



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES
DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA
ÁREA DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA

TRABAJO FIN DE GRADO

Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a red y recarga de vehículos eléctricos

Grado en Ingeniería Eléctrica

Autor: Omar El Lahiani Skatou

Tutora: Davinia Trujillo Aguilera

MÁLAGA, septiembre de 2023

RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene por objeto el diseño y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo conectada a la red de distribución. Esta instalación se ubicará en la cubierta de una nave industrial situada en el municipio de Mijas.

En la memoria del proyecto se llevará a cabo una descripción técnica de las diferentes partes que compondrán la instalación; así como los cálculos necesarios para su justificación. Se realizará un estudio para determinar el tamaño de la instalación y la modalidad de autoconsumo de las disponibles en la normativa vigente, en función de los excedentes generados.

Además, se llevará a cabo una evaluación completa de la viabilidad del proyecto mediante un análisis energético y económico. Esta metodología permitirá evaluar tanto la producción estimada de la instalación fotovoltaica como el nivel de autoconsumo alcanzado en la nave industrial. Paralelamente, el análisis económico se enfocará en determinar el presupuesto necesario para la implementación de la instalación y contrastarlo con los ahorros económicos generados a lo largo del tiempo.

El proyecto cuenta además con un segundo objetivo, que es el dimensionado de tres puntos de recarga de vehículos eléctricos, para el cual se justificará el tipo de recarga seleccionado y los componentes que formarán parte de la instalación.

Palabras Clave: instalación fotovoltaica, autoconsumo, conexión a red, excedentes, paneles solares, inversor, puntos de recarga, vehículo eléctrico.

ABSTRACT

The present Bachelor's Final Degree Project aims to address the design and sizing of a photovoltaic solar installation for self-consumption, connected to the distribution grid. This installation will be situated on the roof of an industrial warehouse located in the municipality of Mijas.

Within the project's report, a technical description of the various components that will constitute the installation will be carried out, along with the necessary calculations for its justification. A study will be conducted to determine the installation's size and the self-consumption modality, as per the options available in the current regulations, based on the surplus generated.

Furthermore, a comprehensive evaluation of the project's feasibility will be conducted through an energy and economic analysis. This methodology will allow for the assessment of both the estimated production of the photovoltaic installation and the level of self-consumption achieved in the industrial warehouse. Simultaneously, the economic analysis will focus on determining the budget required for the installation's implementation and contrasting it with the economic savings generated over time.

The project also includes a secondary objective, which involves the sizing of three electric vehicle charging stations. The chosen charging type and the components that will form part of the installation will be justified for this purpose.

Keywords: photovoltaic installation, self-consumption, grid connection, surplus, solar panels, inverter, charging points, electric vehicle.

Índice General

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

Índice General

Índice de Figuras.....	17
Índice de Tablas.....	21

CAPÍTULO 1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1. OBJETO.....	25
1.2. ALCANCE	25
1.3. EMPLAZAMIENTO	26
1.4. NORMAS Y REFERENCIAS.....	27
1.4.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS	27
1.4.2. BIBLIOGRAFÍA	29
1.5. ANTECEDENTES.....	31
1.5.1. ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO ACTUAL	31
1.5.2. ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO CON LA INSTALACION DE PUNTOS DE RECARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	33
1.6. MODALIDADES DE AUTOCONSUMO	35
1.6.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	36
1.7. REQUISITOS DE DISEÑO	37
1.8. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	38
1.8.1. PANEL FOTOVOLTAICO	38
1.8.2. POTENCIA PICO TOTAL A INSTALAR	39
1.8.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMAS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	39
1.8.4. INVERSOR	43
1.8.5. ESTRUCTURA SOPORTE	45
1.8.6. CABLEADO	46
1.8.6.1. TRAMO DE CC	46
1.8.6.2. TRAMO DE CA	47
1.8.7. PROTECCIONES	47

1.8.7.1. PROTECCIONES EN EL TRAMO DE CC	47
1.8.7.2. PROTECCIONES EN EL TRAMO DE CA	49
1.8.8. PUESTA A TIERRA.....	49
1.9. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	51
1.9.1. TIPOS DE RECARGA.....	51
1.9.2. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN	53
1.9.3. PREVISIÓN DE CARGAS	55
1.9.4. DESCRIPCIÓN DEL PUNTO DE RECARGA.....	56
1.9.5. CARGADOR	58
1.9.6. CABLEADO	59
1.9.6.1. CABLEADO ENTRE EL CGBT Y EL CUADRO ELÉCTRICO SECUNDARIO	59
1.9.6.2. CABLEADO ENTRE EL CUADRO SECUNDARIO Y LOS PUNTOS DE RECARGA	59
1.9.7. PROTECCIONES	59
1.9.7.1. PROTECCIONES EN EL TRAMO DE CA.....	59
1.9.8. PUESTA A TIERRA.....	61
1.10. ANÁLISIS DE VIABILIDAD	62
1.10.1. ESTUDIO ENERGÉTICO	62
1.11. ESTUDIO ECONÓMICO	68
1.11.1. ANÁLISIS ENERGÉTICO-ECONÓMICO	68
1.11.2. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	71

CAPÍTULO 2. ANEXOS

ANEXO I. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	79
2.1.1.1. NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE POR STRING	79
2.1.1.2. NUMERO DE STRINGS EN PARALELO	81
2.1.2. CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO	83
2.1.2.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	89
2.1.2.2. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	89
2.1.3. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES	90
2.1.3.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	91

2.1.3.2. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	93
2.1.4. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	94
ANEXO II. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	
2.2.1. OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	99
2.2.2. DATOS GENERALES DEL PROYECTO	99
2.2.3. JUSTIFICACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO	99
2.2.4. DATOS GENERALES DE LA OBRA.....	100
2.2.4.1. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA.....	100
2.2.4.2. FASES PREVISTAS EN LA OBRA	100
2.2.5. MAQUINARIA PREVISTA EN LA OBRA.....	100
2.2.6. NORMATIVA	101
2.2.7. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RIESGOS LABORALES	101
2.2.7.1. ANÁLISIS DE LOS RIESGOS LABORALES CLASIFICADOS POR FASES DE OBRA.....	101
2.2.8. COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD	106
2.2.9. OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS.....	107
2.2.10. LIBRO DE INCIDENCIAS	107
2.2.11. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS	108
2.2.12. DERECHO DE LOS TRABAJADORES	108
ANEXO III. FICHAS TÉCNICAS	

CAPÍTULO 3. PLANOS

CAPÍTULO 4. PLIEGO DE CONDICIONES

4.1. CONDICIONES GENERALES.....	149
4.1.1. OBJETO	149
4.1.2. ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	149
4.1.3. CONTRADICCIONES, OMISIONES Y ERRORES	149
4.1.4. DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS.....	149
4.1.5. COMPATIBILIDAD Y RELACIÓN ENTRE LOS DOCUMENTOS.....	150
4.1.6. NORMAS Y REGLAMENTOS	150
4.2. CONDICIONES FACULTATIVAS	150

4.2.1. PROMOTOR	150
4.2.2. CONTRATISTA	151
4.2.3. PLAZO DE EJECUCIÓN Y PRÓRROGAS.....	152
4.2.4. MEDIOS HUMANOS Y MATERIALES EN OBRA	152
4.2.5. SUBCONTRATAS.....	152
4.2.6. DEFECTOS DE OBRA Y VICIOS OCULTOS.....	152
4.2.7. TRABAJOS NO ESTIPULADOS	153
4.2.8. PROYECTISTA	153
4.2.9. DIRECTOR DE OBRA	153
4.2.10. DOCUMENTACIÓN DE LA OBRA	153
4.2.11. REPLANTEO Y ACTA DE REPLANTEO.....	154
4.2.12. RECEPCIÓN DE LA OBRA	154
4.3. CONDICIONES ECONÓMICAS	155
4.3.1. ABONO DE LA OBRA	155
4.3.2. PRECIOS	155
4.3.3. REVISIÓN DE PRECIOS.....	156
4.3.4. SANCIONES	156
4.4. CONDICIONES TÉCNICAS.....	156
4.4.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	156
4.4.2. ESTRUCTURA SOPORTE	157
4.4.3. INVERSOR	158
4.4.4. CABLEADO	159
4.4.5. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	160
4.4.6. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	161
4.4.7. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA	163

CAPÍTULO 5. MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Índice de Figuras

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

Índice de Figuras

<i>Figura 1. Emplazamiento de la nave industrial de la empresa Maderas Santaella S.L...</i>	26
<i>Figura 2. Tarifas de acceso</i>	31
<i>Figura 3. Calendario de las tarifas eléctricas de empresas para la península</i>	32
<i>Figura 4. Consumo medio diario (kWh) para un día típico del mes de marzo de 2022 .</i>	33
<i>Figura 5. Cubierta total disponible para la instalación fotovoltaica</i>	37
<i>Figura 6. Orientación de la nave industrial.</i>	40
<i>Figura 7. Inclinación de la cubierta.....</i>	40
<i>Figura 8. Instalación solar fotovoltaica con módulos coplanares</i>	42
<i>Figura 9. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M2 Trifásico de 100 kWn</i>	43
<i>Figura 10. Estructura de soporte coplanar del fabricante SUNFER.....</i>	45
<i>Figura 11. Seccionadores incorporados en el inversor Huawei SUN2000-100KTL-M2 ..</i>	48
<i>Figura 12. Modo de recarga 1 o Schuko</i>	51
<i>Figura 13. Modo de recarga 2 o Carga Lenta.....</i>	52
<i>Figura 14. Modo de recarga 3 o Carga Semi-Rápida</i>	52
<i>Figura 15. Modo de recarga 4 o Carga Rápida</i>	53
<i>Figura 16. Esquema 4b: instalación con circuito o circuitos adicionales para la recarga del vehículo</i>	54
<i>Figura 17. Conexión del vehículo eléctrico a la estación de recarga mediante un cable terminado en un conector.....</i>	54
<i>Figura 18. Conector Tipo 2 o Mennekes</i>	57
<i>Figura 19. Consumo medio diario (kWh) para día típico del mes de marzo de 2022</i>	62
<i>Figura 20. Gráfica del balance energético de la instalación FV.</i>	63
<i>Figura 21. Balance energético para un día típico del mes de marzo de 2022.....</i>	64
<i>Figura 22. Balance energético con puntos de recarga de VE para un día típico del mes de marzo de 2022.</i>	66
<i>Figura 23. Curva de producción en función de la orientación.</i>	67
<i>Figura 24. Tarifas de acceso para empresas</i>	68
<i>Figura 25. Calendario de las tarifas eléctricas de empresas para la península</i>	68
<i>Figura 26. Flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica.....</i>	72
<i>Figura 27. Efecto de la temperatura en los parámetros eléctricos de un panel solar....</i>	79

Índice de Tablas

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. Ubicación de la instalación.</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 2. Consumo medio diario (kWh) para un día típico de cada uno de los meses</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 3. Consumo energético anual de la nave industrial y los puntos de recarga</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 4. Características principales del módulo JinkoSolar Tiger Pro 72HC.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 5. Posibles configuraciones para la instalación de los módulos fotovoltaicos.</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 6. Energía FV generada (kWh).</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 7. Características técnicas del inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M2.</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 8. Sección de los conductores de protección</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 9. Potencias instaladas normalizadas de los circuitos de recarga colectivos.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 10. Puntos de conexión posibles a instalar en función de la ubicación</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 11. Especificaciones técnicas del poste de carga Siemens VersiCharge.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 12. Balance energético de la instalación FV.</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 13. Balance energético anual del sistema.</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 14. Balance energético de la instalación FV y puntos de recarga de VE.</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 15. Gráfica del balance energético de la instalación FV + puntos de recarga</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 16. Balance energético anual del sistema con puntos de recarga para VE.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 17. Precio del término de energía y potencia para cada uno de los periodos.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 18. Desglose de los consumos por periodo y su correspondiente coste mensual sin instalación FV.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 19. Desglose de los consumos por periodo y su correspondiente coste mensual con instalación FV.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 21. Análisis de la factura eléctrica con instalación FV.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 20. Análisis de la factura eléctrica sin instalación FV.</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 22. Comparativa de la factura eléctrica con instalación FV.</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 23. Indicadores de rentabilidad.</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 24. Evolución económica de la inversión.</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 25. Coeficientes de variación de los parámetros en función de la temperatura del panel JinkoSolar Tiger Pro 72HC</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 26. Valores de intensidades máximas admisibles por entrada y MPPT.</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 27. Intensidades admisibles para cables de cobre instalados al aire</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 28. Intensidades admisibles para cables de cobre enterrados.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 29. Factor de corrección para instalaciones al aire y temperatura distinta.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 30. Factor de corrección por agrupamiento de conductores</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 31. Sección de los cables para el tramo entre los paneles FV y el inversor.</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 32. Sección del cable para el tramo entre el inversor y el cuadro general de baja tensión (CGBT).....</i>	<i>89</i>

<i>Tabla 33. Sección del cable para el tramo entre el CGBT y el cuadro eléctrico sec.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 34. Sección de los cables para el tramo entre el cuadro eléctrico secundario y cada una de las estaciones de recarga.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 35. Resistencia de tierra máxima en función de la sensibilidad del diferencial. ..</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 36. Resistencia de tierra máxima recomendada (ITC-BT-26)</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 37. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 38. Datos generales del proyecto.</i>	<i>99</i>

CAPÍTULO 1

MEMORIA DESCRIPTIVA

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

1.1. OBJETO

El objetivo principal de este proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red de distribución, así como la infraestructura necesaria para la recarga de vehículos eléctricos.

