338%	0,50%	0,838%
SBXX-12	171	400	1	0,590%	0,50%	1,090%
SBXX-13	240	400	1	0,828%	0,50%	1,328%
SBXX-14	67	400	1	0,231%	0,50%	0,731%
SBXX-15	67	400	1	0,231%	0,50%	0,731%
SBXX-16	176	400	1	0,607%	0,50%	1,107%
SBXX-17	249	400	1	0,737%	0,50%	1,237%

Tabla 45. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB05. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	Nº COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	447	630	1	0,979%	0,50%	1,479%
SBXX-02	493	400	2	0,851%	0,50%	1,351%
SBXX-03	531	400	2	0,916%	0,50%	1,416%
SBXX-04	600	500	2	0,828%	0,50%	1,328%
SBXX-05	382	630	1	0,837%	0,50%	1,337%
SBXX-06	412	630	1	0,903%	0,50%	1,403%
SBXX-07	293	500	1	0,809%	0,50%	1,309%
SBXX-08	142	400	1	0,490%	0,50%	0,990%
SBXX-09	170	400	1	0,587%	0,50%	1,087%
SBXX-10	79	400	1	0,273%	0,50%	0,773%
SBXX-11	28	400	1	0,097%	0,50%	0,597%
SBXX-12	122	400	1	0,421%	0,50%	0,921%
SBXX-13	195	400	1	0,673%	0,50%	1,173%
SBXX-14	398	630	1	0,872%	0,50%	1,372%
SBXX-15	342	630	1	0,749%	0,50%	1,249%
SBXX-16	300	500	1	0,828%	0,50%	1,328%
SBXX-17	244	400	1	0,722%	0,50%	1,222%

Tabla 46. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB06. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	103	400	1	0,355%	0,50%	0,855%
SBXX-02	186	400	1	0,642%	0,50%	1,142%
SBXX-03	270	500	1	0,745%	0,50%	1,245%
SBXX-04	339	500	1	0,936%	0,50%	1,436%
SBXX-05	395	630	1	0,866%	0,50%	1,366%
SBXX-06	437	630	1	0,958%	0,50%	1,458%
SBXX-07	462	400	2	0,797%	0,50%	1,297%
SBXX-08	531	400	2	0,916%	0,50%	1,416%
SBXX-09	115	400	1	0,397%	0,50%	0,897%
SBXX-10	327	500	1	0,903%	0,50%	1,403%
SBXX-11	273	400	1	0,942%	0,50%	1,442%
SBXX-12	217	400	1	0,749%	0,50%	1,249%
SBXX-13	176	400	1	0,607%	0,50%	1,107%
SBXX-14	134	400	1	0,462%	0,50%	0,962%
SBXX-15	92	400	1	0,318%	0,50%	0,818%
SBXX-16	106	400	1	0,366%	0,50%	0,866%
SBXX-17	148	400	1	0,438%	0,50%	0,938%

Tabla 47. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB07. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	297	500	1	0,820%	0,50%	1,320%
SBXX-02	254	400	1	0,877%	0,50%	1,377%
SBXX-03	216	400	1	0,745%	0,50%	1,245%
SBXX-04	219	400	1	0,756%	0,50%	1,256%
SBXX-05	163	400	1	0,563%	0,50%	1,063%
SBXX-06	122	400	1	0,421%	0,50%	0,921%
SBXX-07	104	400	1	0,359%	0,50%	0,859%
SBXX-08	146	400	1	0,504%	0,50%	1,004%
SBXX-09	162	400	1	0,559%	0,50%	1,059%
SBXX-10	174	400	1	0,600%	0,50%	1,100%
SBXX-11	104	400	1	0,359%	0,50%	0,859%
SBXX-12	146	400	1	0,504%	0,50%	1,004%
SBXX-13	216	400	1	0,745%	0,50%	1,245%
SBXX-14	271	400	1	0,935%	0,50%	1,435%
SBXX-15	362	630	1	0,793%	0,50%	1,293%
SBXX-16	416	630	1	0,912%	0,50%	1,412%
SBXX-17	90	400	1	0,266%	0,50%	0,766%

Tabla 48. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB08. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	214	400	1	0,739%	0,50%	1,239%
SBXX-02	213	400	1	0,735%	0,50%	1,235%
SBXX-03	297	500	1	0,820%	0,50%	1,320%
SBXX-04	339	500	1	0,936%	0,50%	1,436%
SBXX-05	356	630	1	0,780%	0,50%	1,280%
SBXX-06	300	500	1	0,828%	0,50%	1,328%
SBXX-07	258	400	1	0,890%	0,50%	1,390%
SBXX-08	201	400	1	0,694%	0,50%	1,194%
SBXX-09	105	400	1	0,362%	0,50%	0,862%
SBXX-10	161	400	1	0,556%	0,50%	1,056%
SBXX-11	202	400	1	0,697%	0,50%	1,197%
SBXX-12	52	400	1	0,179%	0,50%	0,679%
SBXX-13	111	400	1	0,383%	0,50%	0,883%
SBXX-14	295	500	1	0,814%	0,50%	1,314%
SBXX-15	254	400	1	0,877%	0,50%	1,377%
SBXX-16	198	400	1	0,683%	0,50%	1,183%
SBXX-17	359	500	1	0,850%	0,50%	1,350%

Tabla 49. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB09. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	386	630	1	0,846%	0,50%	1,346%
SBXX-02	291	500	1	0,803%	0,50%	1,303%
SBXX-03	236	400	1	0,814%	0,50%	1,314%
SBXX-04	179	400	1	0,618%	0,50%	1,118%
SBXX-05	186	400	1	0,642%	0,50%	1,142%
SBXX-06	175	400	1	0,604%	0,50%	1,104%
SBXX-07	119	400	1	0,411%	0,50%	0,911%
SBXX-08	77	400	1	0,266%	0,50%	0,766%
SBXX-09	217	400	1	0,749%	0,50%	1,249%
SBXX-10	272	400	1	0,939%	0,50%	1,439%
SBXX-11	128	400	1	0,442%	0,50%	0,942%
SBXX-12	70	400	1	0,242%	0,50%	0,742%
SBXX-13	100	400	1	0,345%	0,50%	0,845%
SBXX-14	156	400	1	0,538%	0,50%	1,038%
SBXX-15	198	400	1	0,683%	0,50%	1,183%
SBXX-16	125	400	1	0,431%	0,50%	0,931%
SBXX-17	181	400	1	0,535%	0,50%	1,035%

Tabla 50. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB10. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	230	400	1	0,794%	0,50%	1,294%
SBXX-02	136	400	1	0,469%	0,50%	0,969%
SBXX-03	38	400	1	0,131%	0,50%	0,631%
SBXX-04	94	400	1	0,324%	0,50%	0,824%
SBXX-05	233	400	1	0,804%	0,50%	1,304%
SBXX-06	198	400	1	0,683%	0,50%	1,183%
SBXX-07	154	400	1	0,531%	0,50%	1,031%
SBXX-08	100	400	1	0,345%	0,50%	0,845%
SBXX-09	59	400	1	0,204%	0,50%	0,704%
SBXX-10	128	400	1	0,442%	0,50%	0,942%
SBXX-11	184	400	1	0,635%	0,50%	1,135%
SBXX-12	240	400	1	0,828%	0,50%	1,328%
SBXX-13	338	500	1	0,933%	0,50%	1,433%
SBXX-14	304	500	1	0,839%	0,50%	1,339%
SBXX-15	262	400	1	0,904%	0,50%	1,404%
SBXX-16	207	400	1	0,714%	0,50%	1,214%
SBXX-17	466	630	1	0,875%	0,50%	1,375%

Tabla 51. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB11. Fuente: elaboración propia

Caja Agrupamiento	DIST SB-INV (m)	SECCION (mm ²)	N° COND./ POLO	CDT NIVEL 2 (%)	CDT MAX NIVEL 1	CDT TOTAL (%)
SBXX-01	184	400	1	0,635%	0,50%	1,135%
SBXX-02	172	400	1	0,594%	0,50%	1,094%
SBXX-03	230	400	1	0,794%	0,50%	1,294%
SBXX-04	175	400	1	0,604%	0,50%	1,104%
SBXX-05	133	400	1	0,459%	0,50%	0,959%
SBXX-06	77	400	1	0,266%	0,50%	0,766%
SBXX-07	147	400	1	0,507%	0,50%	1,007%
SBXX-08	226	400	1	0,780%	0,50%	1,280%
SBXX-09	170	400	1	0,587%	0,50%	1,087%
SBXX-10	129	400	1	0,445%	0,50%	0,945%
SBXX-11	73	400	1	0,252%	0,50%	0,752%
SBXX-12	87	400	1	0,300%	0,50%	0,800%
SBXX-13	143	400	1	0,494%	0,50%	0,994%
SBXX-14	184	400	1	0,635%	0,50%	1,135%
SBXX-15	251	400	1	0,866%	0,50%	1,366%
SBXX-16	154	400	1	0,531%	0,50%	1,031%
SBXX-17	194	400	1	0,574%	0,50%	1,074%

Tabla 52. Secciones de los conductores de Nivel 2 para PSB12. Fuente: elaboración propia

El procedimiento que se ha realizado para la obtención de las distintas secciones es el siguiente:

- La tensión existente en cada una de las cajas de agrupación es la que hay en un mismo string ya que estos se agrupan a la caja de agrupación de forma paralela.
- La intensidad que circulará en los conductores correspondientes al Nivel 2, será el sumatorio de cada una de las intensidades que circula a través de los distintos strings (224, 07 A) para todas las cajas. No obstante, para poder cuadrar todos los paneles consiguiendo así la potencia pico de la planta que se quiere, será necesario introducir una nueva caja de agrupación para los subcampos 04-12 que tenga asociado únicamente 18 strings. Por ello, los conductores encargados de conectar estas cajas de agrupación con los respectivos inversores solo tendrán que circular una corriente de $10,67 \text{ A} \cdot 18 = 192,06 \text{ A}$.
- Una vez conocidas la caída de tensión, la intensidad que circula por cada conductor y la resistencia por unidad de longitud para cada sección, se van introduciendo las distintas posibles secciones dando por válida aquella sección mínima que haga que la caída de tensión en el tramo de Nivel 2 más la caída de tensión en el tramo de Nivel 1, el cual se supone de 0,5%, sea inferior al 1,5%.

Para finalizar dicho apartado, se presenta el cableado total necesario:

Sección		Longitud de cable
AL RV-K 1,5 kVdc 1 x	240 mm ²	984,00
AL RV-K 1,5 kVdc 1 x	300 mm ²	0,00
AL RV-K 1,5 kVdc 1 x	400 mm ²	61.626,00
AL RV-K 1,5 kVdc 1 x	500 mm ²	18.382,00
AL RV-K 1,5 kVdc 1 x	630 mm ²	12.684,00

Tabla 53. Cableado necesario para tramo de Nivel 2. Fuente: elaboración propia.

2. CÁLCULO DE CABLEADO DE BAJA TENSIÓN EN CA

En esta sección se describen y presentan los cálculos justificativos referentes al circuito de baja tensión que conectará el grupo inversor al transformador de la planta solar fotovoltaica en lo que representa el circuito en baja tensión en corriente alterna.

2.1 Cálculo de la caída de tensión

En el tramo de baja, a la salida del inversor, sabemos que la tensión nominal es de 600 V y que la frecuencia es de 50 Hz. La intensidad se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} \quad (2.6)$$

Donde:

- I_L = Intensidad Nominal en A
- S = Potencia Nominal en VA
- U = Tensión Nominal en V

La potencia nominal del inversor es de 3,437 kVA@4°C. Aplicando la expresión anteriormente expuesta: 3307,25 A. Ésta será la intensidad que circulará por cada uno de los inversores. Cada inversor, irá conectado en su salida a un transformador trifásico de 0,6/300 kV, 3,5 MVA, conexión Dyn11 (no conectado a tierra), que a su vez verterá la energía producida a un cable de 30 kV que se conectará con el centro de seccionamiento.

2.2 Sección de conductores de inversor a transformador

Los inversores se conectan a los transformadores por medio de cables de baja tensión (600 V). las longitudes de estos cables serán muy cortas ya que los transformadores e inversores estarán instalados sobre una plataforma común. Dado que se proponen Power Stations prefabricadas, el fabricante de los equipos dimensionará estos conductores.

3. CÁLCULO DE CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN

En esta sección se describen los cálculos justificativos referentes a los circuitos subterráneos que conectan los centros inversor-transformador al centro de seccionamiento de la planta fotovoltaica.

3.1 Datos Técnicos Básicos

La intensidad nominal se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \times U}$$

Donde:

- I_L = Intensidad Nominal en A
- S = Potencia Nominal en VA
- U = Tensión Nominal en V

El diseño de los circuitos se realiza en base a la capacidad instalada máxima. En particular, la conexión de los centros inversor-transformador (PSB-#) a la sala de cabinas de media tensión se realizará mediante 3 circuitos de 30 kV, tal como lo indica el plano "Unifilar de Media Tensión", cada circuito está constituido por los siguientes grupos de PSB:

Id	Nº Centros PSB conectados	Recorrido PSBs
CTO MT 1	4	PSB04 - PSB03 - PSB02 - PSB01 - CS
CTO MT 2	4	PSB08 - PSB07 - PSB06 - PSB05 - CS
CTO MT 3	4	PSB12 - PSB11 - PSB10 - PSB09 - CS

Tabla 54. centros de transformación conectados entre sí. Fuente: elaboración propia

A continuación, se muestran una tabla que refleja las intensidades en cada uno de los distintos tramos de media tensión:

	PSB04-PSB03 PSB08-PSB07 PSB12-PSB11	PSB03-PSB02 PSB07-PSB06 PSB11-PSB10	PSB02-PSB01 PSB06-PSB05 PSB10-PSB09	PSB01-CS PSB05-CS PSB09-CS
INTENSIDAD	60,14 A	120,281 A	180,421 A	240,56 A

Tabla 55. Intensidad en canalizaciones de media. Fuente: elaboración propia

3.2 Sección de Conductores

Se debe entonces establecer la sección mínima requerida para el cable de potencia de media tensión

para cada tramo de interconexión que conforman los circuitos.