La instalación fotovoltaica en cuestión pretende cubrir, en la medida de lo posible, tanto la demanda energética de la nave industrial como de los puntos de recarga de vehículos eléctricos. De este modo, se busca lograr un ahorro energético que derive en un ahorro en la factura eléctrica.

Para lograr el objetivo principal, se plantean los siguientes objetivos parciales:

Dimensionado y definición de las condiciones técnicas necesarias, acordes a la normativa vigente, de una instalación solar fotovoltaica de 100 kWn dispuesta sobre la cubierta de la nave logística y acogida a la modalidad de compensación de excedentes.

Diseño y estudio de los requisitos técnicos para la instalación de tres puntos de recarga de vehículos eléctricos de 11 kW cada uno y ubicados en el aparcamiento exterior de la nave, de tal forma que puedan cubrir las necesidades de la flota de vehículos de la propia empresa, así como de los distintos clientes.

Análisis de la viabilidad del proyecto mediante un estudio energético y económico. De esta manera, se podrá analizar la producción de la instalación fotovoltaica, así como el grado de autoconsumo de la nave industrial y los puntos de recarga de vehículos eléctricos.

El estudio económico permitirá determinar el presupuesto de la instalación y compararlo con el ahorro económico producido por la misma, permitiendo así evaluar la rentabilidad del proyecto mediante parámetros económicos como el VAN o el TIR.

1.2. ALCANCE

El alcance de este proyecto engloba los siguientes puntos:

- Cálculo y diseño de la instalación solar fotovoltaica.
- Cálculo y diseño de los puntos de recarga de vehículos eléctricos.
- Ejecución de planos de las instalaciones.
- Mediciones y presupuesto.
- Estudio básico de seguridad y salud.
- Pliego de condiciones.

En este documento se establecen y justifican todos los datos que permitan la ejecución de la instalación solar fotovoltaica proyectada, así como la infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos. Por tanto, el presente Proyecto ha de servir como Documentación técnica necesaria, tanto para la realización del mismo como para la obtención de los correspondientes Permisos Administrativos para su posterior Puesta en Funcionamiento.

1.3. EMPLAZAMIENTO

La instalación fotovoltaica objeto de este proyecto se diseña sobre la cubierta de la nave logística de la empresa Maderas Santaella, S.L. ubicada en el término municipal de Mijas (Málaga) y que cuenta con una superficie útil en cubierta de 3750 m². Por otro lado, la instalación de recarga de vehículos se ubicará en el aparcamiento exterior de la empresa. Concretamente, los datos de su ubicación son los siguientes (Tabla 1):

DATOS DE UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN	
Provincia	Málaga
Municipio	Mijas
Dirección	Camino Viejo de Coín, km. 1
Código Postal	29651
Referencia Catastral	2653106UF5425S0001BJ
Latitud	36.5400° N
Longitud	-4.6478° O

Tabla 1. Ubicación de la instalación.

El emplazamiento donde se ubicará la instalación fotovoltaica es el siguiente (Figura 1):



Figura 1. Emplazamiento de la nave industrial de la empresa Maderas Santaella S.L. Adaptada de [1].

1.4. NORMAS Y REFERENCIAS

1.4.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS

El presente proyecto recoge la normativa aplicable a los materiales, equipos y el cálculo de los mismos, dando con ello cumplimiento a las disposiciones exigidas para la instalación fotovoltaica y la instalación de puntos de recarga de vehículos eléctricos.

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. De aplicación a: Instalaciones de potencia inferior a 100 kW (Art. 2).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, y sus modificaciones.
- Real Decreto 1124/2021, de 21 de diciembre, por el que se aprueba la concesión directa de ayudas para la ejecución de los programas de incentivos para la implantación de instalaciones de energías renovables térmicas en diferentes sectores de la economía, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- Real Decreto 1183/2020 de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 134/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. En concreto en este proyecto se hace uso de su documento básico de ahorro de energía (DB-HE-5) por el que se establece las reglas y

procedimientos que permiten cumplir las exigencias para la contribución mínima de energía solar fotovoltaica.

- Real Decreto 542/2020, de 26 de mayo, por el que se modifican y derogan diferentes disposiciones en materia de calidad y seguridad industrial.
- Reglamento 2016/364, de 1 de julio, relativo a la clasificación de las propiedades de reacción al fuego de los productos de construcción de conformidad con el Reglamento (UE) nº 305/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo.
- Resolución de 05/12/2018, de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueban especificaciones particulares y proyectos tipo de Endesa Distribución Eléctrica, SLU.
- Resolución de 05/05/2005, por la que se aprueban las Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de la empresa distribuidora de energía eléctrica, Endesa Distribución, SLU, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Andalucía.
- Instrucción de 21/01/2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.
- Circular de 23/11/2007, instalación de bandejas porta cables en locales de pública concurrencia.
- Orden de 26/03/2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos” del reglamento electrotécnico para baja tensión.
- UNE EN 61173 sobre Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía - Guía.
- UNE EN 61194 sobre Parámetros característicos de sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos. Cualificación del diseño y aprobación tipo.

- UNE EN 61683 sobre Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE EN 61724 sobre Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE EN 61727 sobre Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

1.4.2. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Google maps*. Disponible en: <https://www.google.es/maps/@36.5400715,4.6478356,105m/data=!3m1!1e3?entry=ttu>. Último acceso: septiembre 2023.
- [2] *Endesa, S.A.* Disponible en: <https://www.endesa.com/es/empresas/tarifas-acceso-luz-empresas>. Último acceso: septiembre 2023.
- [3] IDAE, *Guía profesional de tramitación del autoconsumo*. Disponible en: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>. Último acceso: septiembre 2023.
- [4] Ministerio de Industria y Energía, “Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”. BOE, de 6 de abril de 2019. Consultado: septiembre de 2023. Disponible en: <http://www.boe.es>.
- [5] Jinko Solar. Disponible en: <https://jinkosolarcdn.shwebpace.com>. Último acceso: septiembre 2023.
- [6] PVGIS, *Photovoltaic Geographical Information System*. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/. Último acceso: septiembre 2023.
- [7] Oscar Perpiñán, *Energía solar fotovoltaica.*, 2018.
- [8] Izaskun Izairoz Latasa, *Análisis de la potencia disipada y temperatura que alcanza una célula fotovoltaica.*, 2011.

- [9] Huawei. Disponible en: <https://cdn.autosolar.es/Ficha-tecnica-Huawei-100KTL-M2/>. Último acceso: septiembre 2023.
- [10] Código Técnico de la Edificación (CTE), *Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE)*. 2006.
- [11] Sunfer Energy. Disponible en: <https://sunferenergy.com/>. Último acceso: septiembre 2023.
- [12] Boletín Oficial del Estado (2002). Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- [13] Lugenergy. Disponible en: <https://www.lugenergy.com/modos-de-recarga-vehiculos-electricos/>. Último acceso: septiembre 2023.
- [14] Siemens. *AC Charging System*. Disponible en: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/emobility/versicharge.html>. Último acceso: septiembre 2023.
- [15] Unión Española Fotovoltaica (UNEF), "*Análisis del impacto de la bajada de la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo fotovoltaicas, definidas según la orden IET1045/2014 y ETU130/2017.*" 2018.
- [16] Dirección general de economía y estadística, "*Proyecciones macroeconómicas de la economía española 2018-2020.*" Banco de España. Eurosistema, 2018.

1.5. ANTECEDENTES

1.5.1. ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO ACTUAL

La empresa Maderas Santaella es un referente en el sector de la carpintería, en especial en el corte y mecanizado de todo tipo de maderas. Es por ello por lo que cuenta con alrededor de una treintena de maquinarias punteras en el sector que se encargan desde la fabricación y acabado de los productos hasta su transporte y almacenaje.

Debido a la amplia automatización de los procesos en la nave industrial, la maquinaria disponible requiere de un alto consumo energético, el cual es aportado mediante un suministro de baja tensión a 400 V, conectado a la red eléctrica de distribución, propiedad de e-Distribución Redes Digitales, S.L.U.

La empresa dispone de una potencia contratada de 65 kW y se encuentra acogida a la tarifa de acceso 3.0TD, tarifa indicada para empresas e industrias con necesidades de baja tensión ($\leq 1\text{kV}$) que, en este caso, necesitan potencias superiores a los 15kW [2]. Mediante esta modalidad se amplían a 6 los periodos de discriminación horaria, tanto en potencia como en energía (Figura 2).

Peajes circular				
	Tarifa	Potencia contratada	Periodos	
			Potencia	Energía
BT	3.0TD*	P > 15kW	6	6
AT	6.1TD	Sin umbral de potencia**	6	6
	6.2TD		6	6
	6.3TD		6	6
	6.4TD		6	6
	6.4TD		6	6

Figura 2. Tarifas de acceso [2].

Dicha tarifa distingue las horas del día en 6 periodos (del P1 al P6), teniendo en cuenta el día de la semana y la temporada (Figura 3). El periodo P1 es el más caro y el P6 el más barato. El periodo P6 (el más barato) siempre se halla de 00h a 08h, salvo los fines de semana y festivos nacionales, que mantienen el precio más barato las 24 horas.

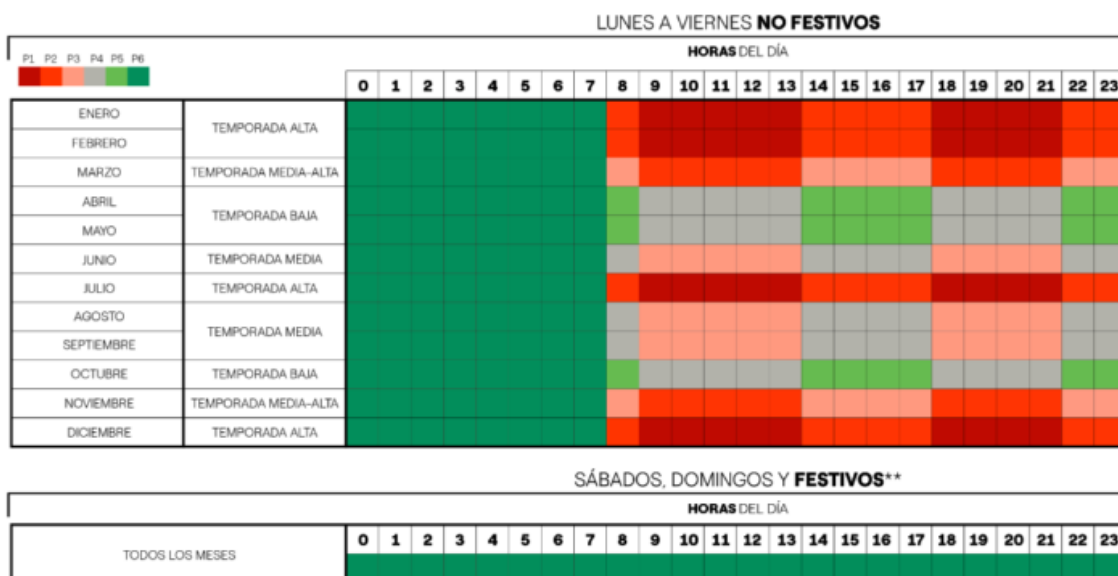


Figura 3. Calendario de las tarifas eléctricas de empresas para la península [2].

El cliente ha facilitado las facturas eléctricas correspondientes al último año natural (2022) y mediante las cuales se puede analizar el consumo energético de la nave industrial y así caracterizar el perfil de demanda energética. En la Tabla 2, se puede observar una tabla referente al consumo medio diario por horas para cada uno de los meses del año, así como su distribución en los distintos periodos. Se puede apreciar como los consumos se mantienen prácticamente constantes a lo largo del año con un total de **317184 kWh/año** de energía consumida.

Tabla 2. Consumo medio diario (kWh) para un día típico de cada uno de los meses. Año 2022.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Dic.
kWh/mes	27628	23767	26658	25842	26433	26582	27396	26820	26021	27121	26514	26402
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
kWh/día	891,23	848,82	859,94	861,40	852,68	886,07	883,74	865,16	867,37	874,87	883,80	851,68
Consumo medio diario por horas (kWh)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Dic.
0:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
1:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
2:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
3:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
4:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
5:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
6:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
7:00	37,8	36,0	36,4	36,5	36,1	37,5	37,4	36,6	36,7	37,1	37,4	36,1
8:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
9:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
10:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
11:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
12:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
13:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
14:00	31,8	30,3	30,7	30,7	30,4	31,6	31,5	30,9	30,9	31,2	31,5	30,4
15:00	43,7	41,7	42,2	42,3	41,9	43,5	43,4	42,5	42,6	42,9	43,4	41,8
16:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
17:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
18:00	61,6	58,7	59,4	59,5	58,9	61,2	61,1	59,8	60,0	60,5	61,1	58,9
19:00	52,7	50,2	50,8	50,9	50,4	52,4	52,2	51,1	51,2	51,7	52,2	50,3
20:00	31,8	30,3	30,7	30,7	30,4	31,6	31,5	30,9	30,9	31,2	31,5	30,4
21:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
22:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
23:00	13,9	13,2	13,4	13,4	13,3	13,8	13,8	13,5	13,5	13,7	13,8	13,3
Total	891,2	848,8	859,9	861,4	852,7	886,1	883,7	865,2	867,4	874,9	883,8	851,7
P1 (kWh/día)	468,0	445,7	0,0	0,0	0,0	0,0	464,0	0,0	0,0	0,0	0,0	447,2
P2 (kWh/día)	288,2	274,4	451,5	0,0	0,0	0,0	285,7	0,0	0,0	0,0	464,1	275,4
P3 (kWh/día)	0,0	0,0	278,0	0,0	0,0	465,2	0,0	454,3	455,4	0,0	285,8	0,0
P4 (kWh/día)	0,0	0,0	0,0	452,3	447,7	286,5	0,0	279,7	280,4	459,4	0,0	0,0
P5 (kWh/día)	0,0	0,0	0,0	278,5	275,7	0,0	0,0	0,0	0,0	282,9	0,0	0,0
P6 (kWh/día)	135,1	128,7	130,4	130,6	129,3	134,3	134,0	131,2	131,5	132,6	134,0	129,1

La nave industrial se encuentra operativa a lo largo de dos turnos de trabajo, esto se traduce en un periodo de actividad comprendido entre las 07h a 21h (Figura 4). Cabe mencionar como en ningún momento se sobrepasa la potencia contratada de 65 kW evitando así penalizaciones por exceso de potencia.

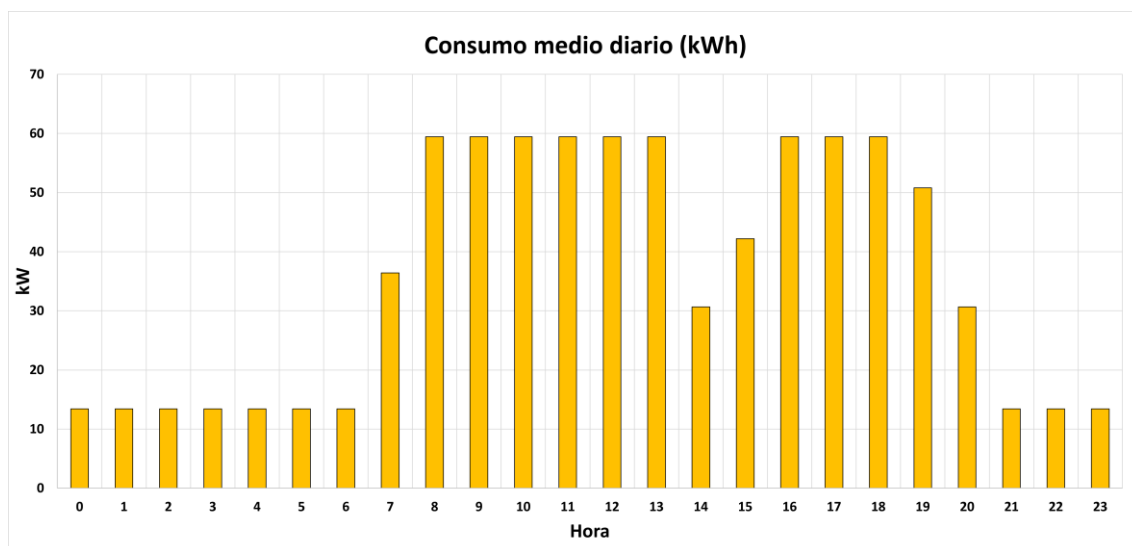


Figura 4. Consumo medio diario (kWh) para un día típico del mes de marzo de 2022.

Por otro lado, hay que destacar la existencia de 5 carretillas elevadoras eléctricas cuya recarga de baterías se realiza durante el periodo de inactividad de la nave, debido a ello, se puede apreciar (Figura 4) un pequeño consumo entre las 21h y las 06h asociado a las mismas.

1.5.2. ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO CON LA INSTALACION DE PUNTOS DE RECARGA PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Debido al lento pero constante aumento del número de vehículos eléctricos e híbridos enchufables en el mercado automovilístico y a su cada vez más destacada presencia en las carreteras, el cliente manifiesta la necesidad de instalación de una infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos en el aparcamiento exterior de la nave industrial de tal forma que puedan cubrir las necesidades de la flota de vehículos de la propia empresa, así como de los distintos clientes.

De esta manera, se ha optado por instalar 3 puntos de recarga de vehículos eléctricos con toma trifásica de 16 A y 11,085 kW de potencia cada uno. La alimentación que llega a los puntos de recarga procede del cuadro de baja tensión de la nave industrial al que también se conecta la instalación fotovoltaica.

La potencia contratada en la empresa es de 65 kW y está ajustada para el consumo actual de la nave. Debido a la instalación de 3 puntos de recarga que suponen un consumo extra y un total de 33,25 kW más de potencia, se debe ampliar la potencia contratada a 98,5 kW para que no se incurra en penalizaciones por exceso de potencia en el caso de que los tres cargadores y la maquinaria de la nave estén funcionando a plena carga.

Para ser lo más conservadores posibles, se va a hacer un ajuste suponiendo que los 3 cargadores funcionan a plena carga durante las 14 horas que el establecimiento permanece abierto. Esto se traduce en un consumo diario de 465,57 kWh/día y de un consumo extra anual de **169933 kWh/año**.

De este modo, si sumamos el consumo anual de la nave industrial (317184 kWh/año) y el consumo por parte de los puntos de recarga (169933 kWh/año), obtenemos un total de **487117 kWh/año** (Tabla 3).

Tabla 3. Consumo energético anual de la nave industrial y los puntos de recarga de VE.

Mes	Nave industrial (kWh/día)	Recarga VE (kWh/día)	Días	Total (kWh/mes)	Total (kWh/año)
Enero	891,23	465,57	31	42060,67	487117,05
Febrero	848,82	465,57	28	36802,96	
Marzo	859,94	465,57	31	41090,67	
Abril	861,40	465,57	30	39809,10	
Mayo	852,68	465,57	31	40865,67	
Junio	886,07	465,57	30	40549,10	
Julio	883,74	465,57	31	41828,67	
Agosto	865,16	465,57	31	41252,67	
Septiembre	867,37	465,57	30	39988,10	
Octubre	874,87	465,57	31	41553,67	
Noviembre	883,80	465,57	30	40481,10	
Diciembre	851,68	465,57	31	40834,67	

1.6. MODALIDADES DE AUTOCONSUMO

En la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo publicada por el IDAE [3] se describen los pasos necesarios para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en autoconsumo de cualquiera de las modalidades previstas en la normativa, tanto para instalaciones de autoconsumo individual, como para instalaciones en autoconsumo colectivo.

Por otro lado, el Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [4].

Así, las instalaciones de autoconsumo deberán pertenecer a una de las siguientes modalidades:

1. Autoconsumo SIN excedentes

Se trata de aquellas instalaciones de autoconsumo con conexión a la red de distribución que cuentan con un dispositivo antivertido que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de distribución.

2. Autoconsumo CON excedentes

A este grupo pertenecen aquellas instalaciones que además de producir energía eléctrica de autoconsumo, pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

Dentro de este grupo las instalaciones CON excedentes podrán ser:

2.a) Autoconsumo CON excedentes ACOGIDA A COMPENSACIÓN

Pertenecen a esta modalidad, aquellas instalaciones en las que el productor y el consumidor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. De este modo, si los usuarios no autoconsumen toda la energía producida, la pueden inyectar a la red de distribución para que la comercializadora compense, al final de cada periodo de facturación, el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red, valorada al precio acordado con la comercializadora.

Para ello es necesario que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- La fuente de energía debe ser de origen renovable.
- La potencia total de la instalación no debe ser superior a 100 kWn.
- El consumidor debe estar suscrito a un solo contrato de suministro para el consumo con una comercializadora.
- El consumidor y el productor han firmado un contrato de compensación de excedentes.
- El consumidor no puede obtener beneficio económico ya que no es una actividad retributiva, únicamente se puede compensar la energía no consumida y el resultado de la factura nunca será negativo.

2.b) Autoconsumo CON excedentes NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN

Se trata de las instalaciones con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

Dentro de cada modalidad de autoconsumo, el autoconsumo podrá clasificarse en individual, si solo existe un consumidor asociado a la instalación o instalaciones de producción, o colectivo, si se trata de varios consumidores asociados a la instalación o instalaciones de producción próximas.

1.6.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

En relación con la instalación fotovoltaica del presente proyecto, se trata de una instalación de **autoconsumo individual acogida a la modalidad de compensación de excedentes**. La instalación fotovoltaica se ubica en la cubierta de la nave industrial y su conexión se realiza en el cuadro general de la instalación existente.

1.7. REQUISITOS DE DISEÑO

Partiendo del estudio previo realizado y atendiendo a la potencia consumida por la nave industrial y los puntos de recarga para vehículos eléctricos, se dimensionará una instalación fotovoltaica lo más adaptada posible a las necesidades del cliente y en base a los siguientes criterios y condicionantes:

- Espacio disponible en la cubierta de la nave industrial.
- Modalidad de autoconsumo acogido a compensación de excedentes.

Tal y como se puede observar en la Figura 5, la nave industrial posee una cubierta a dos aguas con una superficie total de 3750 m². Lo ideal sería instalar la mayor cantidad de paneles solar que quepan en la cubierta logrando así una mayor potencia pico instalada. Sin embargo, esto supondría un coste inicial muy elevado que repercutiría en un periodo de amortización lejano.



Figura 5. Cubierta total disponible para la instalación fotovoltaica. Adaptada de [1].

Por otro lado, se exige que la instalación de autoconsumo este acogida a la modalidad de compensación de excedentes. Se debe tener en cuenta que para ello el Real Decreto 244/2019 obliga a que la instalación tenga una potencia instalada menor a 100 kWn.

En definitiva, podemos concluir que el espacio disponible en cubierta no supone ningún problema en cuanto al número de paneles solares que se puedan instalar. Sin embargo, la elevada inversión inicial y periodo de amortización junto al límite de potencia instalada descrito anteriormente, serán los que determinen la cantidad de paneles solares que se van a instalar.

1.8. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1.8.1. PANEL FOTOVOLTAICO

Un panel fotovoltaico está formado por células en serie capaces de absorber la radiación solar y transformarla en energía eléctrica continua. Para su selección se deben tener en cuenta diversos factores, tales como la superficie disponible para su instalación, la radiación solar en la zona, características eléctricas, densidad energética y que posea el Marcado CE para la posterior legalización y certificación de la instalación.

Con esta serie de criterios se ha elegido para la instalación el panel JinkoSolar Tiger Pro 72HC, con una potencia de 540 Wp. Este panel está compuesto por 144 células monocristalinas que cuentan con la tecnología Half-Cell, asegurando así una producción continua del panel frente a sombreados parciales [5].

Por otro lado, cabe mencionar que el panel escogido es de silicio monocristalino debido a que posee una mayor densidad energética y eficiencia que los de silicio policristalino. De esta manera, podemos obtener mayor energía eléctrica para la misma superficie y una mayor eficiencia en la conversión de energía solar en electricidad. En la Tabla 4 se recogen las principales características técnicas del módulo.

Tabla 4. Características principales del módulo JinkoSolar Tiger Pro 72HC.

DATOS ELÉCTRICOS	
Potencia máxima (Wp)	540 Wp
Tensión en el punto máximo de potencia (Vmpp)	40,70 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Impp)	13,27 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,42 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13,85 A
Eficiencia	20,90 %
DATOS MECÁNICOS	
Longitud (mm)	2278 mm
Anchura (mm)	1134 mm
Espesor (mm)	35 mm
Peso (kg)	28 kg
*Especificaciones eléctricas correspondientes a los módulos a emplear para una temperatura de célula de 25°C, radiación de 1000W/m ² y un espectro AM de 1,5.	

1.8.2. POTENCIA PICO TOTAL A INSTALAR

La potencia del campo fotovoltaico que se debe instalar debe ser acorde a los consumos que debe abastecer. Tras el análisis del consumo energético producido por parte de la nave industrial y los puntos de recarga de vehículos eléctricos realizado en puntos anteriores, se verifica que la potencia contratada debe pasar de 65 kW a 98,5 kW debido a la instalación de la infraestructura de puntos de recarga.

Debido al requerimiento de que la instalación esté acogida a la modalidad de compensación de excedentes, la potencia a instalar elegida debe coincidir con la máxima obligatoria que se puede instalar por normativa para este tipo de instalaciones, la cual no puede superar los 100 kWn. Esta potencia está relacionada con la potencia del inversor, y no con la potencia pico del generador fotovoltaico, pues esta última normalmente se diseña para que sea un 10-20% superior.

Que la potencia pico del generador fotovoltaico sea superior a la potencia del inversor tiene que ver con la compensación de la pérdida de potencia debido a las pérdidas en el cableado, la temperatura de trabajo, la suciedad depositada y la disposición de la instalación (p.e. latitud, orientación...) del mismo campo.

$$\text{Cantidad max. de paneles} = \frac{100000 \cdot 1,2}{540} = 222,23 \approx 222 \text{ paneles}$$

Por tanto, para obtener un rendimiento óptimo de la instalación, el generador fotovoltaico estará compuesto por 216 paneles de 540 Wp, obteniendo así una potencia pico instalada de 116,64 kWp.

1.8.3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN ÓPTIMAS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

En primero lugar, tal y como se muestra en el punto anterior, el número de paneles solares que se pretende instalar en la cubierta asciende a 216 módulos. Dichos módulos pueden adoptar varias configuraciones mediante distintas combinaciones de orientación e inclinación.

En la Figura 6, se muestra la orientación que posee la nave industrial, así como una inclinación de 8° en la cubierta (Figura 7).