3.2.1 Datos de Diseño

- Se define como criterio general de cálculo que el valor total de la caída de tensión de cada circuito sea inferior a 0,50%. Tanto las caídas de tensión como las intensidades podrán modificarse siempre y cuando no se superen los valores definidos según las ITC del RAT aplicables o se comprometa el correcto funcionamiento y protección de los equipos e instalaciones.
- Los cables deben soportar la Intensidad de cortocircuito máxima esperada sin que se dañen.

3.2.2 Intensidad Máxima Admisible

Se propondrán para dicha instalación cables unipolares de aluminio tipo RHZ1-OL 18/30 kV, en canalización enterrada bajo tubo en toda su longitud a 1 metros de profundidad.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (A0) / SECCIÓN PANTALLA (C0) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV (pant, 16 mm ²)
1 x 95/16	190	205	255	8930	3130
1 x 150/16	245	260	335	14100	3130
1 x 240/16	320	345	455	22560	3130
1 x 400/16	415	445	610	37600	3130

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.
 (**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.
 (***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

Tabla 56. Características de conductores de media tensión

3.2.3 Sección Mínima por Intensidad de Cortocircuito

Para esta fase de cálculo, se puede asumir la red de suministro a 400 kV, como fuente ideal y calcular la corriente de cortocircuito del secundario del transformador trifásico (lado 30 kV), con la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_s \cdot U_{cc}/100} \quad (2.7)$$

Donde:

- S: potencia del transformador [kVA]
- U_{cc}: tensión de cortocircuito del transformador [%]
- U_s: tensión en el secundario [V]

- I_{cc} : corriente de cortocircuito [kA]

El procedimiento empleado para la obtención de dicha intensidad de cortocircuito es el que se menciona a continuación. Se sabe que el parque inyectará la energía generada en una subestación que posee un transformador de 125 MVA que elevará la tensión de 30 kV a 400 kV. Por otra parte, se sabe que la tensión de cortocircuito del transformador, haciendo previamente el ensayo de cortocircuito, es del 12,5%. Conociendo este dato y la potencia del transformador, se halla la intensidad de cortocircuito de la red. Además, para calcular la máxima corriente de cortocircuito que puede circular en MT, vamos a tener en cuenta también la producción del propio parque. La máxima corriente que circulará por el parque será aquella para la cual se obtiene una la potencia nominal de la planta, la máxima potencia que va a ser capaz de dar. Por ello, se supondrá que la intensidad de cortocircuito es la misma que la intensidad nominal de la planta.

Por lo tanto, para un cortocircuito en MT en cualquier punto de la planta se esperará una intensidad de

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (2.8)$$

Donde:

- S_n : potencia máxima generada en la planta [kVA]
- U : tensión en MT de la planta [kV]
- I_{cc} : corriente de cortocircuito [A]

La corriente de cortocircuito calculada (I_{cc}) debe ser inferior a la máxima corriente de cortocircuito del cable especificada para el tiempo de duración de la falta.

Para verificar si la sección elegida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, conocido el valor esta última (I_{cc} , en amperios) y su duración (t , en segundos), se debe cumplir la condición:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = K \cdot \text{Secc} \quad (2.9)$$

Donde:

K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito.

- $K = 94$ para conductores de aluminio.
- Secc es la sección del conductor en mm^2 .

3.2.4 Cálculo de la Caída de Tensión

Para el cálculo de la caída de tensión entre los extremos de la línea, usaremos los fasores de tensión simple, compuesta, intensidad de línea e impedancia de línea. Supondremos que se trata de un sistema trifásico equilibrado.

La tensión compuesta es la tensión entra fases, que es con la que normalmente trabajamos, y la tensión

simple la tensión fase-neutro. Si tomamos como referencia de ángulos la tensión simple U_a , los fasores de tensión quedarían como la siguiente imagen.

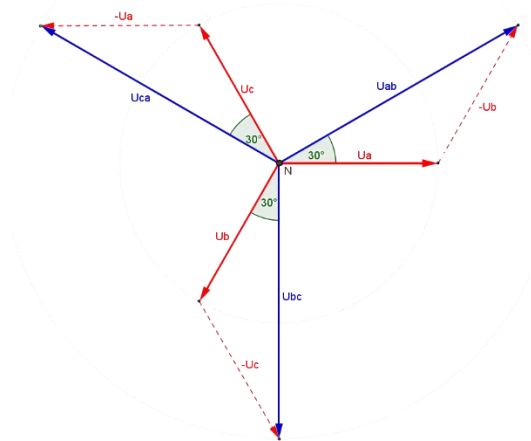


Ilustración 38. Diagrama fasorial. Fuente: elaboración propia

$$\begin{aligned}
 \overline{U}_a &= \frac{U}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ & \overline{U}_{ab} &= U \angle 30^\circ \\
 \overline{U}_b &= \frac{U}{\sqrt{3}} \angle -120^\circ & \overline{U}_{bc} &= U \angle -90^\circ \\
 \overline{U}_c &= \frac{U}{\sqrt{3}} \angle 120^\circ & \overline{U}_{ca} &= U \angle 150^\circ
 \end{aligned} \tag{2.10}$$

U – Tensión nominal de línea, o compuesta (V)

El factor de potencia, F.P. o $\cos\phi$, se define según la siguiente fórmula:

$$F.P. = \frac{P}{S} \tag{2.11}$$

P- Potencia Activa (W)

S- Potencia Aparente (VA)

Además, el factor de potencia coincide con el coseno del ángulo que forman los fasores de intensidad y tensión simple, por lo que la Intensidad, expresada como fasor, sería:

$$\begin{aligned}
 \overline{I}_a &= I \angle -\varphi \\
 \overline{I}_b &= I \angle -\varphi - 120^\circ \\
 \overline{I}_c &= I \angle -\varphi + 120^\circ
 \end{aligned} \tag{2.12}$$

I – Intensidad nominal (A), que se calcula:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

La impedancia de la línea, expresada como número imaginario, es:

$$Z = L \cdot (R + jX) \quad (2.13)$$

Z – Impedancia de la línea (Ω)

R – Resistencia lineal (Ω/km)

X – Reactancia (Ω/km)

L – Longitud de la línea (km)

Puesto que los fasores se pueden expresar tanto de forma módulo y ángulo, o como un número complejo, la impedancia de la línea, también se puede representar:

$$\bar{Z} = L \cdot \sqrt{R^2 + X^2} \left[\arctg \frac{X}{R} \right] = Z \mid \theta \quad (2.14)$$

Puesto que trabajamos con tensiones compuestas, o de línea, para obtener la caída de tensión de la línea, calcularemos cómo varían las tensiones compuestas. Lo haremos para una fase, siendo el resto iguales desfasadas 120° y 240° , al tratarse de un sistema equilibrado.

En el origen de la línea (punto 1) tenemos U_{ab1} , que es un dato conocido. al final de la línea (punto 2), tendremos U_{ab2} , que es lo que tratamos de calcular.

$$\overline{U_{ab2}} = \overline{U_{a2}} - \overline{U_{b2}} \quad (2.15)$$

Es decir, para tener la tensión al final de la línea, debemos calcular la variación de los fasores de las fases a y b, y restarlos.

$$\begin{aligned} \overline{U_{a2}} &= \overline{U_{a1}} - \bar{Z} \cdot \bar{I}_a = \frac{U}{\sqrt{3}} \mid 0^\circ - Z \mid \theta \cdot I \mid -\varphi \\ \overline{U_{b2}} &= \overline{U_{b1}} - \bar{Z} \cdot \bar{I}_b = \frac{U}{\sqrt{3}} \mid -120^\circ - Z \mid \theta \cdot I \mid -\varphi - 120^\circ \\ \overline{U_{ab2}} &= \frac{U}{\sqrt{3}} \mid 0^\circ - \frac{U}{\sqrt{3}} \mid -120^\circ + Z \mid \theta \cdot (I \mid -\varphi - 120^\circ - I \mid -\varphi) = \\ &= U \mid 30^\circ + Z \mid \theta \cdot (I \mid -\varphi - 120^\circ - I \mid -\varphi) \end{aligned} \quad (2.16)$$

Puesto que U, I, Z el ángulo del FP son datos con los que contamos, podemos calcular U_{ab2} . la caída de tensión entre los extremos de la línea será la diferencia entre los módulos de U_{ab1} y U_{ab2} :

$$\Delta U = |U_{ab1}| - |U_{ab2}| \quad (V) \quad (2.17)$$

$$\Delta U = \frac{|U_{ab1}| - |U_{ab2}|}{U} (\%) \quad (2.18)$$

3.2.5 Cálculo de la Pérdida de Potencia

La pérdida de potencia que, por el efecto Joule, se produce en cada terna de la línea viene dada por la expresión:

$$P_p = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot L \quad (2.19)$$

3.2.6 Características de los Conductores

Los tipos de cables considerados estándar y sus características técnicas principales para el caso de evaluación se indican en la siguiente tabla:

Cables unipolares material de Al, tipo RHZ1-OL H16, 18/30 kV

SECCIÓN (mm ²)	RESISTENCIA T máx (90 °C) (Ohm/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ohm/km)	Imáx (A)
95	0,37871	0,135	190
150	0,23985	0,126	245
240	0,14991	0,116	320
400	0,08994	0,106	415

Tabla 57. Características cableado media tensión. Fuente: elaboración propia

3.2.8 Cálculo de la Sección Mínima por Intensidad de Cortocircuito

Para poder hallar la intensidad de cortocircuito, es necesario conocer la potencia del transformador de la subestación elevadora a través del cual se inyecta la energía eléctrica a la red. Por ello, se supondrá que éste dispone una potencia de 125 MVA y que su tensión de cortocircuito es del 12,5%.

$$I_{CCRED} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_S \cdot U_{CC}/100} = \frac{125.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 12,5\%} = 19.245,01 \text{ A}$$

La generación máxima esperada sería de 37,5 MVA. Debido a propia naturaleza de los parques solares, la intensidad que pueden generar está limitada en todo momento a la que puede dar cada inversor en función de las condiciones meteorológicas, y en caso de cortocircuito, los inversores seguirán generando la misma intensidad. Es decir, la potencia de cortocircuito coincide con la potencia nominal de la planta.

Por lo tanto, para un cortocircuito en MT, la aportación de la planta será:

$$I_{CCPLANTA} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{41,714 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 793,74 \text{ A}$$

La máxima intensidad de cortocircuito esperada será la suma de ambas:

$$I_{CC} = I_{CC_{RED}} + I_{CC_{PLANTA}} = 20.038,75 \text{ A} \quad (2.20)$$

El tiempo de despeje de la falta se supondrá de 1 s.

Calcularemos la sección mínima de cada circuito a partir de esta fórmula.

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = K \cdot \text{Secc}$$

Donde:

K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito.

- K = 94 para conductores de aluminio.
- Secc es la sección del conductor en mm².

La sección mínima, por lo tanto:

$$S_{\text{secc}} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{20.038,75 \cdot \sqrt{1}}{94} = 213,18 \text{ mm}^2$$

La sección mínima que usaremos será **240 mm²**, para que el cableado seleccionado soporte la corriente de cortocircuito esperada en la instalación.

3.2.8 Caída de Tensión

Seleccionada la sección mínima requerida por tramo de cada circuito, se procede a la verificación de la caída de tensión según el procedimiento descrito y de esta forma comprobar que se cumple el criterio de caída de tensión.

Los resultados obtenidos se muestran en forma resumida en la siguiente tabla:

Cto.	Tramo	S (kVA)	Longitud (m)	I (A)	Sección (mm ²)	Nº Cond / Fase	R (Ω/km)	X (Ω/km)	CDT (V)	CDT (%)
1	PSB04-PSB03	3.476	459,70	66,90	240	1	0,150	0,116	9,88	0,03%
	PSB03-PSB02	6.952	430,00	133,79	240	1	0,150	0,116	18,48	0,06%
	PSB02-PSB01	10.428	275,60	200,69	240	1	0,150	0,116	17,83	0,06%
	PSB01-CS	13.904	156,60	267,58	240	1	0,150	0,116	13,46	0,04%
Total Circuito 1									0,20%	

Cto.	Tramo	S (kVA)	Longitud (m)	I (A)	Sección (mm ²)	Nº Cond / Fase	R (Ω/km)	X (Ω/km)	CDT (V)	CDT (%)
2	PSB08-PSB07	3.476	342,90	66,90	240	1	0,150	0,116	7,37	0,02%
	PSB07-PSB06	6.952	383,70	133,79	240	1	0,150	0,116	16,49	0,05%
	PSB06-PSB05	10.428	470,80	200,69	240	1	0,150	0,116	30,46	0,10%
	PSB05-CS	13.904	647,20	267,58	240	1	0,150	0,116	55,63	0,19%
Total Circuito 2									0,37%	

Cto.	Tramo	S (kVA)	Longitud (m)	I (A)	Sección (mm ²)	Nº Cond / Fase	R (Ω/km)	X (Ω/km)	CDT (V)	CDT (%)
3	PSB12-PSB11	3.476	200,70	66,90	240	1	0,150	0,116	4,31	0,01%
	PSB11-PSB10	6.952	568,90	133,79	240	1	0,150	0,116	24,45	0,08%
	PSB10-PSB09	10.428	463,10	200,69	240	1	0,150	0,116	29,96	0,10%
	PSB09-CS	13.904	1.345,10	267,58	400	1	0,090	0,106	79,25	0,26%
Total Circuito 3									0,46%	

Tabla 58. Caída de tensión en línea de media tensión. Fuente: elaboración propia

Consideramos $F.P.=0,9$

Los cables seleccionados cumplen con el criterio de porcentaje de caída de tensión.

En la siguiente tabla representamos las longitudes estimadas de los cables de M.T. necesarios para el proyecto.

Cable	Longitud (m)
RHZ1 18/30 kV H16 Al 1x 240 mm ²	13.197,60
RHZ1 18/30 kV H16 Al 1x 400 mm ²	4.035,30

Tabla 59. Cableado necesario para línea de media tensión. Fuente; elaboración propia

Para una mayor simplicidad de obtención de cableado necesario, se supondrá que habrá un único conductor por fase. Así pues, para hallar la cantidad de cable necesario simplemente habrá que multiplicar la longitud introducida en la tabla por 3 al estar trabajando en trifásica en esta parte del parque.