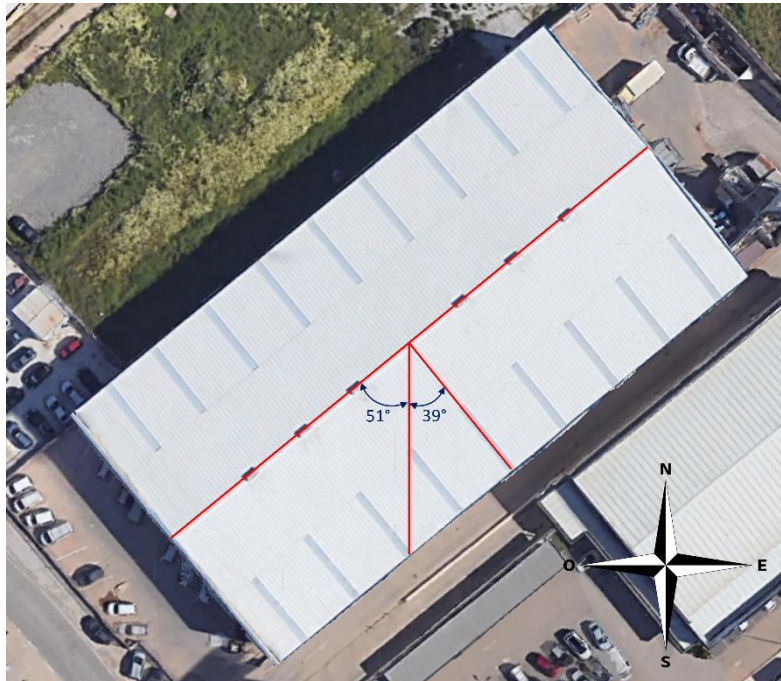


Figura 6. Orientación de la nave industrial.



Figura 7. Inclinación de la cubierta.

En concreto, para las características que posee la cubierta se pueden contemplar las siguientes cuatro configuraciones (Tabla 5):

Configuración	Inclinación (°)	Orientación (°)
1	8	-39
2	8	51
3	27	-39
4	32	5

Tabla 5. Posibles configuraciones para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

En la primera configuración se instalan todos los paneles de forma coplanar, es decir a 8° , y orientados al sur con un azimut de -39° . En la segunda configuración, se mantiene la inclinación, pero en esta ocasión se orientan con un azimut de 51° . En tercer lugar, mediante la herramienta de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) y manteniendo un azimut de -39° , la aplicación recomienda una inclinación de 27° . Finalmente, introduciendo los correspondientes datos relativos a la ubicación de la instalación, la herramienta de PVGIS [6] nos proporciona una inclinación y orientación óptimas de 32° y 5° .

A continuación, mediante la herramienta PVGIS se analiza la generación obtenida para cada una de las cuatro configuraciones. La generación se ha calculado para un total de 216 paneles solares y una potencia pico de la instalación de 116,64 kWp.

ENERGÍA FV GENERADA (kWh)				
Mes / Config.	Inclinación: 8° Azimut: -39°	Inclinación: 8° Azimut: 51°	Inclinación: 27° Azimut: -39°	Inclinación: 32° Azimut: 5°
Enero	9454,81	9378,38	11680,81	13222,89
Febrero	11871,88	11929,62	13694,87	15215,37
Marzo	14574,49	14557,53	15717,13	16362,65
Abril	15074,87	15470,74	14870,41	15104,54
Mayo	22938,79	23226,43	22112,04	21422,66
Junio	24630,49	24967,86	23232,79	22037,93
Julio	24212,23	24586,96	23038,34	22255,99
Agosto	22685,24	23076,25	22413,17	22446,70
Septiembre	17039,07	17094,60	17933,78	18428,90
Octubre	14645,18	14575,13	16684,89	17919,45
Noviembre	9099,53	9155,43	10649,50	11957,93
Diciembre	9681,45	9435,59	12469,93	14076,00
Total	195908,03	197454,52	204497,67	210451,02

Tabla 6. Energía FV generada (kWh).

Tal y como podemos observar en la Tabla 6, mediante la opción 4, se genera más energía que la primera opción, en concreto un 7,42% más de producción energética. Por otro lado, las opciones 3 y 4, cuyos módulos no se instalan de manera coplanar a la cubierta, se aprecia como producen menos energía durante la época estival que las opciones 1 y 2, sin embargo, lo compensan con una mayor producción durante el resto del año.

Por tanto, tal y como se puede observar en la Figura 8, se escoge la opción 2 (Inclinación: 8° y azimut: 51°) debido a las siguientes razones:

- Los módulos fotovoltaicos se instalarían de manera coplanar a la cubierta de la nave industrial que tiene 8° de inclinación, por lo que no se requiere de ninguna estructura adicional para lograr cierta inclinación. Esto rentabiliza la instalación al no haber sobrecostes en estructura, se evitan problemas con sobrecargas ejercidas por la fuerza horizontal del viento y se facilita mucho la instalación de los módulos.

- Con un azimut de 51° , los paneles quedan totalmente paralelos a la cubierta, a diferencia de si se colocan con un azimut de 5° (azimut óptimo según PGVIS). De este modo, se consigue una mejor distribución y, por ende, que quepan más paneles por si se decide ampliar la instalación en un futuro.

- Finalmente, mediante esta orientación, se pueden instalar en un futuro más paneles en la otra cubierta logrando así una instalación este-oeste cada vez más empleada en las instalaciones fotovoltaicas. La instalación Este-Oeste de placas solares reduce el pico de potencia central al mediodía y ensancha la duración de la producción solar a primeras horas y últimas del día.



Figura 8. Instalación solar fotovoltaica con módulos coplanares dispuestos a una inclinación de 8° y azimut de 51° .

1.8.4. INVERSOR

El inversor es uno de los puntos clave en la instalación fotovoltaica pues es el encargado de transformar la energía continua procedente del generador fotovoltaico en alterna trifásica para poder inyectarla a la red. Además, el inversor debe realizar la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos exigidos por normativa. En este sentido, la onda debe ser senoidal, con una frecuencia de 50 Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en la red [7].

Por otro lado, cabe destacar que el inversor posee un dispositivo electrónico que permite realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), es decir, los valores de tensión e intensidad del campo fotovoltaico van variando a lo largo del día según las condiciones de funcionamiento, por lo que para evitar una disminución en el rendimiento, el seguidor MPPT realiza constantemente un proceso iterativo para lograr un balance entre tensión e intensidad en el que los paneles operen siempre a su máxima potencia [8]. De este modo, se consigue siempre la máxima eficiencia del generador fotovoltaico bajo cualquier condición de funcionamiento.

El CTE-HE5 (apartado 3.2.3.2.), establece que la potencia mínima del inversor ha de ser del 80% de la potencia pico de la instalación fotovoltaica, y en ningún caso superior al 120%. Por su parte, el conjunto generador alcanza una potencia pico total de 116 kWp.

Por lo tanto, el inversor elegido es el inversor centralizado SUN2000-100KTL-M2 Trifásico de 100kWn del fabricante Huawei (Figura 9). Este modelo tiene una potencia de salida máxima en alterna de 110 kWp y un rendimiento del 98,4%. Además, este inversor cuenta con 10 MPPT y 20 entradas, es decir 2 por cada uno de los MPPT. De este modo, el inversor maximiza la eficiencia de cada string y los paneles solares operan a su máxima potencia [9].

Se ha escogido un inversor centralizado debido a que la inversión resulta más económica que si se instalan varios inversores en paralelo, asimismo, ofrece ventajas en cuanto a la simplicidad de la instalación y a los bajos costes de mantenimiento. Además, el equipo dispone de sus propias protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos y contra la inversión de polaridad de los paneles fotovoltaicos.



Figura 9. Inversor Huawei SUN2000-100KTL-M2 Trifásico de 100 kWn [9].

A continuación, se presentan las características técnicas del inversor elegido (Tabla 7):

INVERSOR HUAWEI SUN2000-100KTL-M2 TRIFÁSICO	
DATOS DE ENTRADA	
Máx. tensión de entrada	1100 V
Máx. intensidad por MPPT	30 A
Máx. intensidad por entrada	20 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Tensión DC mínima de puesta en servicio	200 V
Rango de tensión de operación MPPT	200 V – 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V @400 Vac
Cantidad de MPPT	10
Máx. número de entradas por MPPT	2
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal activa CA	100 kW
Máx. potencia aparente CA	110 kVA
Tensión nominal de salida	400 V, 3L + (N) + PE
Frecuencia nominal de red de C	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	144,4 A @400 V
Máx. intensidad de salida	160,4 A @400 V
Máx. distorsión armónica total	< 3%

Tabla 7. Características técnicas del inversor HUAWEI SUN2000-100KTL-M2.

Su correcto acoplamiento con el generador fotovoltaico se comprueba en el Anexo I.

1.8.5. ESTRUCTURA SOPORTE

Para la sujeción de los módulos fotovoltaicos se utiliza una solución sencilla para instalaciones coplanarias, como es la nuestra. Este sistema utiliza dos perfiles ranurados transversales para sujetar una fila de módulos. Los módulos se anclan a los perfiles mediante piezas de fijación central y lateral perpendicularmente. La estructura soporte de módulos estará compuesta por perfilera en aluminio, anclándose mediante tortillería en acero inoxidable en el lugar correspondiente donde irá situada la instalación fotovoltaica, siendo en este caso sobre cubierta de panel Sandwich.

Tal y como se especifica en el Código Técnico de la Edificación, Parte II, DB SE y DB SE- AE [10], la estructura que hace de soporte de módulos debe resistir con los módulos instalados y las sobrecargas del viento y la nieve. Por ello, los puntos de sujeción de los módulos a la estructura se efectúan quedando completamente sujetos con una ligera dilatación por la temperatura de trabajo según la estación del año o su ubicación.

Así pues, respecto a las acciones del viento, al tratarse de módulos completamente coplanares, la fuerza horizontal es despreciable, debido a que el área de actuación es mínima.

El modelo elegido para la estructura soporte es el 03V (Figura 10), para paneles de hasta 2279x1150 mm, del fabricante SUNFER [11]. Dichas estructuras pueden albergar hasta seis módulos. De este modo, se requerirán un total de 36 estructuras. Se adjunta ficha técnica de las mismas en el Anexo III: Fichas Técnicas.



Figura 10. Estructura de soporte coplanar del fabricante SUNFER [11].

1.8.6. CABLEADO

El cableado de la instalación fotovoltaica está formado por dos tramos bien diferenciados entre ellos, el de corriente continua y el de corriente alterna. El primer tramo es el que discurre entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. Por otro lado, la parte de corriente alterna es aquella que abarca desde el inversor hasta el cuadro general de baja tensión (CGBT).

Adicionalmente, es necesario que los aislamientos y recubrimientos de los conductores presenten diversas cualidades en relación con su reacción al fuego, la generación de humos durante la combustión, entre otros aspectos. En esta instancia, se opta por emplear el aislamiento XLPE o polietileno reticulado (un material termoestable), así como una cubierta de PVC (un material termoplástico), tanto para la sección de corriente continua como para la de corriente alterna.

Es importante destacar que tanto el enfoque metodológico como la solución técnica para determinar la sección mínima del cableado en los diferentes tramos se encuentran descritos en detalle en el Anexo I: Cálculos Justificativos. De este modo, se han evaluado dos criterios: el criterio de caída de tensión (c.d.t), relacionado con la máxima caída de tensión permitida por normativa; y el criterio térmico, relativo a la intensidad máxima admisible que puede soportar un cable. Para elegir la sección final, se elige el criterio más restrictivo.

Las longitudes de los cables se calculan a partir de las mediciones efectuadas en el plano de la instalación. Además, conforme a las sugerencias de la normativa ITC-BT-22 [12], la disposición de estos cables se llevará a cabo de manera prioritaria a lo largo de líneas verticales y horizontales.

1.8.6.1. TRAMO DE CC

En este apartado se considera el cableado, tanto los paneles fotovoltaicos entre sí como de cada uno de los strings con el inversor.

Para conectar el cableado entre módulos en serie que forman un mismo string se empleará el cable que viene de fábrica, de longitud 900 mm y de sección 4 mm². Sin embargo, el cableado entre cada uno de los strings al inversor será de 6 mm² de sección.

Para este tramo se elige un conductor de baja tensión (0,6/1 kV) de cobre con aislamiento de poliolefina termoplástica libre de halógenos (ZZ-F) característico de las instalaciones fotovoltaicas. El cable elegido es el cable PV ZZ-F del fabricante Top Solar.

1.8.6.2. TRAMO DE CA

Este tramo está comprendido entre la salida del inversor en corriente alterna trifásica y la entrada al cuadro general de baja tensión de la nave (CGBT).

A pesar de que el cálculo arroja una sección de 70 mm², se ha optado por seleccionar una sección de mayor capacidad. Esto se debe a que, al analizar las protecciones, se ha determinado que no existen dispositivos de protección compatibles con la intensidad admisible. Por lo tanto, la sección finalmente escogida es de 95 mm².

Para este tramo se emplean cables multiconductores trifásicos (XLPE3) con una tensión asignada de 0,6/1 kV (RV-K), siguiendo las directrices establecidas en la normativa ITC-BT-20 [12]. En lo que respecta al método de instalación, los conductores continúan dispuestos dentro de bandejas tipo malla vertical.

1.8.7. PROTECCIONES

Según el REBT, todo circuito deberá estar protegido contra sobreintensidades, sobretensiones y contra los contactos directos e indirectos que puedan presentarse en el mismo.

De este modo, al igual que se realizó con el cableado, el cálculo de las protecciones se dividirá en dos, diferenciando así la parte de corriente continua y la parte de corriente alterna. Esto se debe a que las protecciones varían en función de cómo se transmite la potencia en cada caso.

1.8.7.1. PROTECCIONES EN EL TRAMO DE CC

Las protecciones de corriente continua irán instaladas en la caja de protecciones de CC, la cual se ubicará al lado del inversor en cuarto de instalaciones.

- **Protecciones frente a sobreintensidades**

La protección contra sobrecargas y cortocircuitos se lleva a cabo por fusibles del tipo gPV (Norma de aplicación: UNE EN 60269) que se sitúan en cada uno de los ramales del generador fotovoltaico. Se instalarán dos fusibles por cada ramal, es decir, uno para el conductor con polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa; estos fusibles irán encajados en su correspondiente portafusibles y se situarán en la caja de protecciones de CC con el fin de proteger individualmente a cada una de las ramas del campo generador.

El tipo de fusible utilizado vendrá determinado por la intensidad de la línea que van a proteger de sobreintensidades. Su corriente máxima admisible será algo superior a la intensidad de la línea. Los cálculos se pueden encontrar en el Anexo I: Cálculos Justificativos. De este modo, los fusibles elegidos son fusibles cilíndricos DYFUS ZR-0 CC 15A, 1000 Vdc, 20 kA, tipo gPV (10,3 x 38), con su portafusibles de base unipolar fotovoltaica 10x38 ZRM-0 GPV.

- **Protecciones frente a sobretensiones**

La protección contra sobretensiones a elegir se hará en función de las siguientes características según la ITC-BT-23:

Tensión máxima de servicio permanente. Debe tener la capacidad de resistir la máxima tensión operativa que se presenta cuando los paneles están en un estado de circuito abierto a una temperatura mínima de 5°C. Dicho valor, previamente calculado, equivale a 939,38 V. El componente seleccionado es capaz de soportar una tensión máxima de 1000 V.

Corriente nominal de descarga. Parámetro típico en dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias Tipo 2. Es la corriente de cresta repetitiva que el dispositivo soporta sin llegar al fallo. La forma de onda de la corriente aplicada está normalizada como 8/20 μ s. Según lo establecido en la ITC-BT-23 [12] esta corriente no deber ser inferior a 5 kA para 8/20 μ s.

Finalmente se elige un dispositivo de protección contra sobretensiones de Tipo 2, con una corriente nominal de 12,5 kA a 8/20 μ s, y una tensión nominal de 1000 V. Dicho dispositivo de protección frente a sobretensiones también irá ubicado en la caja de protecciones de CC.

- **Protección frente a necesidades de aislamiento**

No se instalarán seccionadores debido a que el inversor seleccionado ya dispone de los mismos (Figura 11), permitiendo de esta manera el funcionamiento de una parte de la instalación mientras se realizan labores de mantenimiento o reparación en la otra.

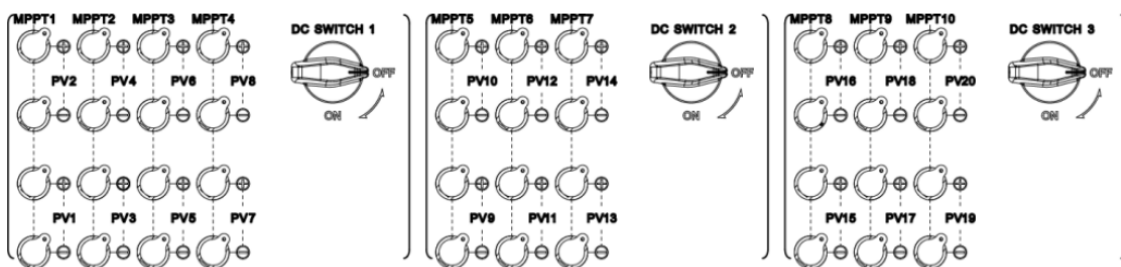


Figura 11. Seccionadores incorporados en el inversor Huawei SUN2000-100KTL-M2 Trifásico [9].

1.8.7.2. PROTECCIONES EN EL TRAMO DE CA

Estas protecciones se incluyen en el inversor y en el cuadro general de baja tensión (CGBT) de la nave logística existente.

El inversor seleccionado para esta configuración, el Huawei SUN2000-100KTL-M2, presenta protecciones tanto para frecuencias máximas y mínimas como para tensiones máximas y mínimas de las fases. Además, está equipado con un transformador de baja frecuencia que habilita un aislamiento galvánico. En conformidad con las regulaciones estipuladas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), este inversor cumple diversas funciones esenciales, que incluyen proporcionar seguridad a las personas, prevenir la inyección de corriente continua y evitar la propagación de fallas entre la red y la instalación. Asimismo, el inversor incorpora un interruptor de desconexión en el lado de corriente continua (CC) y un interruptor magnetotérmico en el lado de corriente alterna (CA).

De este modo, las protecciones a instalar según normativa en el CGBT existente son: un interruptor de corte general, que será un interruptor magnetotérmico, y un interruptor automático diferencial:

- Interruptor automático magnetotérmico, ComPacT NSX160F, 36kA, AC, 4P, 160A Micrologic 4.2 de Schneider Electric.
- Interruptor diferencial, DPX3-I, 36 kA, 4P, 160A y 300 mA AC de la marca Legrand.

Todos los cálculos relativos a las protecciones anteriormente mencionadas se pueden encontrar en el Anexo I: Cálculos Justificativos. De igual modo, sus fichas técnicas se pueden consultar en el Anexo III: Fichas Técnicas.

Cabe mencionar que aparte de este dispositivo, la ITC-BT-24 [12] recoge que, para la protección de contactos indirectos es necesaria una puesta a tierra que sirva como potencial común y como conductor de corriente de defecto.

1.8.8. PUESTA A TIERRA

La implementación del sistema de puesta a tierra se ajustará a lo establecido en las regulaciones ITC BT-18 y ITC BT-40, que rigen las directrices para la puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

Todas las partes metálicas de la instalación fotovoltaica, tanto en la sección de corriente continua como en la de corriente alterna, están unidas a una misma conexión a tierra. Esta toma de tierra es independiente de la del neutro de la empresa distribuidora. Asimismo, se establecerá un aislamiento galvánico entre la sección de corriente alterna y la de corriente continua en la instalación, gracias al transformador presente en el inversor seleccionado.

En el dimensionado de la resistencia de la puesta a tierra, es esencial considerar las pautas de seguridad establecidas en las regulaciones actuales. Según estas normativas, la tensión de contacto es de 50V en locales secos y de 24V en locales húmedos. Dado que el diseño propuesto está ubicado en la cubierta de la nave industrial y, por lo tanto, expuesto a las condiciones climáticas, se clasifica como un área expuesta a humedad con una tensión máxima de contacto de 24V.

Los conductores de protección tendrán la función de establecer conexiones eléctricas entre las partes metálicas de la instalación, con el propósito de garantizar la protección ante posibles contactos indirectos. De esta forma, se llevará a cabo la interconexión con estos conductores de todas las componentes metálicas de los inversores, cuadros eléctricos, la estructura soporte de los paneles solares y los marcos que enmarcan dichos paneles fotovoltaicos. Para asegurar un estándar uniforme, se mantendrá una sección mínima en los conductores de protección, los cuales estarán confeccionados en cobre. Esta sección mínima será idéntica a la de los conductores de fase correspondientes a cada uno de los circuitos. La relación entre las secciones de los conductores de fase y los conductores de protección se encuentra detallada en la Tabla 8, extraída directamente de la normativa ITC-BT-18 [12].

Tabla 8. Sección de los conductores de protección [12].

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Por lo que a cada tramo le corresponderá una sección distinta según su conductor de fase correspondiente. Así:

- 1) Paneles solares a inversor

Sección del conductor: 6 mm². Le corresponde una sección de protección: 6 mm².

- 2) Inversor a la red de baja tensión

Sección del conductor: 95 mm². Le corresponde una sección de protección: 50 mm².

La puesta a tierra de la instalación se realiza con una pica vertical de acero con recubrimiento de cobre de una longitud de 2 m, 16 mm de diámetro, enterrada a una profundidad de 0,8m según la ITC-BT-18 [12], unida por un cable de cobre desnudo de 35 mm² de sección debido a que la nave ya cuenta con conductores de cobre desnudo recocido de 35 mm² de sección, por lo que se usarán estos mismos para la instalación fotovoltaica. Finalmente calculamos la resistencia total de puesta a tierra (Anexo I: Cálculos Justificativos) obteniendo un valor de 25 Ω. Este valor obtenido para la puesta a tierra es correcto ya que se encuentra por debajo de 37 Ω según lo estipulado en la tabla A de la Guía-BT-26 para edificaciones sin pararrayos.

1.9. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En este apartado se procederá a describir todos los pasos necesarios para la instalación de los puntos de recarga para vehículos eléctricos en el aparcamiento exterior de la nave industrial. De este modo, se especifica el tipo de recarga que se va a emplear, el número de puntos de recarga a instalar y las normas y condiciones obligatorias que se deben de tener en cuenta. Por último, se justificará mediante los correspondientes cálculos eléctricos el dimensionado del cableado y las protecciones empleadas.

La normativa presente en el REBT, más concretamente en la ITC-BT-52, abarca todos los aspectos en su totalidad respecto al diseño y dimensionado de los puntos de recarga para vehículos eléctricos. De este modo, se hará uso principalmente de esta instrucción técnica complementaria.

1.9.1. TIPOS DE RECARGA

A la hora de elegir la infraestructura de recarga en organizaciones y empresas es necesario tener en cuenta los distintos tipos de carga estandarizados, recogidos en la normativa IEC 61851. A continuación, se detalla esta clasificación:

- **Modo de carga 1 (Schuko)**: en este modo de carga el vehículo eléctrico se conecta a la red de alimentación de corriente alterna a través de un enchufe estándar (toma Schuko). Este sistema generalmente se alimenta con corriente monofásica a 230 V, o en ocasiones, con corriente trifásica y una corriente máxima de 16 A por fase. Sin embargo, es importante tener en cuenta que existe cierto riesgo asociado si el circuito se recalienta debido a un exceso de tiempo de recarga. Esta modalidad es adecuada para recargar bicicletas, patinetes y motos eléctricas de menor potencia (Figura 12). De este modo, se emplea comúnmente en los puntos de carga de velocidad reducida [13].



Figura 12. Modo de recarga 1 o Schuko [13].

- **Modo de carga 2 (Carga Lenta):** Este modo de carga también se orienta al uso residencial. El vehículo se conecta a la red eléctrica de corriente alterna mediante una toma normalizada, conocida como Schuko. En este tipo de carga, la corriente máxima permitida es de 32 A, ya sea en configuración monofásica o trifásica. La conexión del vehículo a la red se efectúa mediante su conector o adaptador, como se ilustra en la Figura 13, lo que añade una capa de seguridad al proceso de recarga. Este método, en conjunto con el modo de carga 1, forma parte de los puntos de recarga de velocidad reducida [13].



Figura 13. Modo de recarga 2 o Carga Lenta [13].

- **Modo de carga 3 (Carga Semi-Rápida):** Este tipo de recarga requiere la presencia de un equipo denominado Sistema de Alimentación de Vehículo Eléctrico (SAVE), se puede apreciar en la Figura 14. Este sistema es un punto de carga diseñado exclusivamente para abastecer la recarga de vehículos eléctricos. Incluye las protecciones necesarias para la estación de carga (SPL), el cable de conexión y la base o conector de toma de corriente. Estos componentes son obligatorios en puntos de recarga de uso público según las pautas establecidas en la ITC-BT 52 [12].

En este modo de recarga, es fundamental emplear un conector específico, que puede ser de Tipo 1 (SAE J1772) o Tipo 2 (IEC 62196-2). Además, la estación de carga del tipo SAVE debe estar conectada de manera permanente a la instalación eléctrica. El modo de carga 3 permite la recarga tanto en configuración monofásica como trifásica, posibilitando una corriente máxima de 63 A. Este método de recarga se considera semi-rápida.



Figura 14. Modo de recarga 3 o Carga Semi-Rápida [13].

- **Modo de carga 4 (Carga Rápida)**: a diferencia de los otros modos de carga, este se realiza con una corriente continua de máximo 400 A. La carga, por lo tanto, está restringida a electrolinerías o estaciones de recarga situadas en espacios públicos. Similar al modo anterior, este modo requiere la presencia de un equipo SAVE que, además de las protecciones necesarias, incluya un convertidor de corriente alterna a corriente continua (Figura 15).

Esta opción permite cargar el vehículo eléctrico en menos de 30 minutos, logrando una recarga considerablemente rápida. No obstante, es importante señalar que un uso frecuente de este método puede tener efectos adversos en la batería del vehículo, acelerando su deterioro. Esto se debe a que la batería se expone a altas temperaturas y a una resistencia considerable, lo que puede conllevar a pérdidas en su capacidad de almacenamiento a lo largo del tiempo.



Figura 15. Modo de recarga 4 o Carga Rápida [13].

1.9.2. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN

Para la instalación de la infraestructura de puntos de recarga se ha optado por instalar un cuadro secundario al que irán conectados todos y cada uno de los puntos de recarga. A partir de este cuadro secundario saldrá una línea que se conectará con el cuadro general de baja tensión (CGBT). Cabe destacar que el cableado en ambos tramos será trifásico.