3.2.9 Pérdida de Potencia

Cto.	Tramo	P (kW)	Longitud (m)	I (A)	Sección (mm ²)	Nº Cond / Fase	R (Ω/km)	Pérdida Potencia (kW)	Pérdida Potencia (%)
1	PSB04-PSB03	3.128,40	459,70	66,90	240	1	0,150	0,925	0,03%
	PSB03-PSB02	6.256,80	430,00	133,79	240	1	0,150	3,461	0,06%
	PSB02-PSB01	9.385,20	275,60	200,69	240	1	0,150	4,992	0,05%
	PSB01-CS	12.513,60	156,60	267,58	240	1	0,150	5,042	0,04%

Cto.	Tramo	P (kW)	Longitud (m)	I (A)	Sección (mm ²)	Nº Cond / Fase	R (Ω/km)	Pérdida Potencia (kW)	Pérdida Potencia (%)
2	PSB08-PSB07	3.128,40	342,90	66,90	240	1	0,150	0,690	0,02%
	PSB07-PSB06	6.256,80	383,70	133,79	240	1	0,150	3,089	0,05%
	PSB06-PSB05	9.385,20	470,80	200,69	240	1	0,150	8,527	0,09%
	PSB05-CS	12.513,60	647,20	267,58	240	1	0,150	20,840	0,17%

Cto.	Tramo	P (kW)	Longitud (m)	I (A)	Sección (mm ²)	Nº Cond / Fase	R (Ω/km)	Pérdida Potencia (kW)	Pérdida Potencia (%)
3	PSB12-PSB11	3.128,40	200,70	66,90	240	1	0,150	0,404	0,01%
	PSB11-PSB10	6.256,80	568,90	133,79	240	1	0,150	4,580	0,07%
	PSB10-PSB09	9.385,20	463,10	200,69	240	1	0,150	8,388	0,09%
	PSB09-CS	12.513,60	1345,10	267,58	400	1	0,090	25,987	0,21%

Tabla 60. Pérdida de potencia en líneas de media tensión

Consideramos F.P.=0,9

TOTAL	P(kW)	Pérdida Potencia (kW)	Pérdida Potencia (%)
	37.540,80	86,93	0,23%

4. CÁLCULOS ELECTROMAGNÉTICOS

El Real Decreto 1066/2001 de 28 de septiembre establece las condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas en los Centros de Transformación de la planta solar.

En la planta actual, hay 12 centros de transformación distribuidos de 3,5 MVA cada uno y 1 transformador en el Centro de Seccionamiento de 100 kVA de potencia para servicios auxiliares.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{3.500}{\sqrt{3} \cdot 30} = 67,36 \text{ A}$$

Para calcular el valor eficaz de campo magnético en el punto de conexión del cableado de MT con el transformador, se empleará la Ley de Biot-Savart:

$$B = \mu \cdot H = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot r} \quad (2.21)$$

Siendo:

- I: intensidad de corriente por fase
- r: distancia al punto donde se quiere calcular el campo magnético.
- B: valor de campo magnético en Teslas

En el Real Decreto expuesto anteriormente, se establece el límite de campo magnético que se calculará como $5/f$, siendo f la frecuencia en kHz. Así, el límite del campo magnético será de $100 \mu\text{T}$.

Conociendo el valor máximo del campo magnético, se procede a calcular la distancia r a la que el campo magnético alcanza los valores adecuados:

$$r = \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot I_{3500 \text{ kVA}}}{2 \cdot \pi \cdot B_{max}} = \frac{4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot 67,36}{2 \cdot \pi \cdot 100 \mu\text{T}} = 0,135 \text{ m} \quad (2.22)$$

Es decir, en nuestro caso, los conductores sin apantallamiento son los bornes de los transformadores, en los que ya de por sí se debe respetar por seguridad una distancia muy superior a los 12 cm mínimos calculados.

En consecuencia, y como conclusión, el campo magnético en el exterior del centro de transformación (sin tener en cuenta el posible atenuamiento que puedan hacer las paredes) será siempre inferior al permitido según el Real Decreto 1066/2001.

5. CÁLCULO DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN EN M.T

5.1 Datos de Partida

La planta “FV CÓRDOBA 50MWP” está diseñada para una potencia de 41,714 MVA @45°C en inversores, por lo que se diseñará la línea de evacuación para evacuar dicha potencia.

Los valores eléctricos conocidos son los siguientes:

- Tensión nominal: 30 kV
- Frecuencia. 50 Hz

La intensidad nominal se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{41.244}{\sqrt{3} \cdot 30} = 793,74 \text{ A}$$

- S: Potencia Aparente en MVA = 41,714 MVA
- I_L : Intensidad Nominal en A
- V: Tensión Nominal en V = 30 kV

El diseño correspondiente al dimensionado de los cables se realiza tomando en cuenta las instrucciones técnicas complementarias ITC LAT-06. Los cables tendrán que ser capaces de soportar la corriente calculada aguas arriba.

5.2 Datos de diseño

Definida la intensidad nominal a suministrar por la planta en condiciones nominales, se debe entonces establecer la sección mínima requerida para el cable de potencia de media tensión para cada tramo de interconexión que conforman los circuitos.

Se debe asegurar el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- El cable seleccionado tendrá capacidad para soportar una intensidad nominal permanente de al menos la calculada en el punto anterior de este documento y para la longitud del circuito.
- Al evaluar la caída de tensión, se debe obtener un rango de regulación con una caída no mayor al 1,00%.

Los cables deben soportar la Intensidad de cortocircuito máxima esperada sin que se dañen.

5.3 Características de los Conductores

Los tipos de cables considerados estándar y sus características técnicas principales para el caso de evaluación se indican en la siguiente tabla:

Cables unipolares material de Al, tipo RHZ1-OL H16, 18/30 kV:

SECCION (mm ²)	RESISTENCIA T máx (90 °C) (Ohm/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ohm/km)	Imáx (A)
95	0,37871	0,135	190
150	0,23985	0,126	245
240	0,14991	0,116	320
400	0,08994	0,106	415

Tabla 61. Características cableado de línea de evacuación

5.4 Cálculo de la Sección Mínima por Intensidad de Cortocircuito

La planta diseñada, inyectará la energía producida en la Subestación elevadora Cuarto del Álamo 30/400 kV. Dicha subestación posee un transformador con una potencia de 125 MVA:

$$I_{CC_{RED}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_S \cdot U_{CC}/100} = \frac{125.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 12,5\%} = 19.245,01 \text{ A}$$

La generación máxima esperada sería de 41,712 MVA. Debido a propia naturaleza de los parques solares, la intensidad que pueden generar está limitada en todo momento a la que puede dar cada inversor en función de las condiciones meteorológicas, y en caso de cortocircuito, los inversores seguirán generando la misma intensidad. Es decir, la potencia de cortocircuito coincide con la potencia nominal de la planta.

Por lo tanto, para un cortocircuito en MT, la aportación de la planta será:

$$I_{CC_{PLANTA}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{41.244 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 793,74 \text{ A}$$

La máxima intensidad de cortocircuito esperada será la suma de ambas:

$$I_{CC} = I_{CC_{RED}} + I_{CC_{PLANTA}} = 20.038,75 \text{ A}$$

El tiempo de despeje de la falta lo supondremos de 1 s.

Calcularemos la sección mínima de cada circuito a partir de esta fórmula.

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = K \cdot \text{Secc}$$

Donde:

K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito.

- K = 94 para conductores de aluminio.
- Secc es la sección del conductor en mm².

La sección mínima, por lo tanto:

$$S_{ecc} = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{20.047,76 \cdot \sqrt{1}}{94} = 213,27 \text{ mm}^2$$

La sección mínima que usaremos será **240 mm²**, para que el cableado seleccionado soporte la corriente de cortocircuito esperada en la instalación.

5.5 Intensidad Máxima Admisible

A los efectos de determinar la intensidad máxima admisible, se aplicará lo indicado en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS CON CABLES AISLADOS del Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

En dicha ITC se da unas intensidades admisibles en función del aislamiento y tipo de conductor y sistema de instalación (directamente enterrado o en tubo), profundidad, temperatura y resistividad del terreno, así como una serie de factores de corrección para condiciones distintas y para más de una terna por zanja.

$$I_{MA} = I_{NOR} \cdot K_T \cdot K_R \cdot K_A \cdot K_P \geq I_L \quad (2.23)$$

Donde:

- I_{MA} = Intensidad máxima admisible en condiciones del circuito en A
- I_{NOR} = Intensidad máxima admisible condiciones estándar en A
- I_L = Intensidad Nominal en A
- K_T = Corrección por temperatura suelo
- K_R = Corrección por resistividad térmica suelo
- K_A = Corrección por agrupamiento de ternas o circuitos
- K_P = Corrección por profundidad de emplazamiento

El circuito de la línea de evacuación de 30 kV, estará formada por cables aislados, unipolares, material de Al, tipo RHZ1-OL, 18/30 kV, de sección indicada en los cálculos, con una separación mínima de 20 cm entre ternas, directamente enterrados a un mínimo de 1 metro de profundidad (medido hasta la parte superior del cable). Todos los cálculos se realizan en los supuestos del RLAT: en un terreno de resistividad térmica media de 1,5 km/W, con una temperatura del terreno a dicha profundidad de 25 °C y con una temperatura del aire ambiente de 40 °C.

La interconexión desde el centro de seccionamiento ubicado en la sala de media tensión del edificio de mando y control de la planta FV CÓRDOBA 50MWP a la SET Cuarto del Álamo 30/400 kV debe permitir la evacuación de la potencia generada.

Aplicando la metodología descrita para la determinación de la intensidad máxima admisible, y tomando los coeficientes para tubo directamente enterrado, a 1,00 m de profundidad y 20 cm de separación entre ternas, se obtienen los resultados que se muestran en forma resumida en la siguiente tabla:

S (MVA)	Un (kV)	IL (A)	Ternas/ zanja	Reducción I max ad					Inor (A)	Cables por fase	Sección (mm ²)	Int. Adm. (A)
				KT	KR	KP	KA	Ktotal				
41,71	30,00	793,66	3,00	1,00	1,00	1,00	0,73	0,73	445,00	3,00	400	974,55

Tabla 62. Características técnicas línea evacuación. Fuente: elaboración propia

Se adoptará, según lo dicho, para dicha interconexión 3 cables unipolares por fase:

Al RHZ1-OL, 18/30 kV 3x3x400 mm².

Permite una intensidad de 974,55 A, superior a los 793,66 A que corresponde a la potencia de la línea. Para la obtención de dicha sección final, se ha obtenido la intensidad máxima admisible normalizada, la cual es de 445 A para un único conductor por fase. Posteriormente se ha multiplicado por los coeficientes reductores expuestos anteriormente. Finalmente se ha multiplicado por 3 al haber 3 conductores por fase. Así, se obtiene la intensidad máxima que será capaz de transportar el conjunto del cableado necesario para una tensión de 30 kV.

5.6 Caída de Tensión

Seleccionada la sección mínima requerida por la línea, se procede a la verificación de la caída de tensión según el procedimiento descrito en el apartado 3.2.4, y de esta forma comprobar que se cumple el criterio de caída de tensión. Los resultados obtenidos se muestran en forma resumida en la siguiente tabla:

TRAMO	LONG (km)	S (MVA)	Un (kV)	IL (A)	Cables por fase	Sección (mm ²)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	CAÍDA TENSIÓN (TRAMO)	
									(V)	(%)
CS-SET ELEVADORA	0,28	41,71	30,00	793,66	3	400	0,090	0,106	16,53	0,06

Tabla 63. Caída de tensión de línea de evacuación. Fuente: elaboración propia

La sección de cable seleccionada cumple con el criterio de porcentaje de caída de tensión.

5.7 Pérdida de Potencia

Aplicando la expresión mostrada anteriormente para la pérdida de potencia en función de la tensión e intensidad para un sistema trifásico, se puede obtener la siguiente tabla:

TRAMO	LONG (km)	S (MVA)	Un (kV)	IL (A)	Cables por fase	Sección (mm ²)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	CAÍDA TENSIÓN (TRAMO)	
									(V)	(%)
CS - SET ELEVADORA	0,28	41,71	30,00	793,66	3	400	0,090	0,106	16,34	0,05

Tabla 64. Pérdida de potencia de línea de evacuación. Fuente: elaboración propia

Para la obtención de la pérdida de potencia se ha supuesto un factor de potencia de 0,9.

5.8 Intensidad de Cortocircuito en la pantalla

El paso de una corriente por un cable crea una tensión inducida en la pantalla metálica. Esta tensión depende de la disposición geométrica de los cables, de su longitud y de la corriente que por él circula:

$$E_0 = 0,145 \cdot \log_{10} \left(\frac{2a}{d} \right) \cdot L \cdot I \quad (2.24)$$

Donde:

- a: distancia entre ejes de los cables [mm], lo que corresponde al diámetro del cable en una disposición al tresbolillo, puesto que están en contacto formando un triángulo equilátero.
- d: diámetro medio de la pantalla [mm]
- L: longitud del circuito [km]
- I: intensidad del cable [A]

Para el caso del cable Al RHZ1-OL H16 18/30 kV 1x400 mm², según el catálogo de un fabricante:

- a = 49,3 mm (diámetro exterior del cable)
- d = 40,3 mm

Además, en este caso:

- L = 0,28 km. Se ha incrementa la longitud un 10 % por cambios de nivel, cocas, curvas, etc.
- I = 264,55 A en cada conductor en régimen permanente (793,66/3)

Con estos valores, la tensión inducida resulta:

$$E_0 = 4,26 \text{ V}$$

En caso de cortocircuito, $I_{cc} = 6,68 \text{ kA}$ en cada conductor (20,038 kA en total), con lo que tenemos que:

$$E_{0CC} = 105,38 \text{ V}$$

Durante un régimen permanente equilibrado (o un cortocircuito trifásico), la tensión inducida en una pantalla puesta a tierra en los dos extremos hace circular una corriente a través del circuito formado por:

- La propia pantalla
- Las tomas de tierra
- La tierra

$$I_0 = \frac{E_0}{|Z|} \quad (2.25)$$

Z: impedancia total del circuito pantalla – tomas de tierra – tierra:

$$Z = (R_P + R_{T1} + R_{T2} + R_T) + j L\omega \quad (2.26)$$

Donde:

- R_P : resistencia de la pantalla
- $R_{T1} + R_{T2}$: resistencias de las tomas de tierra
- R_T : resistencias de la tierra
- L: inductancia total del circuito
- $\omega = 2 \pi f$

L y R_T

Para determinar L y R_T , la tierra puede considerarse como un conductor ficticio de resistencia R_T situado a una distancia D de la superficie del suelo tal que:

$$R_T = \frac{\omega \cdot \mu_0}{8} = 0,05 \Omega/km \quad (2.27)$$

$$D = \frac{2\sqrt{e \cdot \rho}}{\gamma\sqrt{\omega\mu_0}} \quad (2.28)$$

- e: 2,718 (ln e = 1)
- γ : constante de Euler = 1,781
- ρ : resistividad del suelo
- $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$: permeabilidad magnética del vacío

Consideramos un suelo de mediana resistividad $\rho = 100 \Omega \cdot m$, y con la frecuencia de la red $f = 50$ Hz, la aplicación numérica nos da $D = 931,785$ m.

El valor de la inductancia del circuito pantalla- tierra viene dada por la fórmula:

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{2D}{b}\right) \quad (2.29)$$

Donde

- b: diámetro medio de la pantalla = 40 mm

Aplicando los valores, tenemos que:

$$L = 2,15 \cdot 10^{-3} \text{ H/km}$$

$$X = L \cdot \omega = 2,15 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 = 0,675 \text{ } \Omega/\text{km}$$

R_{T1} y R_{T2}

Mientras menor sea la resistencia de los electrodos de tierra (R_{T1}+R_{T2}), menor será Z y, por lo tanto, mayor será I₀. Consideraremos, por seguridad, unos valores bajos, que normalmente es lo que se busca en las tomas de tierra:

$$R_{T1} = R_{T2} = 0,5 \text{ } \Omega$$

R_P

La resistencia de la pantalla la calcularemos a partir de la resistividad del Cobre, y considerando una temperatura de funcionamiento del cable de 90°C.

- Resistividad Cu $\rho_{Cu} = 1/58 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ a 20 °C
- Coeficiente de resistencia $\alpha_{Al} = 0,00393 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

La expresión que nos proporciona la resistividad para conductores de cobre a una temperatura T en base a los valores oficiales quedaría como sigue:

$$\rho_{CuT} = 1/58 \times (1 + 0,00393 \times (T-20))$$

La resistencia de la pantalla en Ω/km , R_P, se calculará según la fórmula:

$$R_P = \frac{1000 \cdot \rho_{CuT}}{Secc}$$

- R_P en Ω/km
- ρ_{CuT} en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- Secc en mm^2

El cable seleccionado tiene una pantalla de Cobre de 16 mm^2 y una temperatura de 80°C en régimen permanente, y 210°C en cortocircuito.

Aplicando esta fórmula, tenemos que la resistencia de la pantalla es:

- R_P = 1,33 Ω/km en régimen permanente
- R_P = 1,88 Ω/km en cortocircuito trifásico

Intensidad en la pantalla

Ya podemos calcular Z , tanto para régimen permanente, como para cortocircuito.

- Régimen Permanente:

$$Z_P = 0,37 + 0,01 + 0,50 + 0,50 + j 0,19 \Omega$$

$$|Z_P| = \sqrt{R^2 + X^2} = 1,40 \Omega$$

Por lo tanto, I_0 resulta:

$$I_0 = \frac{E_0}{|Z|} = 3,05 A$$

Un cable de Cu de 16 mm^2 admite una corriente permanente del orden de los 100 A, bastante superior a la calculada, por lo que no se prevén problemas en la pantalla en régimen permanente.

- Cortocircuito:

$$Z_{PCC} = (0,53 + 0,01 + 0,50 + 0,50) + j 0,19 \Omega$$

$$|Z_{PCC}| = \sqrt{R^2 + X^2} = 1,54 \Omega$$

Por lo tanto, I_{0cc} resulta:

$$I_{0cc} = \frac{E_0}{|Z|} = 68,29 A = 0,068 kA$$

Hacemos otra tabla con las intensidades máximas que podría soportar una pantalla de cobre de 16 mm^2 en función del tiempo de actuación de las protecciones, y comprobamos que la intensidad de cortocircuito resultante es mucho menor que la que soporta la pantalla.

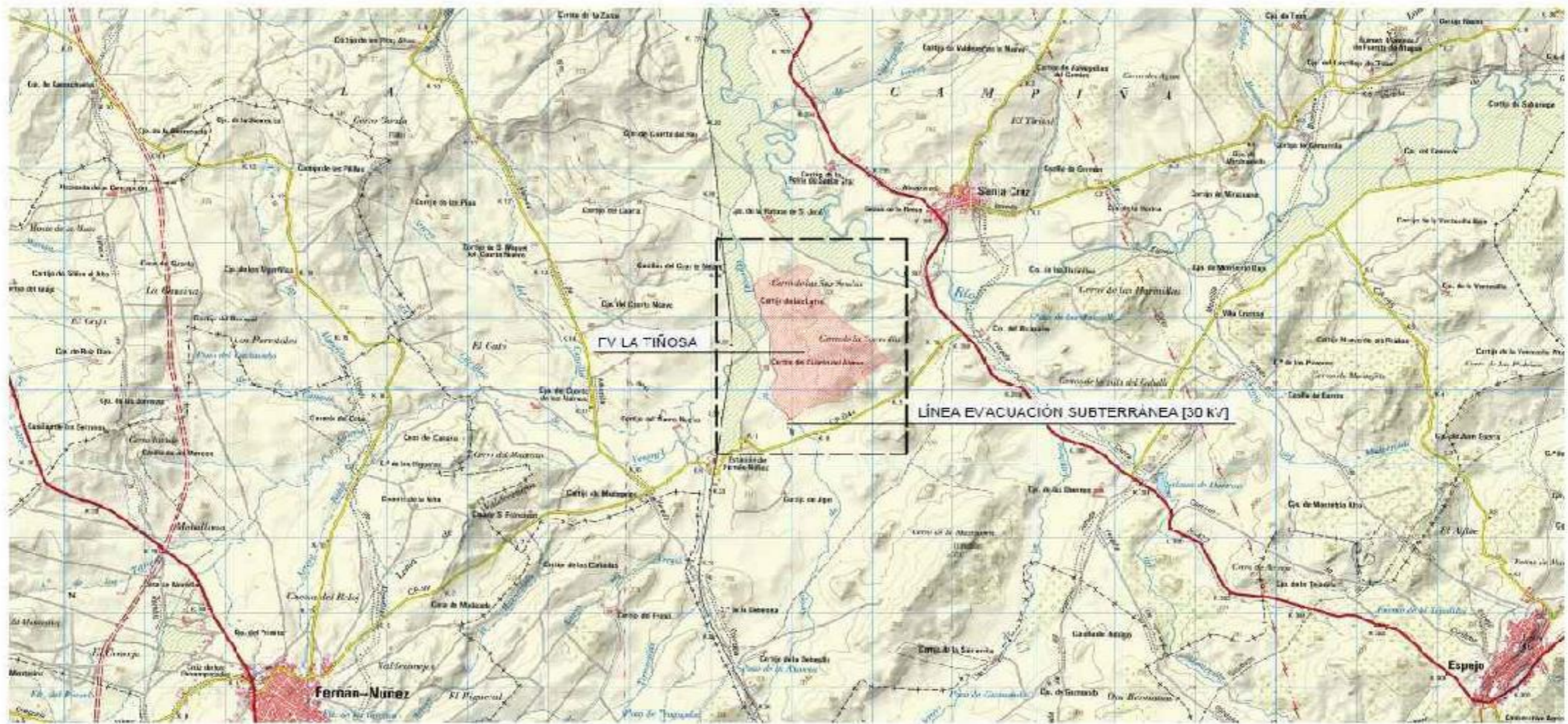
Tiempo actuación protecciones t(s)											
	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50	2,00	2,50	3,00	4,00	5,00
I _{cc} (kA)	4,58	3,24	2,64	2,29	2,05	1,87	1,62	1,45	1,32	1,14	1,02

Tabla 65. Intensidad de cortocircuito en función del tiempo de actuación de protecciones. Fuente: elaboración propia

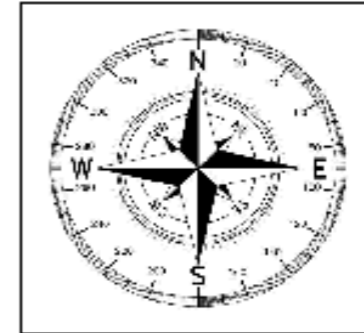
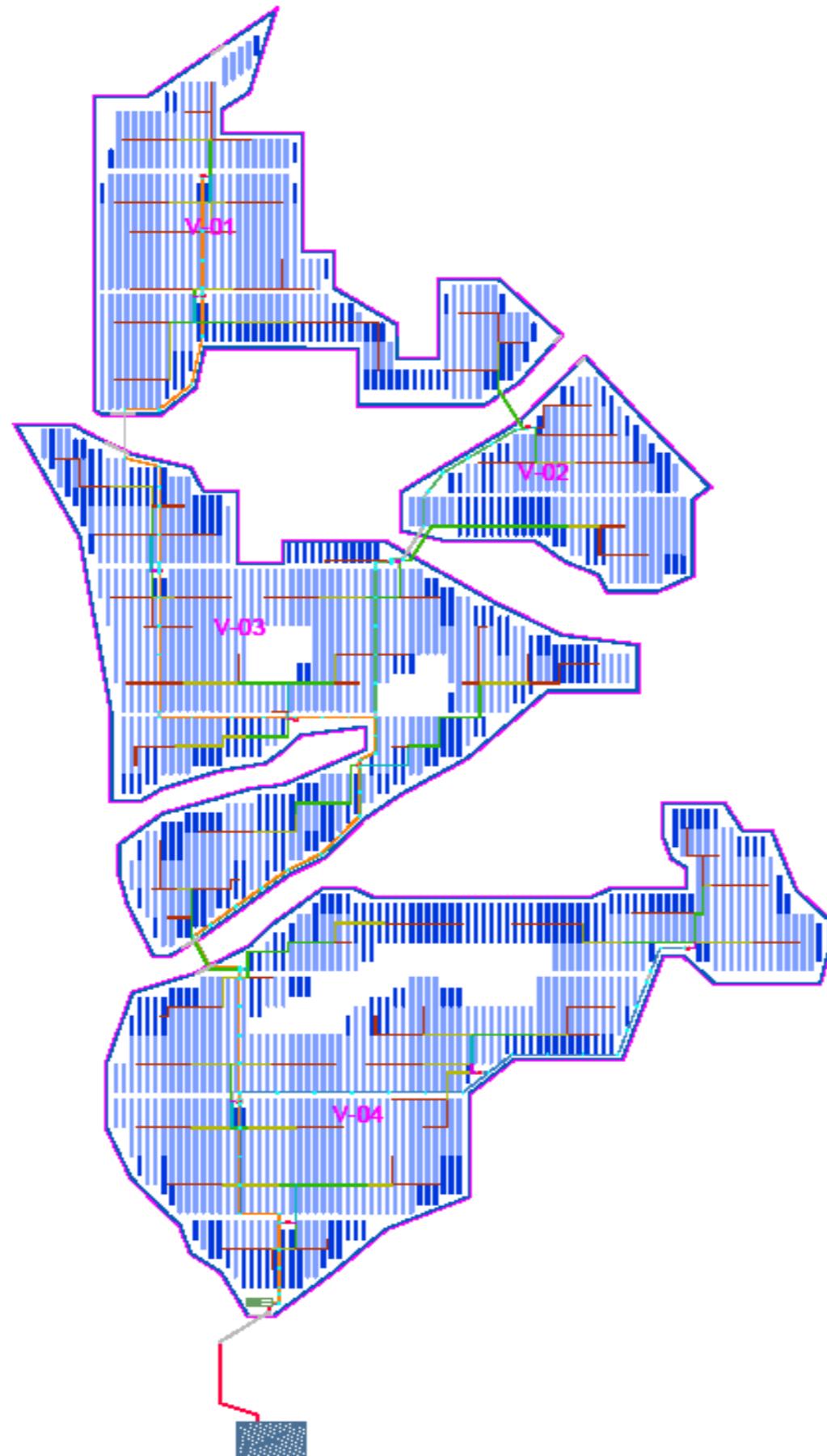
5.9 Sistema de Puesta a Tierra

Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra en ambos extremos. Se conectarán en sus cajas terminales extremas a la red de tierras de protección del CS, en el extremo de la planta, y del Edificio de Control (donde está la sala de cabinas) en el extremo de la subestación.