En la ITC-BT-52, se exponen los distintos tipos de esquema de conexionado para los puntos de recarga con la red interior. Asimismo, para el presente proyecto se selecciona el Esquema 4b (instalación con circuito o circuitos adicionales para la recarga del VE), tal y como se puede observar en la Figura 16, el cual se corresponde al esquema de conexionado clásico que consiste en la instalación de un circuito adicional a un cuadro ya existente. Además, se instalará un cuadro secundario para cada uno de los puntos de recarga.

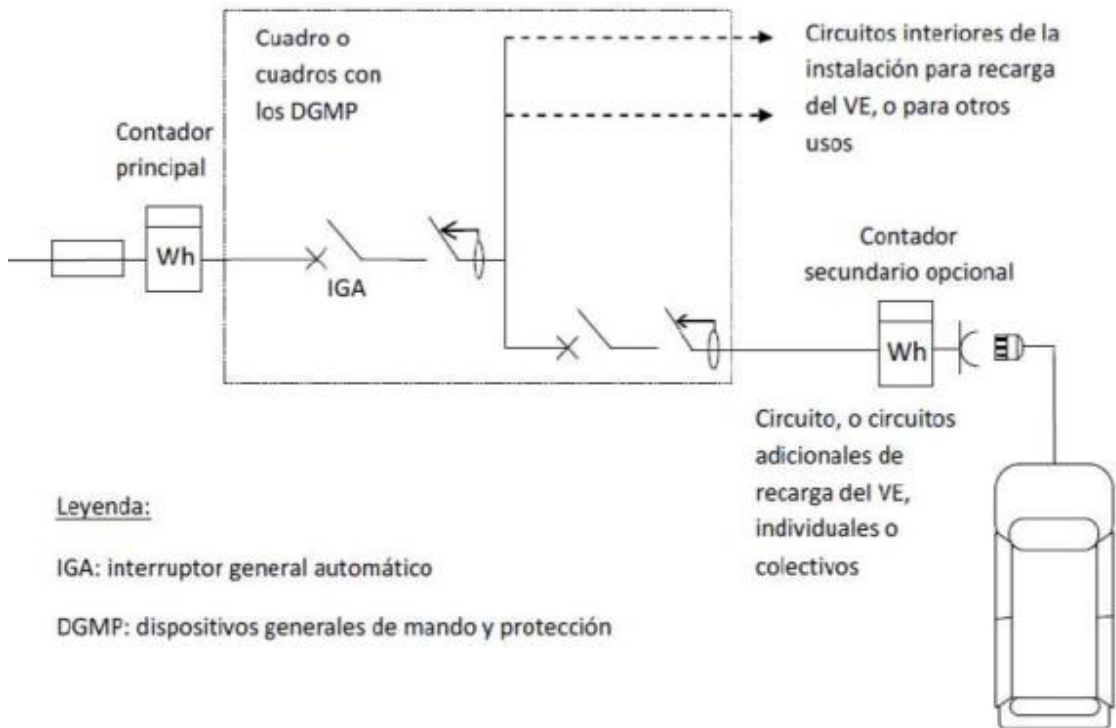


Figura 16. Esquema 4b: instalación con circuito o circuitos adicionales para la recarga del vehículo [12].

A continuación, se procede a seleccionar la modalidad de conexión que se establecerá entre la estación de recarga y el vehículo eléctrico. En esta instancia, se opta por la alternativa de enlace a través de una manguera integrada directamente en la estación de recarga, dado que esta elección agiliza y simplifica el procedimiento de recarga. La Figura 17, ilustra el esquema correspondiente a esta forma de conexión.

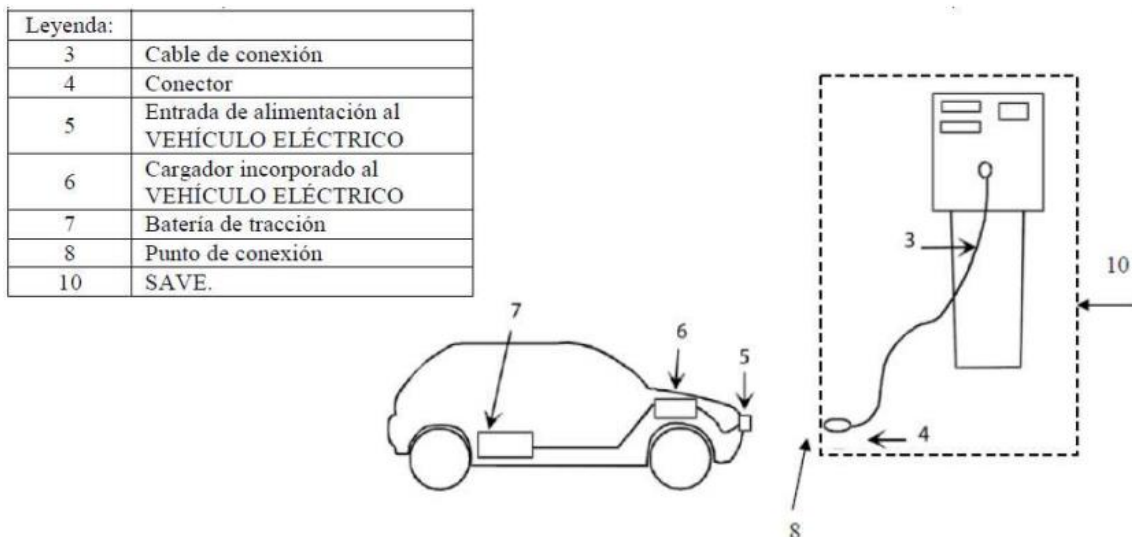


Figura 17. Conexión del vehículo eléctrico a la estación de recarga mediante un cable terminado en un conector [12].

1.9.3. PREVISIÓN DE CARGAS

En la ITC-BT-52, se especifica que en los edificios o naves en los que se vaya a instalar puntos de recarga para vehículos eléctricos es necesario calcular la máxima potencia que podemos instalar teniendo en cuenta la capacidad de la Línea General de Alimentación (LGA) de la nave industrial.

Este cálculo varía en función de si la LGA posee un sistema de protección de la línea general de alimentación (SPL) o no. El SPL es un sistema inteligente que previene la sobrecarga de la LGA evitando así la apertura de los fusibles en CGBT. El sistema mide la energía que se está consumiendo y en función de ello regula o desconecta cargas de vehículos eléctricos.

El esquema de conexionado escogido no permite la instalación del SPL. De este modo, se procederá a realizar el cálculo de la potencia máxima a instalar para los puntos de recarga considerando un factor de simultaneidad igual a 1.

$$P_{LGA} = P_{NAVE} + P_{VE_MÁX}$$

Donde:

- P_{LGA} : es la potencia con la que se diseño la acometida (LGA) en kW.
- P_{NAVE} : es la potencia de las cargas correspondientes a la nave industrial en kW.
- P_{VE} : es la potencia máxima que se puede destinar a los puntos de recarga de VE en kW.

De este modo, tenemos:

$$P_{VE_MÁX} = 150 \text{ kW} - 65 \text{ kW} = 85 \text{ kW}$$

La previsión del número mínimo de plazas a instalar en edificios de uso no residencial se calcula conforme a la disposición adicional primera del RD 1053/2014 en la que aparece la siguiente ecuación:

$$P_{VE_MÁX} = FS \cdot N \cdot 11,085 \text{ kW}$$

Donde:

- FS : factor de simultaneidad que depende de si se prevé o no de SPL. El esquema de conexión elegido no permite su instalación, por lo que el valor es de 1.
- N : número de plazas máximas a abastecer con la potencia disponible.

Por lo que el número máximo de puntos de recarga a instalar es de:

$$N = \frac{85 \text{ kW}}{11,085 \text{ kW}} = 7,67 \approx 7 \text{ puntos de recarga}$$

La potencia total a instalar en los circuitos de recarga colectivos viene dada por la Tabla 9 en la que se normalizan las potencias y el número de estaciones de recarga según el tipo de alimentación.

U_{nominal}	Interruptor automático de protección en origen circuito recarga	Potencia instalada	Nº máximo de estaciones de recarga por circuito
230/400 V	16 A	11085 W	3
230/400 V	32 A	22170 W	6
230/400 V	50 A	34641 W	9
230/400 V	63 A	43647 W	12

Tabla 9. Potencias instaladas normalizadas de los circuitos de recarga colectivos [12].

Se escoge un suministro trifásico de 400 V y 16 A y una potencia de cada estación de recarga de 11,085 kW. De este modo, la potencia total de la instalación es de:

$$P_{\text{total}} = n^{\circ} \text{ plazas} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{N_CA} \cdot I_{CA_VE}$$

Donde:

- P_{total} : potencia total de la instalación de recarga de vehículos eléctricos.
- n° plazas: número de puntos de recarga que se desea instalar. En este caso 3.
- U_{N_CA} : tensión de línea. $U_{N_CA} = 400 \text{ V}$.
- I_{CA_VE} : intensidad de cada punto de recarga individual. $I_{CA_VE} = 16 \text{ A}$.

$$P_{\text{total}} = 3 \cdot \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 16 = 33,25 \text{ kW}$$

De este modo, concluimos que no es necesario ampliar la línea general de alimentación pues esta soporta hasta 7 puntos de recarga de 11,085 kW cada uno. Sin embargo, tal y como se especificó en puntos anteriores, la potencia contratada si se debe aumentar de 65kW a 98,5 kW.

1.9.4. DESCRIPCIÓN DEL PUNTO DE RECARGA

En este apartado se pretende seleccionar el tipo de conector y el modo de carga según las características descritas en las Tabla 10:

Tabla 10. Puntos de conexión posibles a instalar en función de la ubicación [12].

Alimentación de la estación de recarga	Base de toma de corriente o conector del tipo descrito en: ⁽¹⁾	Intensidad asignada del punto de conexión	Interruptor automático de protección del punto de conexión	Modo de carga previsto	Ubicación posible del punto de conexión		
					Viviendas unifamiliares	Aparcamientos en edificios de viviendas	Otras instalaciones
Monofásica	Base de toma de corriente: UNE 20315-1-2.Fig.C2a.	-	10 A ⁽²⁾	1 ó 2	sí	sí	no ⁽⁶⁾
	Base de toma de corriente: UNE 20315-2-11.Fig. C7a.	-	10 A ⁽²⁾	1 ó 2	si	si	no ⁽⁶⁾
	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ⁽³⁾	16 A	⁽⁴⁾	3	sí	sí	sí
	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ^{(3) (5)}	32 A	⁽⁴⁾	3	sí	sí	sí
Trifásica	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ^{(3) (5)}	16 A	⁽⁴⁾	3	sí	sí	sí
	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ^{(3) (5)}	32 A	⁽⁴⁾	3	sí	sí	si
	UNE-EN 62196-2, tipo 2 ^{(3) (5)}	63 A	⁽⁴⁾	3	no	no	sí

1) La recarga de autobuses eléctricos puede requerir de estaciones de recarga de muy alta potencia, por lo que en estos casos se podrán utilizar otras bases de toma de corriente y conectores normalizados distintos de los indicados en la tabla.

(2) Se podrá utilizar también un automático de 16 A, siempre que el fabricante de la base garantice que queda protegida por este automático en las condiciones de funcionamiento previstas para la recarga lenta del vehículo eléctrico con recargas diarias de 8 horas, a la intensidad de 16 A.

(3) Las estaciones de recarga distintas de las previstas para el modo de recarga 4 que estén ubicadas en lugares públicos, tales como centros comerciales, garajes de uso público o vía pública, **estarán preparadas para el modo de recarga 3 con bases de toma de corriente tipo 2**, salvo en aquellas plazas destinadas a recargar vehículos eléctricos de baja potencia, tales como bicicletas, ciclomotores y cuadríciclos que podrán utilizar otros modos de recarga y bases de toma de corriente normalizadas.

(4) La protección contra sobrintensidades de cada toma de corriente o conector puede estar en el interior de la estación de recarga (SAVE) por lo que, en tal caso, la elección de sus características es responsabilidad del fabricante.

A partir de los datos presentes en la Tabla 10, se puede deducir que para una instalación trifásica de 16 A, se selecciona el Modo de Carga 3, también conocido como carga semi-rápida. Para llevar a cabo este método de recarga, es imperativo que las bases y los conectores se encuentren integrados en un Sistema de Alimentación de Vehículos Eléctricos (SAVE). Dicho dispositivo incluye las protecciones necesarias para la estación de recarga, el cable de conexión y el conector correspondiente. Asimismo, cumple con la función de facilitar la comunicación entre el vehículo eléctrico y la infraestructura de carga.

En relación al tipo de conector a emplear, la elección recae en el conector de Tipo 2, también conocido como conector Mennekes (Figura 18). Este conector ha sido estandarizado como la norma europea y es el indicado para este propósito.

**Figura 18.** Conector Tipo 2 o Mennekes [13].

1.9.5. CARGADOR

Se eligen tres postes de carga VersiCharge de la marca Siemens [14], cada uno con una potencia de 11,085 kW, para llevar a cabo la instalación de carga de vehículos eléctricos. Estos postes han sido específicamente diseñados para su uso en lugares de acceso público, demostrando una notable resistencia ante diversas condiciones ambientales y posibles actos vandálicos. Además, proporcionan una instalación y mantenimiento simplificados.

Una característica destacada de estos postes de carga es su facilidad de uso para una variedad de usuarios de vehículos eléctricos. Su estructura de aluminio alberga todas las protecciones esenciales, garantizando una seguridad completa en su funcionamiento. El modelo seleccionado está equipado con conectores tipo 2 y es capaz de realizar recargas en Modo 3 o semi-rápido.