SECCIÓN 2.3: PLANOS

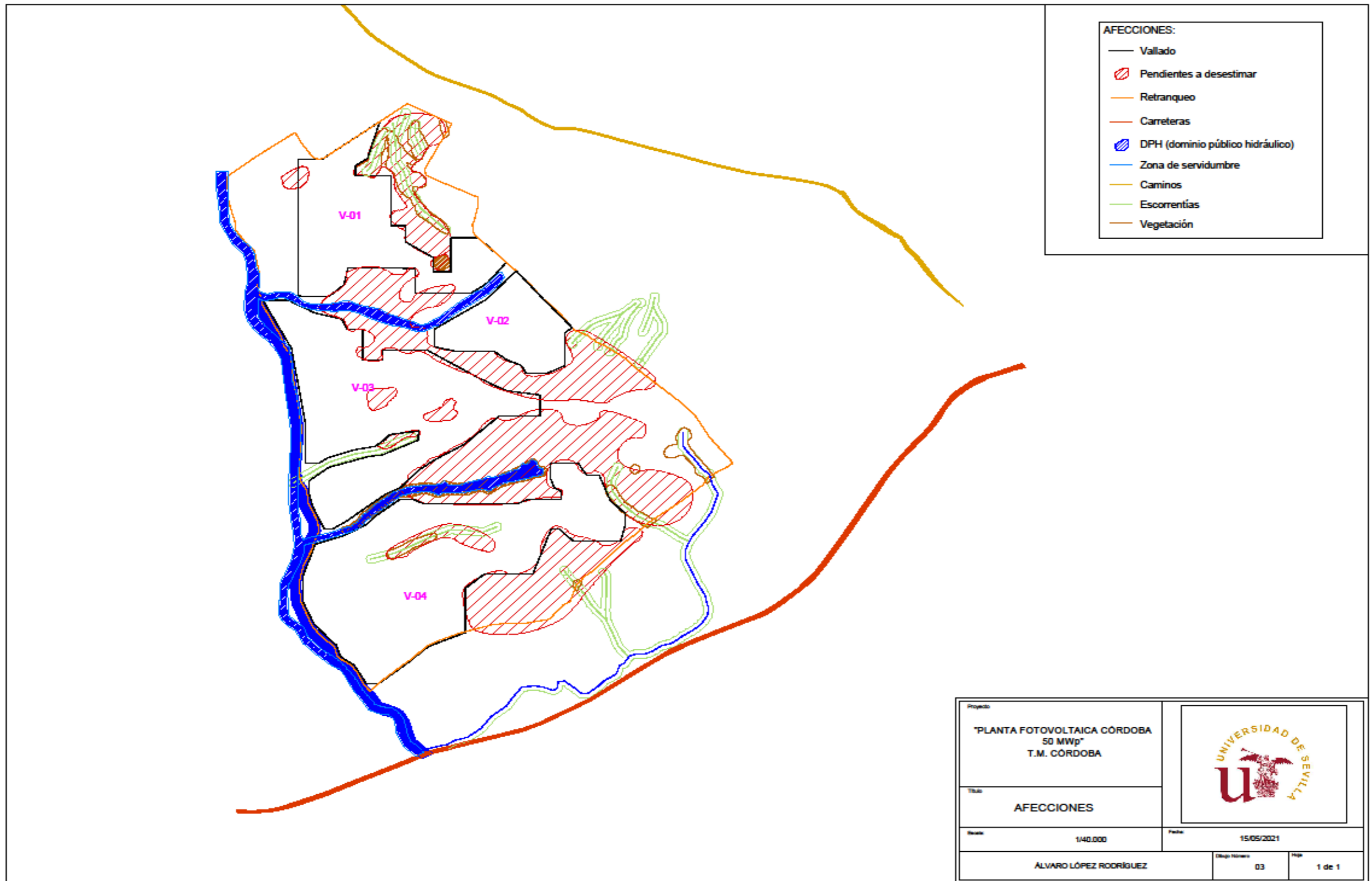


Proyecto "PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA			
Título SITUACIÓN			
Escala 1/50.000	Fecha 15/05/2021		Hoja 1 de 1
Álvaro López Rodríguez			




	VALLADO PERIMETRAL
	SEGUIDOR DE 81 MÓDULOS 2V (Max. 435 Rp)
	SEGUIDOR DE 54 MÓDULOS 2V (Max. 435 Rp)
	ESTACIÓN DE POTENCIA 802125HV-WV-20
	SET ELEVADORA 30400 W
	CENTRO DE SECCIONAMIENTO
	LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN 30 kV
	DELIMITACIÓN DE BLOQUE:
PV 01-03	Número de transformadores: 1 (3,125 MW) Número de strings: 157 Módulos instalados: 8.538 Potencia pico bloque: 4.12090 MWp Potencia nominal del bloque: 3,478 MVA 60°C
	DELIMITACIÓN DE BLOQUE:
PV 04-12	Número de transformadores: 1 (3,125 MW) Número de strings: 154 Módulos instalados: 8.538 Potencia pico bloque: 3.15773 MWp Potencia nominal del bloque: 3,478 MVA 60°C

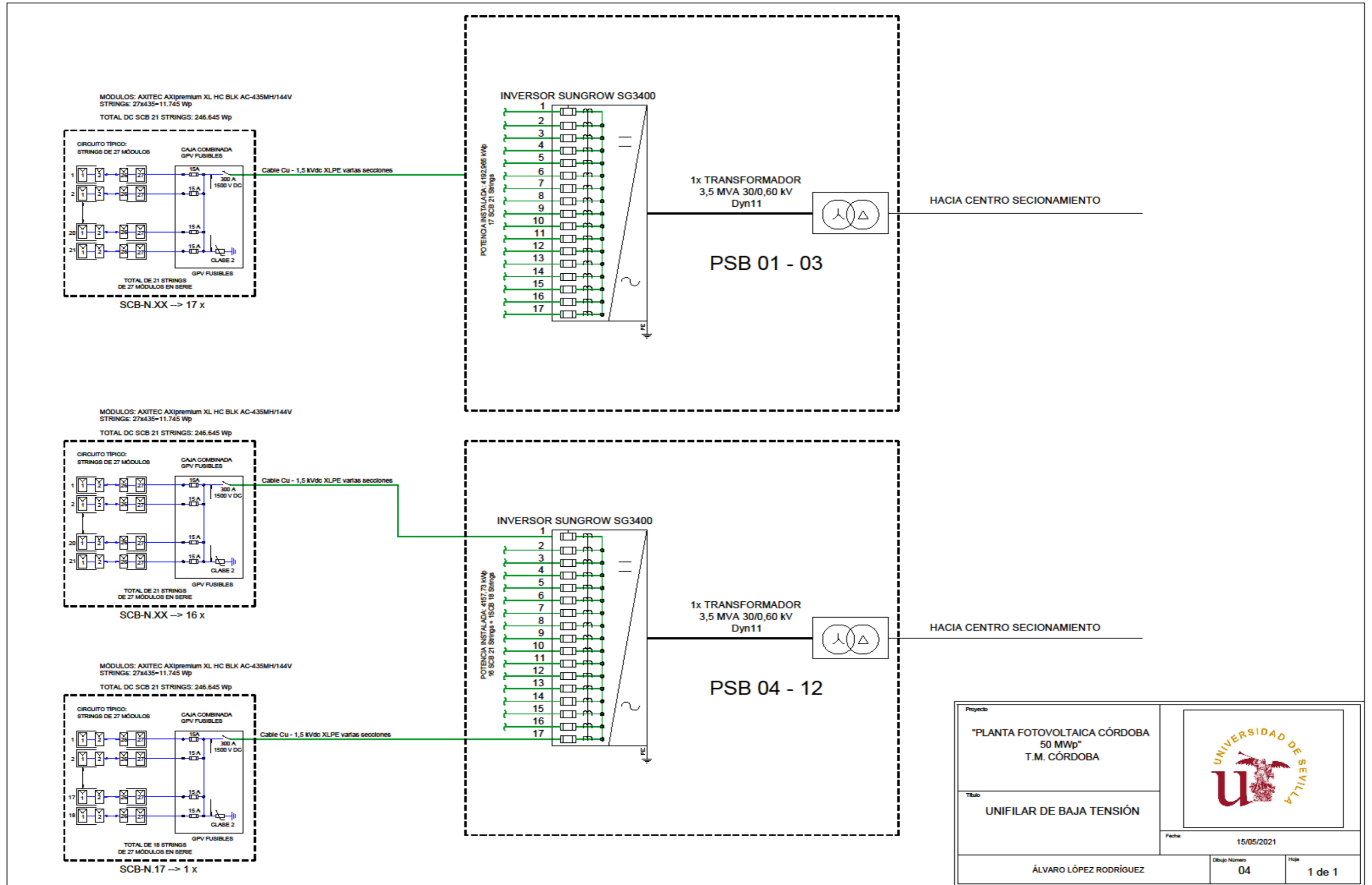
Proyecto: "PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA		
Título: DISPOSICIÓN GENERAL DE LA PLANTA		
Escala: 1:40.000	Fecha: 15/05/2021	
Autor: ÁLVARO LÓPEZ RODRÍGUEZ		Hoja: 02 de: 1 de 1




AFECCIONES:

- Vallado
- ▨ Pendientes a desestimar
- Retranqueo
- Carreteras
- ▨ DPH (dominio público hidráulico)
- Zona de servidumbre
- Caminos
- Escorrentías
- Vegetación

Proyecto: "PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA		
Título: AFECCIONES		
Escala: 1/40.000	Fecha: 15/05/2021	
Autor: ALVARO LÓPEZ RODRÍGUEZ	Hoja Número: 03	Hoja: 1 de 1



Proyecto "PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA		
Título UNIFILAR DE BAJA TENSIÓN		
Fecha 15/05/2021		Hoja 1 de 1
Autor ÁLVARO LÓPEZ RODRÍGUEZ		Dibujo Número 04

PSB01		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB01	248.00	500.00
SCB02-PSB01	250.00	500.00
SCB03-PSB01	204.24	400.00
SCB04-PSB01	179.78	400.00
SCB05-PSB01	124.10	400.00
SCB06-PSB01	89.03	400.00
SCB07-PSB01	88.90	400.00
SCB08-PSB01	123.55	400.00
SCB09-PSB01	169.58	400.00
SCB10-PSB01	204.08	2x240.00
SCB11-PSB01	234.84	400.00
SCB12-PSB01	273.11	500.00
SCB13-PSB01	152.78	400.00
SCB14-PSB01	106.37	400.00
SCB15-PSB01	60.72	400.00
SCB16-PSB01	109.83	400.00
SCB17-PSB01	112.81	400.00

PSB02		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB02	204.20	400.00
SCB02-PSB02	169.65	400.00
SCB03-PSB02	123.68	500.00
SCB04-PSB02	89.30	630.00
SCB05-PSB02	89.54	400.00
SCB06-PSB02	123.79	400.00
SCB07-PSB02	169.72	400.00
SCB08-PSB02	215.77	400.00
SCB09-PSB02	187.10	400.00
SCB10-PSB02	152.49	500.00
SCB11-PSB02	106.58	400.00
SCB12-PSB02	71.93	400.00
SCB13-PSB02	72.44	400.00
SCB14-PSB02	106.77	400.00
SCB15-PSB02	141.68	400.00
SCB16-PSB02	175.16	400.00
SCB17-PSB02	210.32	400.00

PSB03		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB03	233.41	400.00
SCB02-PSB03	179.04	500.00
SCB03-PSB03	247.93	500.00
SCB04-PSB03	316.93	630.00
SCB05-PSB03	135.23	400.00
SCB06-PSB03	66.14	400.00
SCB07-PSB03	112.29	400.00
SCB08-PSB03	158.09	400.00
SCB09-PSB03	204.13	400.00
SCB10-PSB03	250.01	500.00
SCB11-PSB03	171.80	400.00
SCB12-PSB03	137.37	400.00
SCB13-PSB03	91.30	400.00
SCB14-PSB03	56.60	400.00
SCB15-PSB03	164.19	400.00
SCB16-PSB03	161.91	400.00
SCB17-PSB03	83.61	400.00

PSB04		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB04	226.63	400.00
SCB02-PSB04	183.00	400.00
SCB03-PSB04	127.76	400.00
SCB04-PSB04	162.27	400.00
SCB05-PSB04	208.21	400.00
SCB06-PSB04	311.05	630.00
SCB07-PSB04	253.58	500.00
SCB08-PSB04	207.63	400.00
SCB09-PSB04	152.67	400.00
SCB10-PSB04	95.18	400.00
SCB11-PSB04	71.35	400.00
SCB12-PSB04	178.27	400.00
SCB13-PSB04	120.76	400.00
SCB14-PSB04	63.51	400.00
SCB15-PSB04	97.83	400.00
SCB16-PSB04	132.56	400.00
SCB17-PSB04	166.77	400.00

PSB05		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB05	288.07	500.00
SCB02-PSB05	226.51	400.00
SCB03-PSB05	192.02	400.00
SCB04-PSB05	192.22	400.00
SCB05-PSB05	252.49	500.00
SCB06-PSB05	159.54	400.00
SCB07-PSB05	205.23	400.00
SCB08-PSB05	274.18	500.00
SCB09-PSB05	331.65	630.00
SCB10-PSB05	389.21	2x400.00
SCB11-PSB05	81.20	400.00
SCB12-PSB05	141.66	400.00
SCB13-PSB05	198.88	400.00
SCB14-PSB05	56.01	400.00
SCB15-PSB05	56.11	400.00
SCB16-PSB05	145.82	400.00
SCB17-PSB05	206.37	400.00

PSB06		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB06	370.23	630.00
SCB02-PSB06	407.93	2x400.00
SCB03-PSB06	439.02	2x400.00
SCB04-PSB06	496.52	2x500.00
SCB05-PSB06	315.99	4630.00
SCB06-PSB06	341.02	630.00
SCB07-PSB06	242.38	500.00
SCB08-PSB06	118.06	400.00
SCB09-PSB06	141.02	400.00
SCB10-PSB06	65.85	400.00
SCB11-PSB06	23.45	400.00
SCB12-PSB06	101.45	400.00
SCB13-PSB06	161.88	400.00
SCB14-PSB06	329.00	630.00
SCB15-PSB06	283.10	630.00
SCB16-PSB06	248.29	500.00
SCB17-PSB06	202.12	400.00

PSB07		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB07	85.70	400.00
SCB02-PSB07	154.03	400.00
SCB03-PSB07	223.49	500.00
SCB04-PSB07	280.81	500.00
SCB05-PSB07	326.99	630.00
SCB06-PSB07	361.45	630.00
SCB07-PSB07	382.42	2x400.00
SCB08-PSB07	439.66	2x400.00
SCB09-PSB07	95.42	400.00
SCB10-PSB07	270.48	500.00
SCB11-PSB07	225.95	400.00
SCB12-PSB07	179.91	400.00
SCB13-PSB07	145.48	400.00
SCB14-PSB07	111.01	400.00
SCB15-PSB07	76.18	400.00
SCB16-PSB07	88.04	400.00
SCB17-PSB07	122.37	400.00

PSB08		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB08	245.98	500.00
SCB02-PSB08	210.68	400.00
SCB03-PSB08	179.19	400.00
SCB04-PSB08	181.42	400.00
SCB05-PSB08	135.45	400.00
SCB06-PSB08	100.88	400.00
SCB07-PSB08	86.61	400.00
SCB08-PSB08	121.22	400.00
SCB09-PSB08	134.58	400.00
SCB10-PSB08	143.89	400.00
SCB11-PSB08	86.49	400.00
SCB12-PSB08	120.95	400.00
SCB13-PSB08	178.83	400.00
SCB14-PSB08	234.63	400.00
SCB15-PSB08	299.74	630.00
SCB16-PSB08	343.81	630.00
SCB17-PSB08	75.19	400.00

PSB09		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB09	177.06	400.00
SCB02-PSB09	176.63	400.00
SCB03-PSB09	245.57	500.00
SCB04-PSB09	280.27	500.00
SCB05-PSB09	294.24	630.00
SCB06-PSB09	248.15	500.00
SCB07-PSB09	213.70	400.00
SCB08-PSB09	166.52	400.00
SCB09-PSB09	87.37	400.00
SCB10-PSB09	133.22	400.00
SCB11-PSB09	167.74	400.00
SCB12-PSB09	43.43	400.00
SCB13-PSB09	92.48	400.00
SCB14-PSB09	244.59	500.00
SCB15-PSB09	210.03	400.00
SCB16-PSB09	163.75	400.00
SCB17-PSB09	296.75	500.00

PSB10		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB10	319.22	630.00
SCB02-PSB10	241.08	500.00
SCB03-PSB10	195.08	400.00
SCB04-PSB10	148.62	400.00
SCB05-PSB10	153.95	400.00
SCB06-PSB10	144.84	400.00
SCB07-PSB10	98.72	400.00
SCB08-PSB10	64.22	400.00
SCB09-PSB10	179.47	400.00
SCB10-PSB10	225.20	400.00
SCB11-PSB10	106.36	400.00
SCB12-PSB10	57.98	400.00
SCB13-PSB10	83.30	400.00
SCB14-PSB10	129.45	400.00
SCB15-PSB10	163.88	400.00
SCB16-PSB10	104.12	400.00
SCB17-PSB10	150.06	400.00

PSB11		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB11	190.47	400.00
SCB02-PSB11	112.63	400.00
SCB03-PSB11	31.67	400.00
SCB04-PSB11	77.82	400.00
SCB05-PSB11	192.87	400.00
SCB06-PSB11	163.88	400.00
SCB07-PSB11	127.49	400.00
SCB08-PSB11	83.43	400.00
SCB09-PSB11	48.99	400.00
SCB10-PSB11	106.52	400.00
SCB11-PSB11	152.76	400.00
SCB12-PSB11	198.71	400.00
SCB13-PSB11	279.62	500.00
SCB14-PSB11	251.51	500.00
SCB15-PSB11	216.98	400.00
SCB16-PSB11	171.23	400.00
SCB17-PSB11	385.79	630.00

PSB12		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
SCB01-PSB12	152.07	400.00
SCB02-PSB12	142.71	400.00
SCB03-PSB12	190.80	400.00
SCB04-PSB12	144.77	400.00
SCB05-PSB12	110.56	400.00
SCB06-PSB12	64.32	400.00
SCB07-PSB12	121.72	400.00
SCB08-PSB12	187.19	400.00
SCB09-PSB12	141.19	400.00
SCB10-PSB12	106.66	400.00
SCB11-PSB12	60.67	400.00
SCB12-PSB12	72.26	400.00
SCB13-PSB12	118.40	400.00
SCB14-PSB12	152.74	400.00
SCB15-PSB12	208.02	400.00
SCB16-PSB12	127.72	400.00
SCB17-PSB12	160.35	400.00

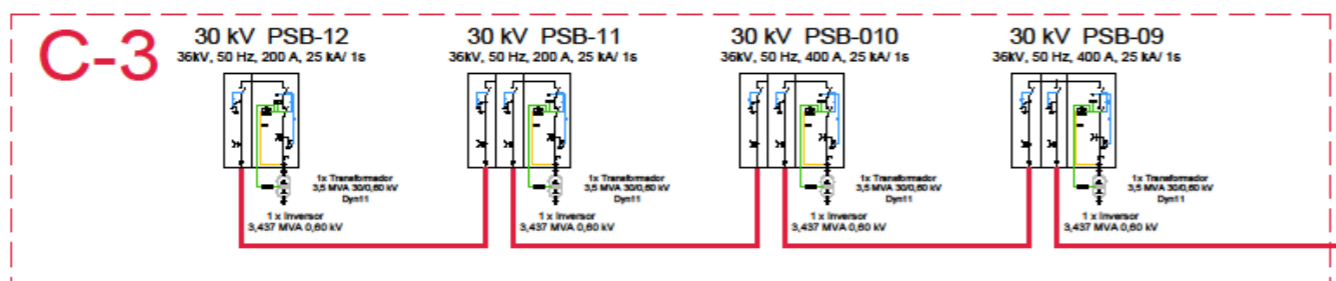
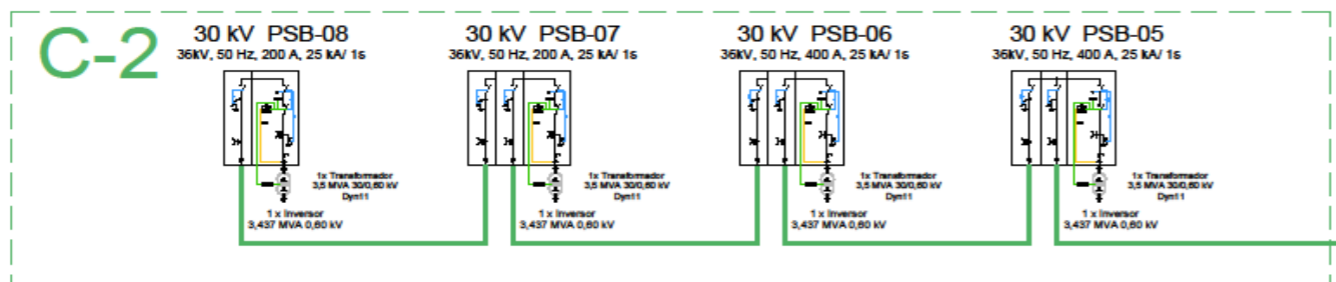
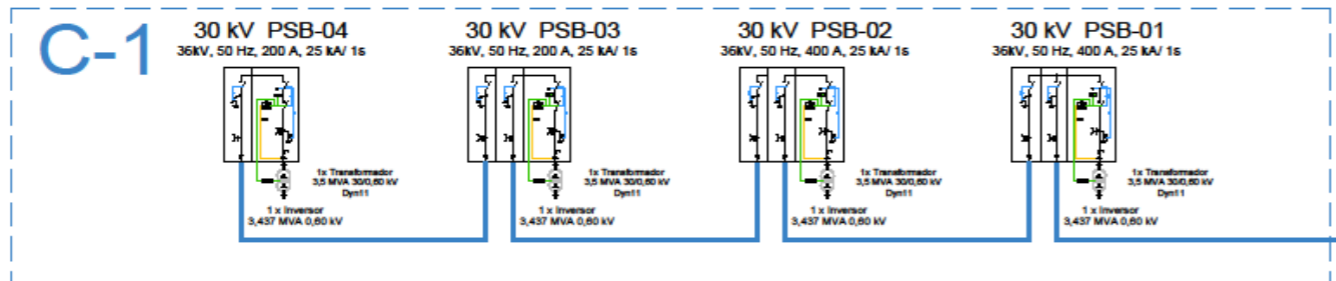
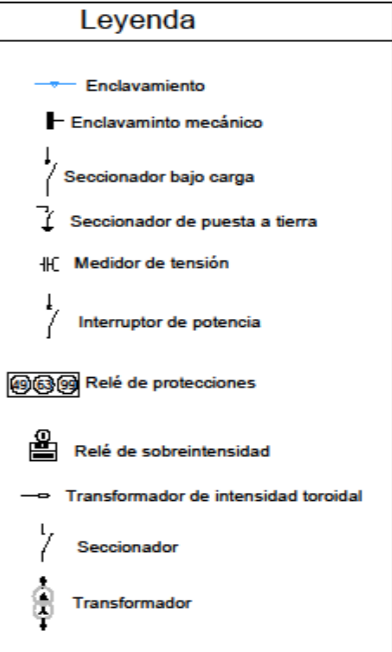
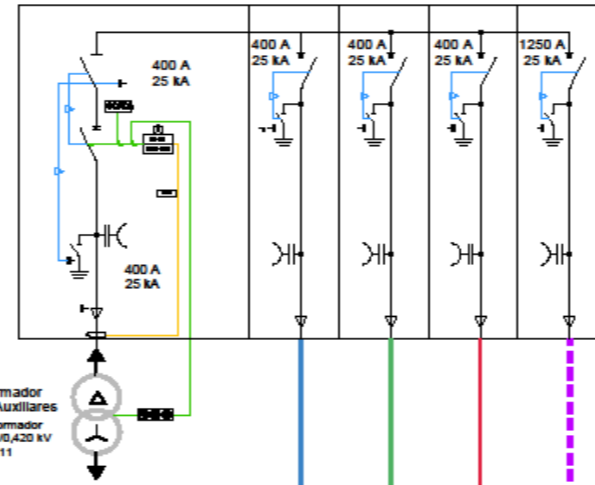
CIRCUITO M.T 1 (PSB01-PSB02-PSB03-PSB04)		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
PSB04-PSB03	417.00	240.00
PSB03-PSB02	390.00	240.00
PSB02-PSB01	250.00	240.00
PSB01-CS	142.00	240.00

CIRCUITO M.T 2 (PSB08-PSB07-PSB06-PSB05)		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
PSB08-PSB07	311.00	240.00
PSB07-PSB06	348.00	240.00
PSB06-PSB05	427.00	240.00
PSB05-CS	587.00	240.00

CIRCUITO M.T 3 (PSB12-PSB11-PSB10-PSB09)		
TRAMO	LONGITUD (m)	SECCIÓN (mm2)
PSB12-PSB11	182.00	240.00
PSB11-PSB10	516.00	240.00
PSB10-PSB09	420.00	240.00
PSB09-CS	1220.00	400.00

Proyecto			
"PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA			
Título		Fecha	
LONGITUDES Y SECCIONES CABLEADOS B.T Y M.T		15/05/2021	
ALVARO LÓPEZ RODRÍGUEZ		Dibujo Número	Hoja
		05	1 de 1

Sala Cabinas MT en C.S.



Proyecto "PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA	
Título	
UNIFILAR MEDIA TENSIÓN	Fecha 15/05/2021
ÁLVARO LÓPEZ RODRÍGUEZ	Hoja 1 de 1
Dibujo Número 06	