Aparte de lo anterior, la estación de recarga elegida incluye una manguera, así como una función de comunicación Ethernet que alerta en caso de desconexión y un contador de energía. También está equipada con un regulador de corriente que se adapta según el tipo de vehículo que se esté cargando. Cumple con todas las regulaciones necesarias en términos de protección contra impactos mecánicos y resistencia al agua, tal como se establece en las normativas pertinentes.

Las características principales de los puntos de recarga se han recogido en la Tabla 11. Por otro lado, se puede encontrar la ficha técnica del poste de carga en el Anexo III: Fichas Técnicas.

Siemens VersiCharge	
Alimentación	Trifásica 400 V 50 Hz
Modo de carga	Modo 3 (IEC 61851-1)
Tipo de conector	Tipo 2 (IEC 62196-2)
Número de tomas	1
Corriente máx. salida	16 A
Potencia máxima de salida	11 kW
Temperatura de trabajo	-30°C/+50°C
Dimensiones (mm)	250 x 125 x 1472

Tabla 11. Especificaciones técnicas del poste de carga Siemens VersiCharge.

1.9.6. CABLEADO

La infraestructura de recarga de vehículos eléctricos consta de dos tramos trifásicos. El primer tramo consiste en un único conductor trifásico entre el cuadro general de baja tensión y el cuadro eléctrico secundario. Por otro lado, el segundo tramo corresponde al cableado entre el cuadro secundario y cada uno de los puntos de recarga. Para ambos tramos se eligen cables tetrapolares (3F+N) de tensión asignada 0,6/1 kV con aislamiento XLPE proporcionado por el fabricante Top Cable.

1.9.6.1. CABLEADO ENTRE EL CGBT Y EL CUADRO ELÉCTRICO SECUNDARIO

Acorde a la normativa, para el cálculo del cableado se aplica el criterio de caída de tensión y el criterio térmico, y a continuación se elige el más restrictivo. Atendiendo al proceso de cálculo descrito en el Anexo I: Cálculos Justificativos la sección mínima para este tramo resulta de 10 mm². El método de instalación es de tipo bandejas malla (método de instalación E según la ITC-BT-19).

1.9.6.2. CABLEADO ENTRE EL CUADRO SECUNDARIO Y LOS PUNTOS DE RECARGA

A diferencia del tramo anterior, en este tramo los conductores tetrapolares se encuentran enterrados. Después de realizar los cálculos, a pesar de que las secciones mínimas estándar son de 2.5 y 4 mm² dependiendo de la distancia desde cada estación al cuadro secundario, es importante tener en cuenta que la normativa ITC-BT-07 establece la prohibición de emplear secciones inferiores a 6 mm² para conductores enterrados.

1.9.7. PROTECCIONES

1.9.7.1. PROTECCIONES EN EL TRAMO DE CA

Las protecciones establecidas en este proyecto se estructuran en dos niveles. El primero está ubicado en el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT), mientras que el segundo se encuentra en el cuadro eléctrico secundario, encargado de distribuir la corriente a cada punto de recarga. Al igual que en el caso de la instalación fotovoltaica, los cálculos que confirman la adecuación entre las protecciones y los circuitos protegidos están detallados en el Anexo I: Cálculos Justificativos.

- **Protección frente a sobreintensidades**

Para proteger la línea de 10 mm² que transcurre desde el CGBT hasta el cuadro secundario (que alimenta a los distintos puntos de recarga) frente a sobrecargas y cortocircuitos se selecciona el interruptor automático Acti9 iC60N; 4P; 63 A; curva C de Schneider Electric.

Por otro lado, para proteger cada uno de los circuitos de 6 mm² que alimentan cada una de las estaciones de recarga desde el cuadro secundario se selecciona el interruptor magnetotérmico Compact NSXm LV4266111 del fabricante Schneider Electric con un calibre de 25 A, con curva de funcionamiento tipo C y un poder de corte de 16 kA. Esto implica el cumplimiento de las tres condiciones esenciales requeridas según las normativas vigentes.

- **Protección frente a sobretensiones**

Tal y como establece la disposición de la ITC-BT-52, todos los circuitos deben contar con protección tanto contra sobretensiones temporales como transitorias. La protección contra sobretensiones temporales se logra al instalar un dispositivo de Tipo 2 en el cuadro principal de distribución y otro dispositivo de Tipo 3 en el cuadro secundario. Basándonos en las premisas anteriores, se decide optar por un limitador de sobretensión de Tipo 2 del fabricante Schneider Electric, con el modelo iPF e iPRD A9L40600.

- **Protección frente a contactos directos e indirectos**

La seguridad contra riesgos de contacto directo se asegura al proporcionar el aislamiento adecuado de las partes activas y al colocar envolventes protectoras sobre estas partes. Por tal motivo, tanto las estaciones de recarga como el cuadro eléctrico de distribución están equipados con envolventes con niveles de protección IP54 e IP4X, respectivamente.

Además de las medidas previamente descritas, cada uno de los tres circuitos pertenecientes a los puntos de recarga se protegerá mediante un interruptor diferencial de corriente nominal 25 A, sensibilidad 30 mA y clase A, modelo Acti 9 iDK RCCB del fabricante Schneider Electric. Dichos interruptores diferencial irán ubicados en el cuadro secundario. De igual manera, se protegerá la línea que transcurre desde el cuadro secundario al CGBT mediante un interruptor diferencial de 63A y sensibilidad 300 mA del fabricante Schneider Electric, el cual irá colocado el CGBT.

1.9.8. PUESTA A TIERRA

Siguiendo las directrices establecidas por la regulación ITC-BT-52, se requiere que cada punto de recarga cuente con un terminal de conexión a tierra enlazado al sistema general de puesta a tierra de la instalación. En este contexto, este terminal se enlazará al circuito de puesta a tierra preexistente.

El cable utilizado como conductor de protección para conectar cada punto de recarga con la red de tierra será un cable unipolar aislado, con una tensión asignada de 450/750 V. Este cable estará revestido en colores verde y amarillo, y deberá contar con una sección mínima de cobre de 16 mm².

1.10. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

1.10.1. ESTUDIO ENERGÉTICO

En este apartado se pretende realizar un análisis de la viabilidad del proyecto mediante un estudio energético. De esta manera, se podrá analizar la producción de la instalación fotovoltaica, así como el grado de autoconsumo de la nave industrial y los puntos de recarga de vehículos eléctricos.

En primer lugar, se va a realizar el estudio únicamente con los propios consumos de la nave industrial y, en segundo lugar, se realizará una comparación añadiendo los consumos de la infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos.

Por otro lado, cabe mencionar que, según el proyecto, la instalación fotovoltaica contará con 216 paneles solares de 540 Wp, distribuidos en 12 strings con 18 paneles en serie cada uno. De este modo, la potencia pico total instalada es de 116,64 kWp.

Tal y como se menciona en apartados anteriores, la empresa Maderas Santaella es un referente en el sector de la carpintería, debido a ello cuenta con alrededor de una treintena de maquinarias punteras en el sector que se encargan desde la fabricación y acabado de los productos hasta su transporte y almacenaje. Debido a la amplia automatización de los procesos en la nave industrial, la maquinaria disponible requiere de un alto consumo energético.

La nave industrial se encuentra operativa a lo largo de dos turnos de trabajo, esto se traduce en un periodo de actividad comprendido entre las 07h a 21h (Figura 19). Cabe mencionar como en ningún momento se sobrepasa la potencia contratada de 65 kW evitando así penalizaciones por exceso de potencia. Por otro lado, hay que destacar la existencia de 5 carretillas elevadoras eléctricas cuya recarga de baterías se realiza durante el periodo de inactividad de la nave, debido a ello, se puede apreciar (Figura 19) un pequeño consumo entre las 21h y las 06h asociado a las mismas.

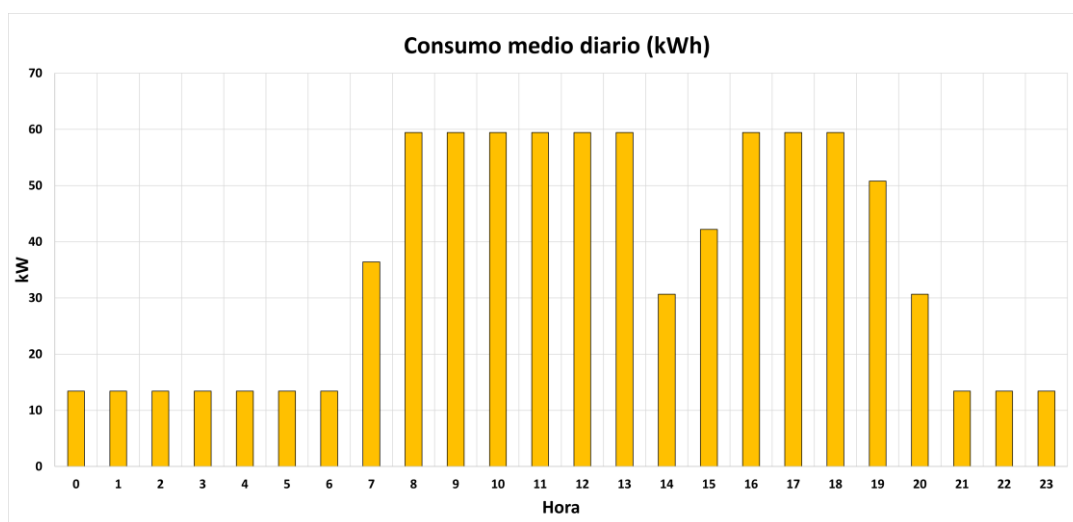


Figura 19. Consumo medio diario (kWh) para un día típico del mes de marzo de 2022.

En la Tabla 12, se puede observar como el consumo energético en la nave industrial se mantiene prácticamente constante. Sin embargo, la producción energética sí que varía a lo largo del año, con una producción pico en los meses estivales.

Tabla 12. Balance energético de la instalación FV.

Mes	Energía consumida nave industrial (kWh)	Energía FV generada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía vertida a la red (kWh)
Enero	27.628,00	9.378,38	8.770,82	607,56
Febrero	23.767,00	11.929,62	10.267,95	1.661,66
Marzo	26.658,00	14.557,53	12.619,36	1.938,17
Abril	25.842,00	15.470,74	13.617,88	1.852,87
Mayo	26.433,00	23.226,43	17.044,04	6.182,38
Junio	26.582,00	24.967,86	17.876,55	7.091,30
Julio	27.396,00	24.586,96	17.852,24	6.734,72
Agosto	26.820,00	23.076,25	16.643,47	6.432,78
Septiembre	26.021,00	17.094,60	13.851,89	3.242,71
Octubre	27.121,00	14.575,13	12.392,91	2.182,23
Noviembre	26.514,00	9.155,43	8.665,67	489,76
Diciembre	26.402,00	9.435,59	8.865,25	570,34
Total anual	317.184,00	197.454,52	158.468,04	38.986,49

Por otro lado, cabe destacar que no toda la energía producida es autoconsumida por la nave industrial siendo parte de esta, energía excedentaria que se vierte a la red y a través de la cual se obtiene una compensación económica (Figura 20).

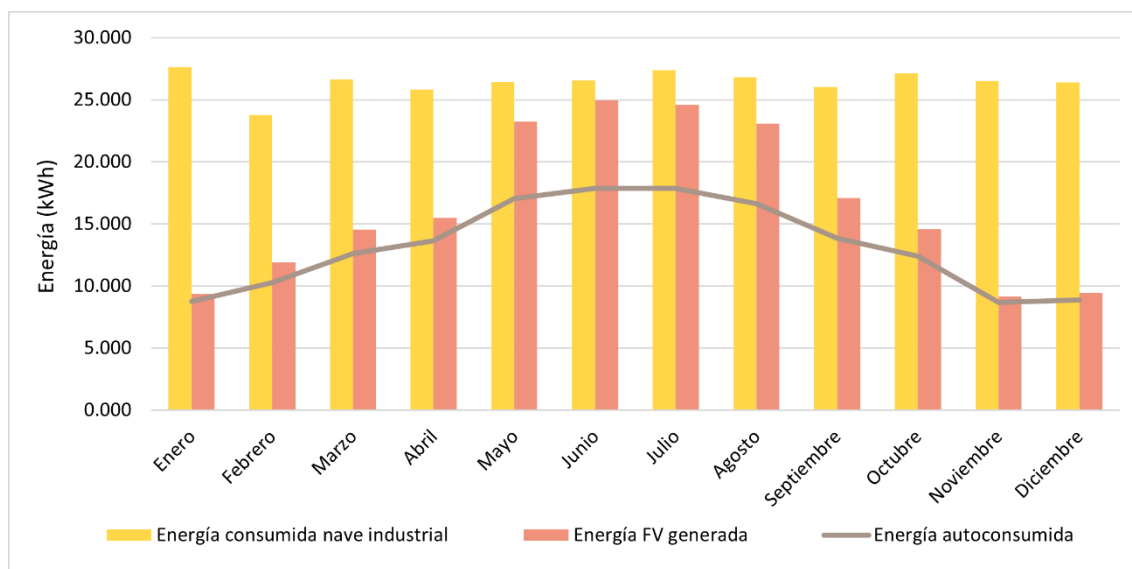


Figura 20. Gráfica del balance energético de la instalación FV.

En la Figura 21, se puede apreciar cómo se requiere de la compra de energía de la red durante el periodo de inactividad de la nave industrial. Esta energía sirve, tal y como se menciona con anterioridad, para la recarga de 5 carretillas eléctricas. Se podría pensar en instalar un sistema de almacenaje como baterías y aprovechar el excedente para cargar las carretillas. Sin embargo, dichas baterías son un componente con elevado coste, el cual encarecería en sobremodo la instalación. Por otro lado, dicha compra de energía de la red se realiza en su mayoría durante el periodo horario (P6), periodo más económico.