**CELDA DE SALIDA
SERVICIOS
AUXILIARES**

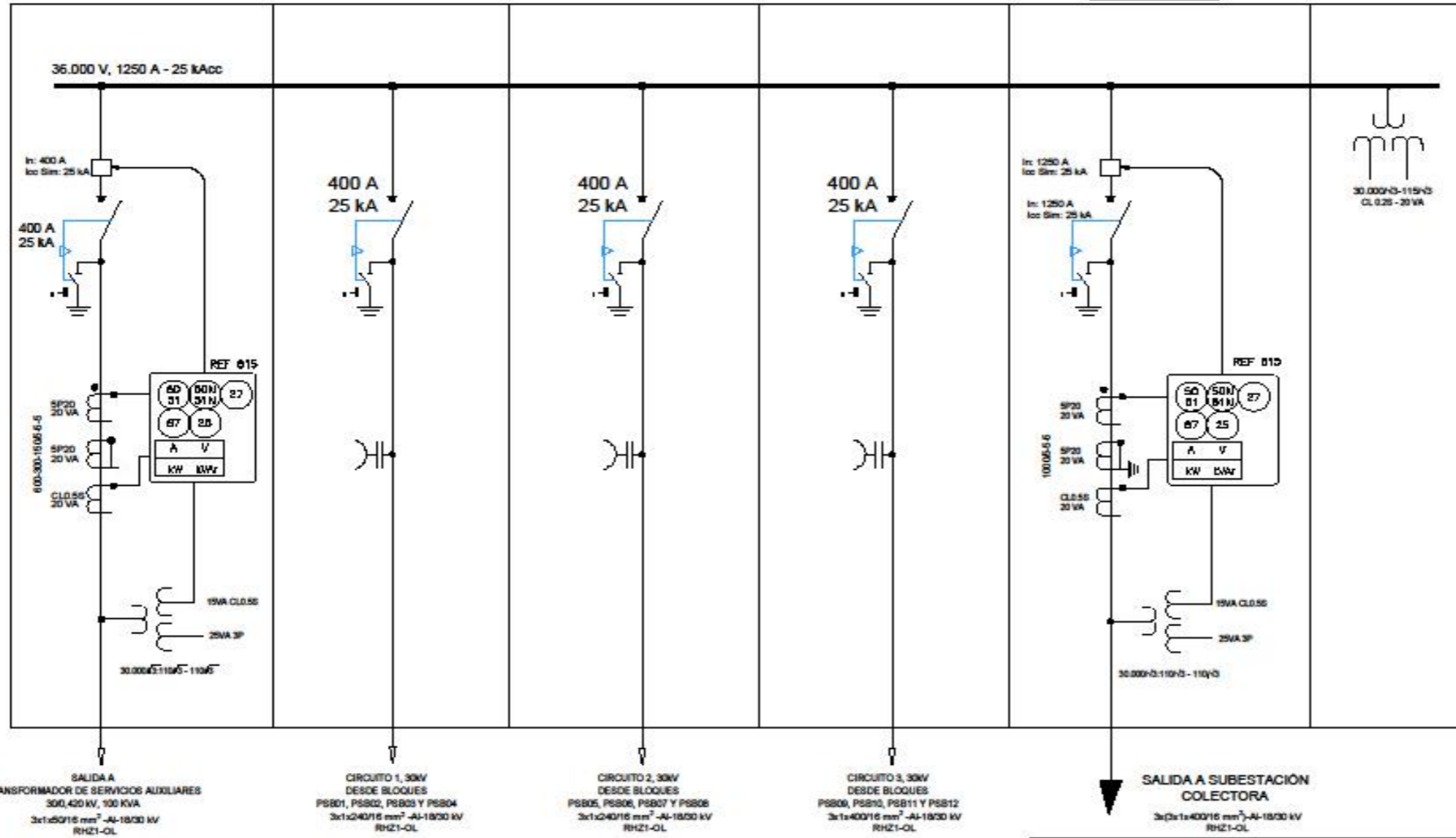
**CELDA DE LLEGADA
CIRCUITO 1**

**CELDA DE LLEGADA
CIRCUITO 2**

**CELDA DE LLEGADA
CIRCUITO 3**

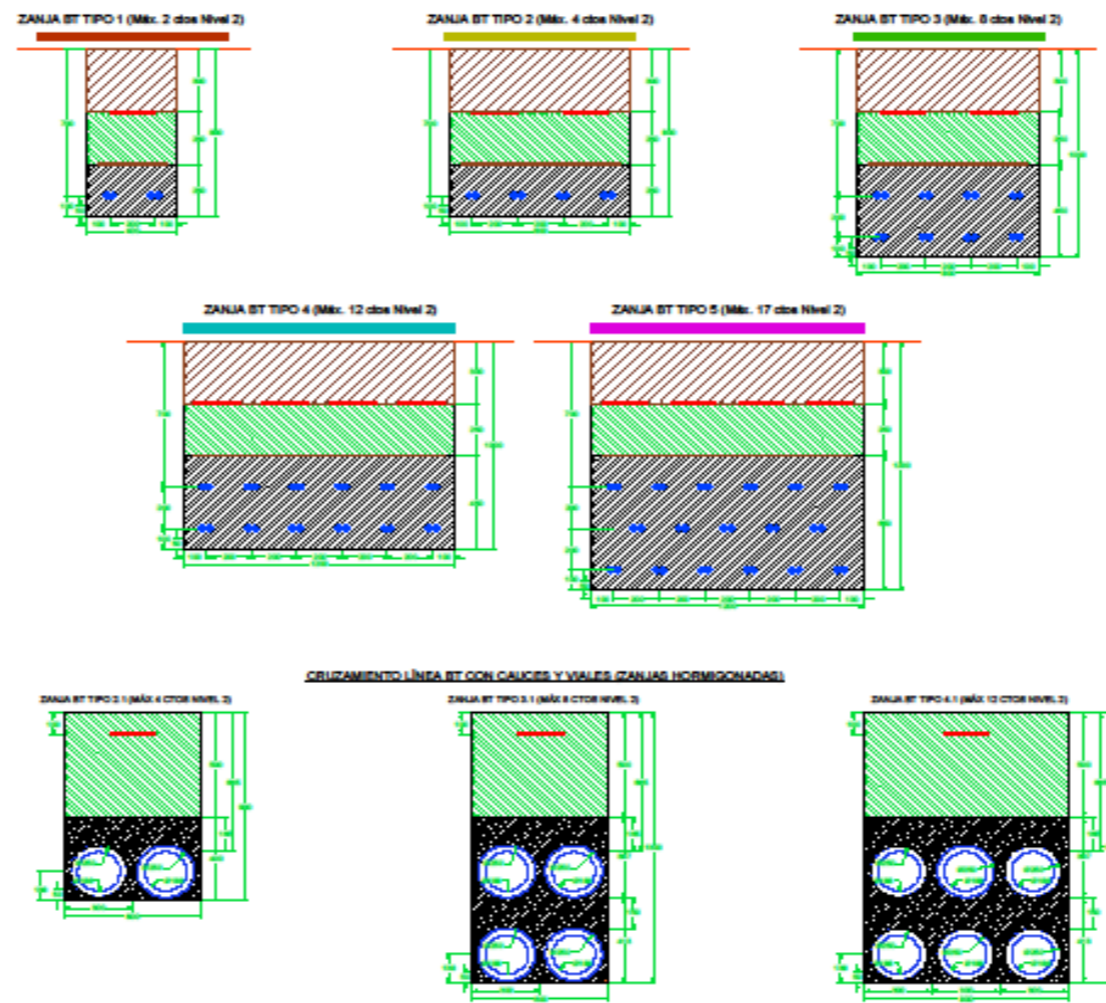
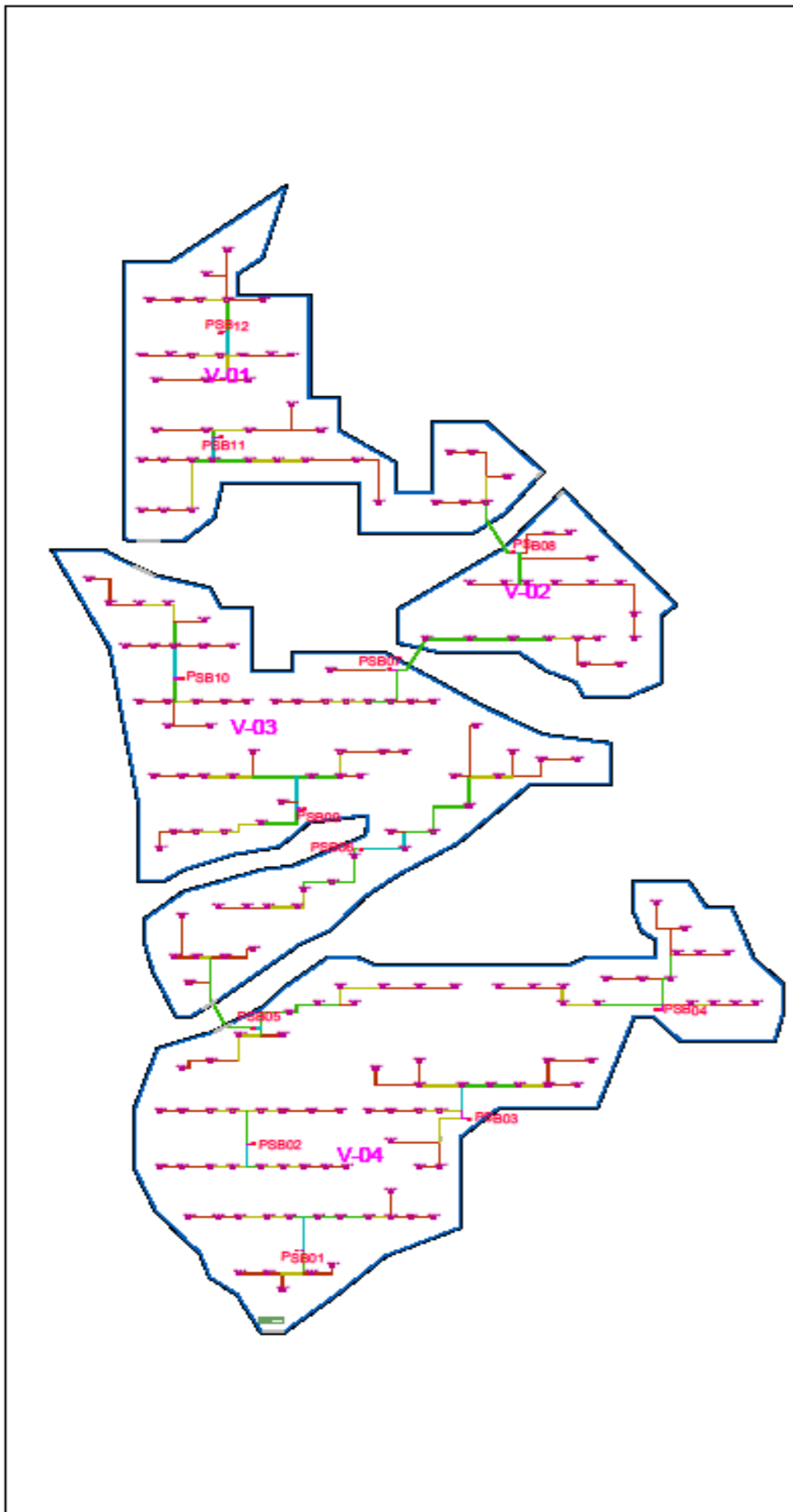
**CELDA DE SALIDA
A SUBESTACIÓN DE
EVACUACIÓN**

**CELDA DE
MEDICION**



Leyenda	
	Conexión
	Conexión mecánica
	Seccionador bajo carga
	Seccionador de puesta a tierra
	Medidor de tensión
	Interruptor de potencia
	Interruptor magnético
	Transformador de tensión
	Transformador de intensidad
	Seccionador
	Transformador
	Barra de extracción
	Interruptor - seccionador bipolar
	Paralelo
	Red de presión de gas, líquido o vapor
	Red de capacitores especiales
	Red de baja tensión
	Red direccional de selectividad de c.a.
	Dispositivo de sincronización

Proyecto "PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA		
Título UNIFILAR CENTRO SECCIONAMIENTO		
Fecha: 15/05/2021		Hoja 1 de 1
Dibujo Número 07		Autor: ÁLVARO LÓPEZ RODRÍGUEZ



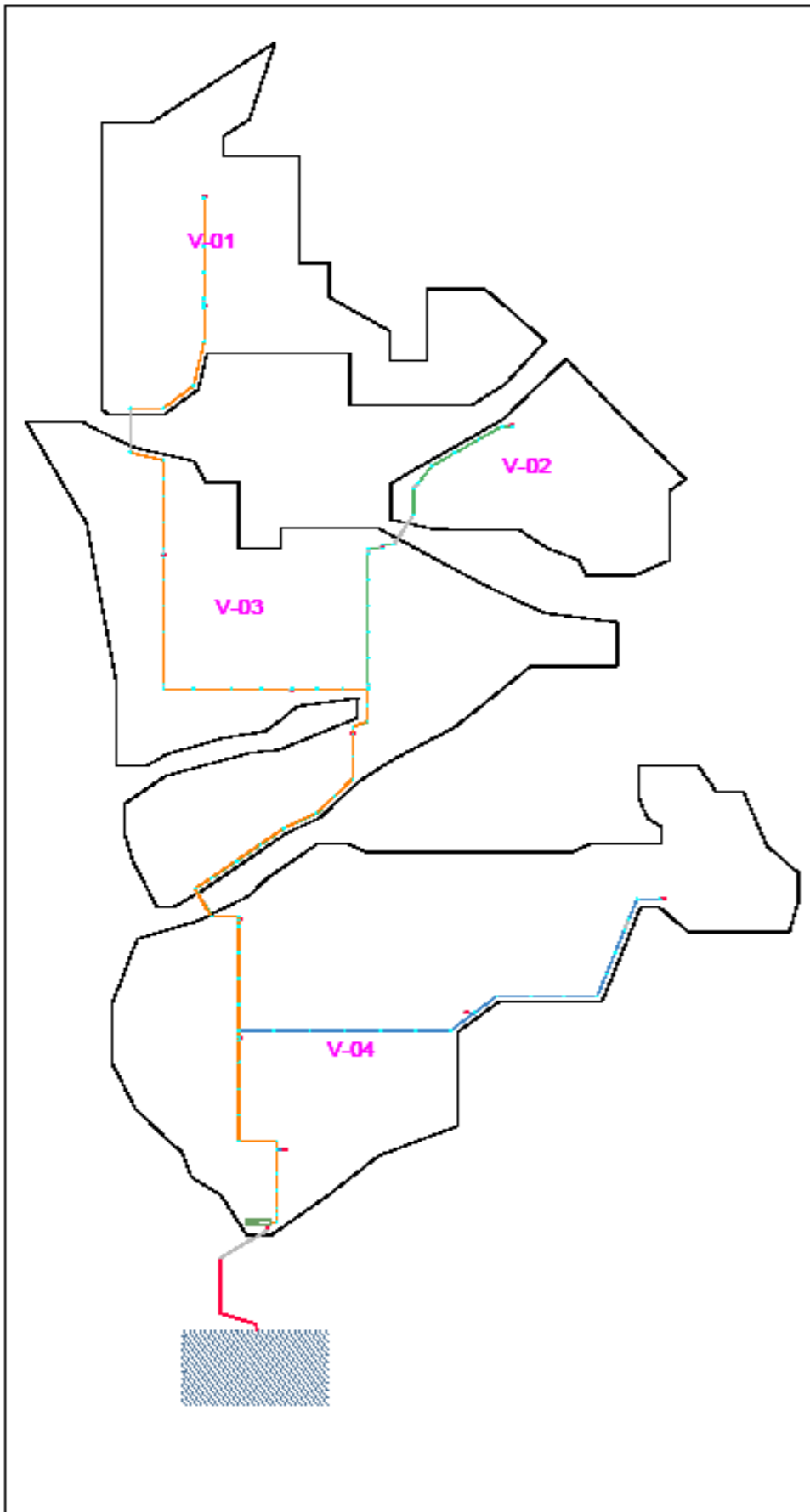
LEYENDA

	TIERRA VEGETAL
	RELLENO CON TIERRAS DE EXCAVACIÓN
	ARENA SELECCIONADA
	HORMIGÓN HM-20
	PLACA PROTECTORA
	CINTA DE SEÑALIZACIÓN
	CIRCUITO NIVEL 2 DIRECTAMENTE ENTERRADO
	TUBO PVC- Øext: 250 mm / Øint: 188 mm

LEYENDA BAJA TENSIÓN

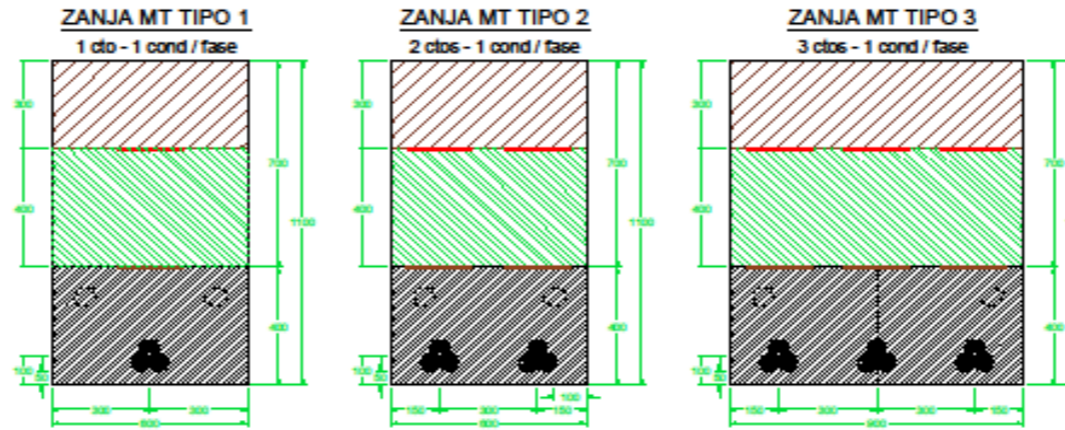
	CAJA DE AGRUPACIÓN DE STRINGS
	ZANJA BT TIPO 1 (MÁX 2 CTOS NIVEL 2)
	ZANJA BT TIPO 2 (MÁX 4 CTOS NIVEL 2)
	ZANJA BT TIPO 3 (MÁX 8 CTOS NIVEL 2)
	ZANJA BT TIPO 4 (MÁX 12 CTOS NIVEL 2)
	ZANJA BT TIPO 5 (MÁX 17 CTOS NIVEL 2)

Proyecto: "PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA		
Título: DETALLES BAJA TENSIÓN		
Escala: 1/40.000	Fecha: 15/05/2021	
ALVARO LÓPEZ RODRÍGUEZ		Dibujo Número: 08
		Hoja: 1 de 1

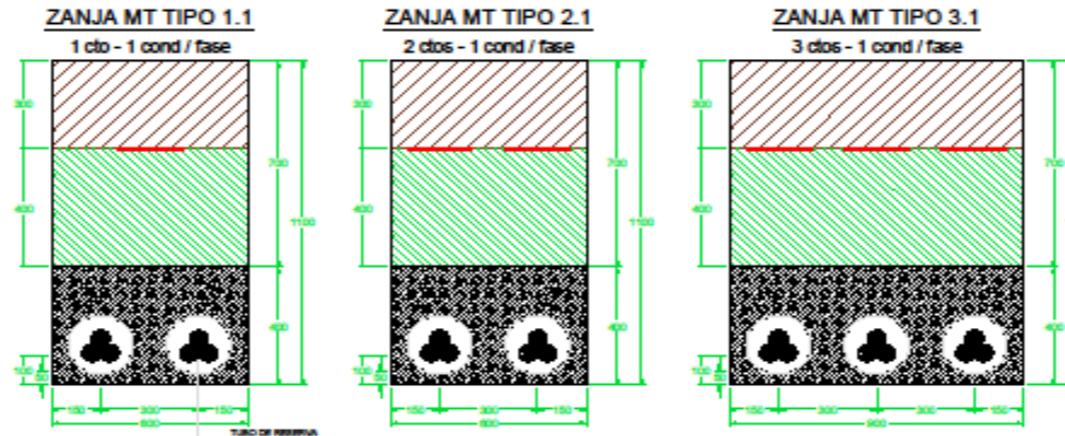


DETALLES DE ZANJAS DE MEDIA TENSIÓN

TRAMOS GENERALES



PASO BAJO CAMINOS (HORMIGONADA)



LEYENDA

- TIERRA VEGETAL
- RELLENO CON TIERRAS DE EXCAVACIÓN
- ARENA SELECCIONADA
- HORMIGÓN HM-20
- PLACA PROTECTORA
- CINTA DE SEÑALIZACIÓN
- CIRCUITO TRIFÁSICO DE 3 CABLES UNIPOLARES

LEYENDA MEDIA TENSIÓN

- CIRCUITO 1 [PSB01-02-03-04]
- CIRCUITO 2 [PSB05-06-07-08]
- CIRCUITO 3 [PSB09-10-11-12]
- ARQUETA M.T.
- PASO MT BAJO CAMINO (HORMIGONADO)

Proyecto: "PLANTA FOTOVOLTAICA CÓRDOBA 50 MWp" T.M. CÓRDOBA			
Título: DETALLES DE MEDIA TENSIÓN			
Escala: 1/40.000	Fecha: 15/05/2021		
ALVARO LÓPEZ RODRÍGUEZ		Dibujo Número: 09	Hoja: 1 de 1

SECCIÓN 3: CONCLUSIONES

El presente trabajo se ha dividido en 2 secciones distintas. La sección 1 trata sobre un estudio comparativo entre 3 tecnologías distintas.

- Variante 1: Tecnología fotovoltaica basada en el empleo de módulos monofaciales con estructuras fijas.
- Variante 2: Tecnología fotovoltaica basada en el empleo de módulos fotovoltaicos monofaciales con seguidores a un eje N-S.
- Variante 3: Tecnología fotovoltaica con módulos bifaciales y seguidores a un eje N-S.

Para hacer un correcto estudio comparativo se ha realizado previamente una simulación para cada variante contemplada. Para ello ha sido necesario realizar un estudio previo sobre las pérdidas que se están produciendo en cada una de las variantes. Una vez realizada la simulación se obtiene que la variante 3, uso de módulos bifaciales con seguidores a un eje N-S, es la que presenta mayores prestaciones en cuanto a rendimiento e inyección de energía a la red eléctrica española (REE) se refiere. No obstante, esto no implica que sea la más atractiva desde un punto de vista financiero.

Posteriormente se ha elaborado un presupuesto para las tres posibilidades y se ha procedido a hacer un estudio comparativo económico. Éste, ha permitido hacer una reflexión sobre las consecuencias que ha tenido la pandemia del COVID-19 en el sector fotovoltaico conectado a red y la gran influencia que tiene sobre ese sector el precio de venta de la energía. Dicho estudio ha concluido que, desde un punto de vista económico, la variante 2, uso de módulos monofaciales con seguidores a un eje, es la alternativa más atractiva.

Una vez obtenida que variante es más atractiva, la variante 2, se procede al diseño del parque en la provincia de Córdoba. Por temas de confidencialidad, no se han escrito las referencias catastrales de las parcelas implicadas. Para un correcto diseño del parque ha sido necesario un previo estudio del terreno para conocer las afecciones que influirán en la geometría del parque fotovoltaico haciendo uso de herramientas como AutoCad, Google Earth o QGis. Esto se verá mejor reflejado en el plano “03 afecciones” adjunto en el presente documento.

Posteriormente se ha procedido a elaborar el layout de la planta para lo cual se ha empleado el software AutoCad tal gracias al cual se han elaborado todos los planos presentes en el proyecto. Una vez éste ha finalizado, se ha realizado de forma detallada el diseño completo del parque propuesto incluyendo toda la obra civil, eléctrica y apartamentada necesaria con sus respectivos cálculos.

REFERENCIAS

- [1] Enerdata. (2020) *Consumo energético mundial | Consumo eléctrico | Enerdata*. Available: <https://datos.enerdata.net/electricidad/datos-consumo-electricidad-hogar.html>. [Accessed: 05-Jul-2021].
- [2] EIA (2020) *International - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. Available: <https://www.eia.gov/international/data/world/total-energy>. [Accessed: 05-Jul-2021]
- [3] Bp (2021) *bp Statistical Review of World Energy 2020*. Available: <https://www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-and-reporting/annual-report.html>. [Accessed: 05-Jul-2021]
- [4] I. Energy Agency (2018) *World Energy Outlook iea.org/weo*. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics>. [Accessed: 05-Jul-2021]
- [5] I. Renewable Energy Agency (2018) *RENEWABLE ENERGY STATISTICS 2018 STATISTIQUES D'ÉNERGIE RENOUVELABLE 2018 ESTADÍSTICAS DE ENERGÍA RENOVABLE 2018 About IRENA*. Available: <https://www.irena.org/Statistics>. [Accessed: 05-Jul-2021]
- [6] José A. Roca, El periódico de la energía (2019) *Los costes de la fotovoltaica caen un 80% en los últimos cinco años – El Periodico de la Energía*. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-la-fotovoltaica-caen-un-80-en-los-ultimos-cinco-anos/>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [7] FundsPeopleEspaña (24/07/2019) *La curva de pato o cómo la adopción de energías renovables a gran escala conlleva sus propios problemas*. Available: <https://fundspeople.com/es/la-curva-de-pato-o-como-la-adopcion-de-energias-renovables-a-gran-escala-conlleva-sus-propios-problemas/>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [8] Deloitte (2021) *Tendencias globales de las energías renovables*. Available: <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/energy-and-resources/articles/tendencias-energias-renovables.html>. [Accessed: 05-July-2021]
- [9] Efimarket (13/05/2015) *Radiación solar en España [Fotografía]* Available: <https://www.efimarket.com/blog/radiacion-solar-en-espana/>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [10] Aprende Ciencia y Tecnología (03/12/2019) *¿Qué es y cómo se calculan el ángulo de acimut y el ángulo de inclinación en las instalaciones solares fotovoltaicas?* Available: <https://aprendecienciaytecnologia.com/2019/12/03/que-es-y-como-se-calculan-el-angulo-de-acimut-y-el-angulo-de-inclinacion-en-las-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [11] Javier Guerreo Pérez, Irene Muñoz Benavente (2019) *The Bifacial Year*. Available: https://soltec.com/wp-content/uploads/2019/11/BiTEC-whitepaper-4_en.pdf . [Accessed: 25-Jun-2021].
- [12] ktrsolar (2020) *estructuras fijas 2v*. [Fotografía] Available: <https://ktrsolar.com/productos/estructura-fija-monoposte-paneles-solares/> [Accessed: 22-Jun-2021].
- [13] La energía solar (2019) *tipología seguidores solares*. [Fotografía] Available: <https://www.laenergiasolar.org/energia-fotovoltaica/seguidor-solar/>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [14] Inarquía (2021) *Paneles Solares Bifaciales: Qué son, Ventajas y Precios*. Available: <https://inarquia.es/panel-solar-bifacial-que-es-ventajas-precios/>. [Accessed: 05-Jul-2021].
- [15] Julián Pérez Porto y María Merino (2017) *Definición de albedo - Qué es, Significado y Concepto*. Available: <https://definicion.de/albedo/>. [Accessed: 22-Jun-2021].

- [16] PVPS Task, *Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications 2021 Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems PVPS*, 2020 Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-14_2021-Bifacial-Photovoltaic-Modules-and-Systems-report.pdf Accessed: [22-Jun-2021]
- [17] J. Castro Martínez, (2019) *Análisis de pérdidas por suciedad en plantas fotovoltaicas*. [Trabajo fin de master, Universidad Carlos III de Madrid] Available: <https://www.researchgate.net/profile/Jesus-Castro-Martinez> [Accessed: 25-Jun-2019]
- [18] Amara Solar Renovables (2020) *Enemigos de la Fotovoltaica - Efecto LID - Amara-e*. Available: <https://www.amara-e.com/efecto-lid-fotovoltaica/>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [19] LongiSolar (2021) *Hi-MO4*. Available: https://en.longi-solar.com/home/products/Hi_MO4.html. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [20] AxcitecSolar (2021) *Solarmodule von Axitec | Axitecsolar*. Available: <https://www.axitecsolar.com/us/solar-modules-from-axitec>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [21] QA.Blog (19/11/2010) *El efecto Mismatching o de acoplamiento en fotovoltaica – Quinto Armónico*. Available: <https://quintoarmonico.es/2010/11/19/el-efecto-mismatching-o-de-acoplamiento-en-fotovoltaica/>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [22] Omie (28/01/2021) *Informe Anual 2020* Available: https://www.omie.es/sites/default/files/2021-01/informe_anual_2020_es.pdf. [Accessed: 22-Jun-2021]
- [23] Omie (20/02/2020) *Informe Anual 2019* Available: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [24] AxcitecSolar (2021) *Solarmodule von Axitec | Axitecsolar*. Available: <https://www.axitecsolar.com/us/solar-modules-from-axitec>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [25] Soltec, (2020) *Technical Datasheet SOLTEC SF7 single axis*. Available: <https://soltec.com/wp-content/uploads/2021/02/Datasheet-SF7.V7.pdf>. [Accessed: 22-Jun-2021].
- [26] Sungrow (2019) *Technical Datasheet SG3400/3125/2500HV-20* Available: <https://en.sungrowpower.com/productDetail/1803>. [Accessed: 22-Jun-2021]
- [27] Ingeteam *Cuadro de conexión - INGECON SUN 160-240-320 - Ingeteam*. [Fotografía] Available: <https://www.archiexpo.es/prod/ingetam/product-108681-1796489.html>. [Accessed: 27-Jun-2021].
- [28] “CABLE AL VOLTALENE H 12/20 kV, 18/30 kV.” [Fotografía] Available: <https://studylib.es/doc/5134018/cable-al-voltalene-h-12-20-kv--18-30-kv>. [Accessed: 27-Jun-2021].
- [29] Andrés Granero (2017) *Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos: Puesta a tierra de pantallas en cables aislados subterráneos de alta tensión*. [Fotografía] Available: <http://imseingenieria.blogspot.com/2017/01/puesta-tierra-de-pantallas-en-cables.html>. [Accessed: 27-Jun-2021].
- [30] Victor Yepes (15/04/2016) *Introducción a la Perforación Horizontal Dirigida (PHD) – El blog de Víctor Yepes*. [Fotografía] Available: <https://victoryepes.blogs.upv.es/2016/04/15/introduccion-a-la-perforacion-horizontal-dirigida-phd/>. [Accessed: 27-Jun-2021].
- [31] Exchellent Class Solar (n.d) *H1Z2Z2-K - Libre de halógenos, 1.8 kV DC - 0,6/1 kV AC*. Available: <http://www.cabletelandalucia.com/assets/h1z2z2k-general-cable.pdf>
- [32] M. Angel and R. Pozueta, (2010) *CIRCUITOS DE CORRIENTE ALTERNA TRIFÁSICA ‘ELECTROTECNIA PARA INGENIEROS NO ESPECIALISTAS’ UNIVERSIDAD DE CANTABRIA DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA*. [Trabajo académico, Universidad de Cantabria] Available: <https://personales.unican.es/rodrigma/PDFs/Trif%El1sica.pdf> [Accessed: 25-Jun-2021]