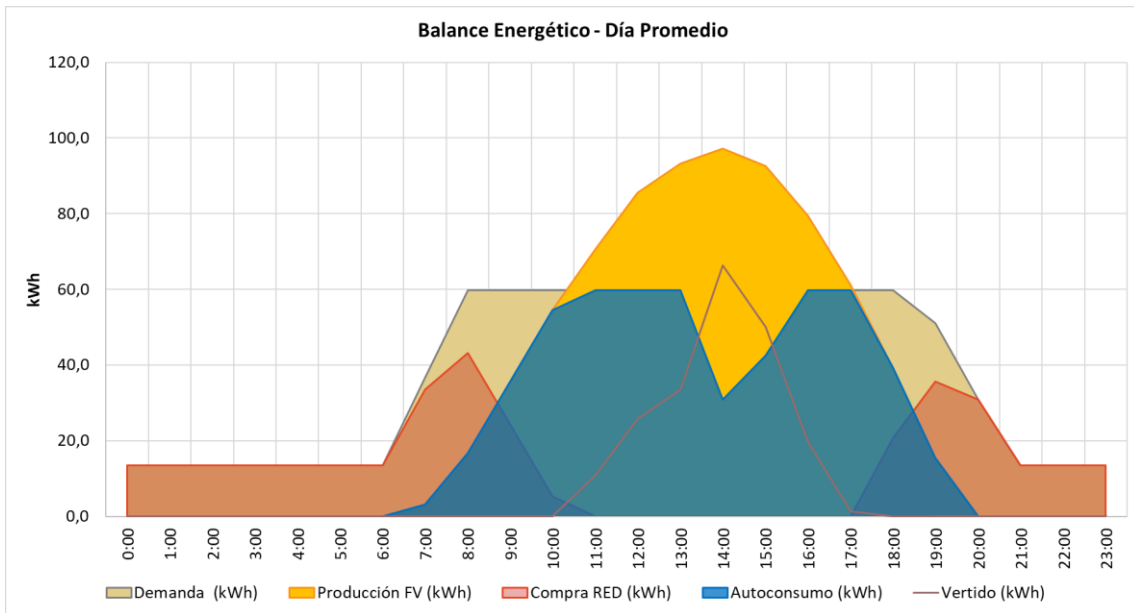


Figura 21. Balance energético para un día típico del mes de marzo de 2022.

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL DEL SISTEMA

Demanda energética anual:	317.184,0 kWh
Capacidad de Producción Fotovoltaica:	197.454,5 kWh
Autoconsumo Fotovoltaico:	158.468,0 kWh
Vertido a red:	-38.986,5 kWh
Ahorro energético anual:	158.468,0 kWh
Demanda Final prevista:	158.716,0 kWh
Aprovechamiento Fotovoltaico:	80,26 %
Cobertura Demanda Energética:	49,96 %

Tabla 13. Balance energético anual del sistema.

Finalmente, se obtiene como resultado una cobertura de demanda energética de cerca del **50%** (Tabla 13). Esto quiere decir que la instalación fotovoltaica aporta la mitad de la energía que consume la nave industrial. Por otro lado, se tiene un aprovechamiento fotovoltaico del **80,26%**. De este modo, tan solo un **19,74%** de la energía producida se vierte a la red, energía que es compensada en la factura eléctrica mensual.

La potencia contratada en la empresa es de 65 kW y está ajustada para el consumo actual de la nave. Debido a la instalación de 3 puntos de recarga que suponen un consumo extra y un total de 33,25 kW más de potencia, se debe ampliar la potencia contratada a 98,5 kW para que no se incurra en penalizaciones por exceso de potencia en el caso de que los tres cargadores y la maquinaria de la nave estén funcionando a plena carga.

Para ser lo más conservadores posibles, se va a hacer un ajuste suponiendo que los 3 cargadores funcionan a plena carga durante las 14 horas que el establecimiento permanece abierto. Esto se traduce en un consumo diario de 465,57 kWh/día y de un consumo extra anual de 169933 kWh/año.

De este modo, si sumamos el consumo anual de la nave industrial (317184 kWh/año) y el consumo por parte de los puntos de recarga (169933 kWh/año), obtenemos un total de **487117 kWh/año** (Tabla 14).

Tabla 14. Balance energético de la instalación FV y puntos de recarga de VE.

Mes	Energía consumida nave + V.E (kWh)	Energía FV generada (kWh)	Energía autoconsumida (kWh)	Energía vertida a la red (kWh)
Enero	42.060,67	9.378,38	9.317,75	60,63
Febrero	36.802,96	11.929,62	11.404,88	524,74
Marzo	41.090,67	14.557,53	13.880,81	676,72
Abril	39.809,10	15.470,74	14.874,45	596,29
Mayo	40.865,67	23.226,43	21.242,18	1.984,25
Junio	40.549,10	24.967,86	22.384,68	2.583,18
Julio	41.828,67	24.586,96	22.092,55	2.494,41
Agosto	41.252,67	23.076,25	20.649,39	2.426,86
Septiembre	39.988,10	17.094,60	16.049,06	1.045,55
Octubre	41.553,67	14.575,13	13.890,79	684,34
Noviembre	40.481,10	9.155,43	9.155,43	0,00
Diciembre	40.834,67	9.435,59	9.418,93	16,67
Total anual	487.117,05	197.454,52	184.360,89	13.093,64

La energía generada por la instalación fotovoltaica sigue siendo la misma. Sin embargo, se observa como la energía autoconsumida es mayor y, por ende, la energía vertida a la red menor (Tabla 14). Esto se debe a que el excedente que se producía con anterioridad ahora es consumido por parte de los puntos de recarga de vehículos eléctricos.

De este modo, el aprovechamiento fotovoltaico es muy elevado en prácticamente todo el año con un ligero descenso en los meses de verano, tal y como se puede observar en la Figura 15.

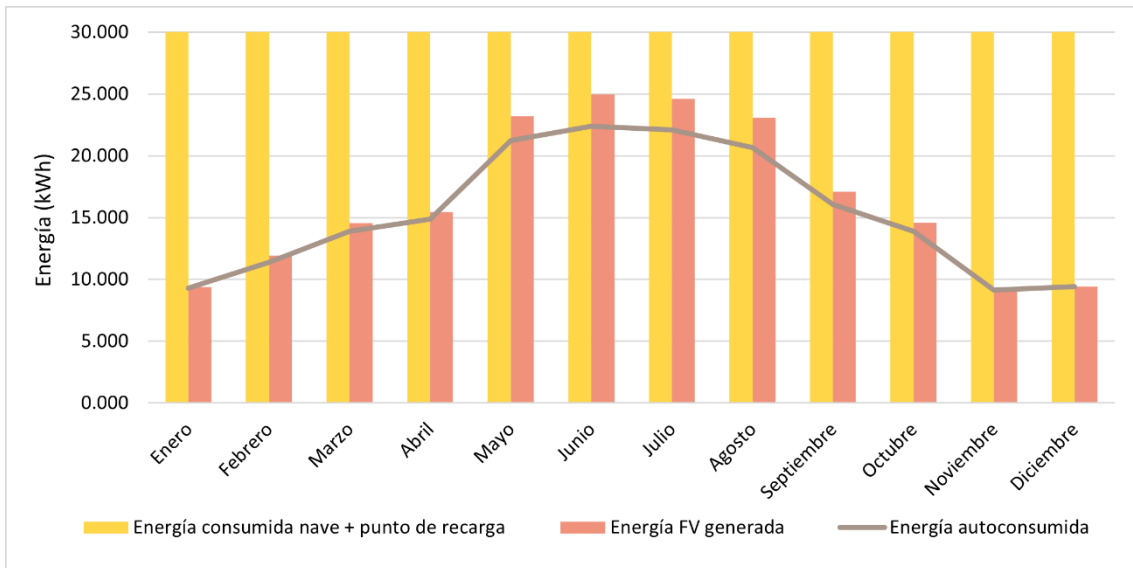


Tabla 15. Gráfica del balance energético de la instalación FV + puntos de recarga de VE.

En el siguiente gráfico (Figura 22), se aprecia claramente como sigue siendo necesaria la compra de energía de la red debido al consumo nocturno que tiene la nave durante el periodo de inactividad. Por otro lado, también se hace imprescindible la compra de energía de la red durante las primeras y últimas horas del día debido a que la radiación solar es menor y, por lo tanto, la producción energética de los paneles solar también disminuye.

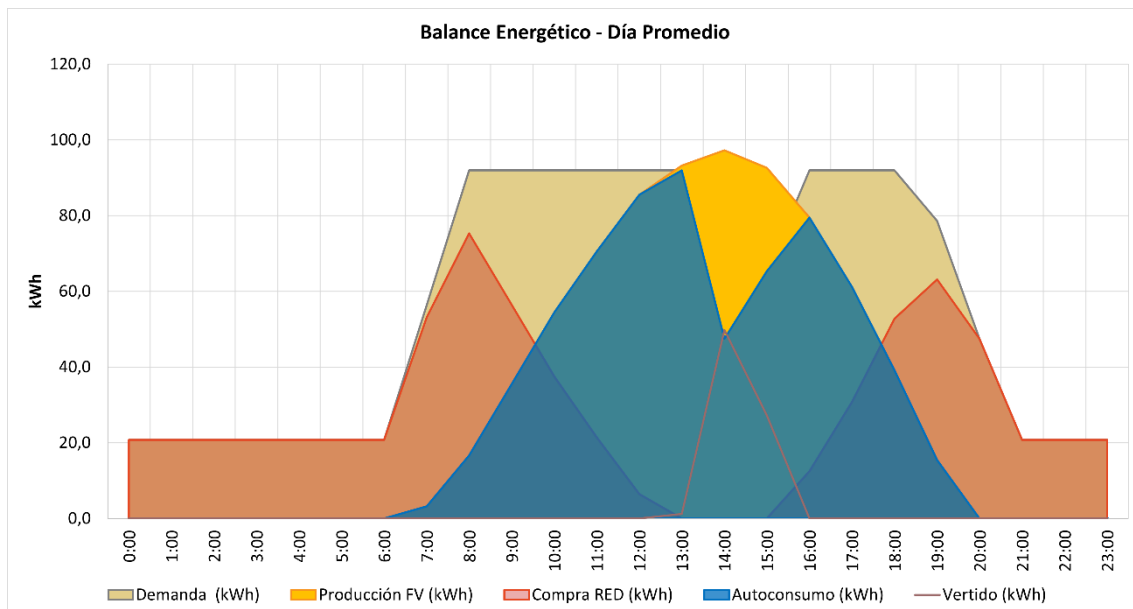


Figura 22. Balance energético con puntos de recarga de VE para un día típico del mes de marzo de 2022.

Cabe destacar que, mediante la orientación de paneles seleccionada, se pueden instalar en un futuro más paneles en la otra cubierta logrando así una instalación este-oeste cada vez más empleada en las instalaciones fotovoltaicas. La instalación Este-Oeste de placas solares reduce el pico de potencia central al mediodía y ensancha la duración de la producción solar a primeras horas y últimas del día (Figura 23).

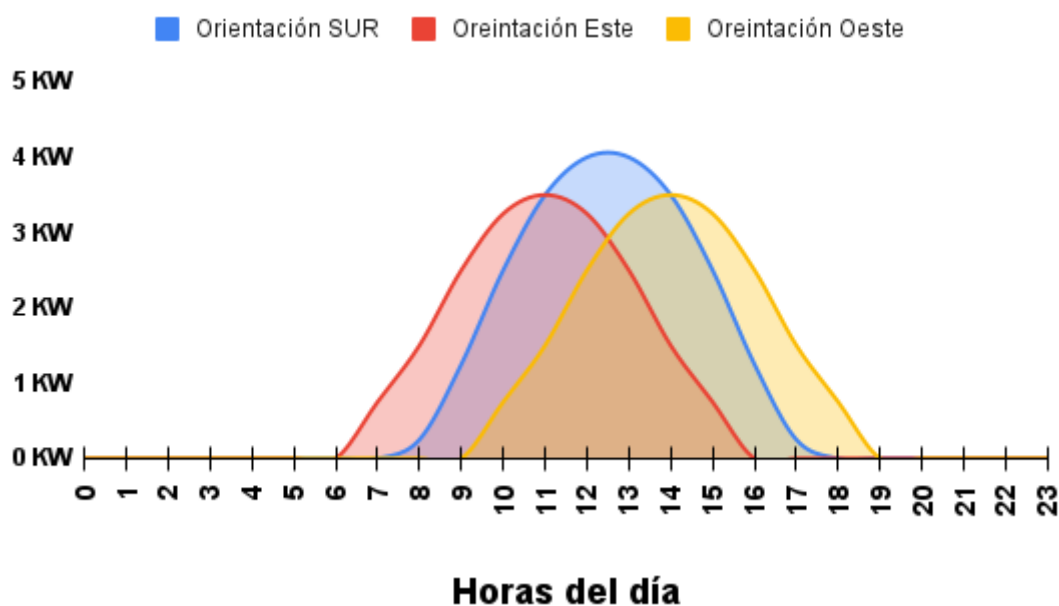


Figura 23. Curva de producción en función de la orientación.

BALANCE ENERGÉTICO ANUAL DEL SISTEMA	
Demanda energética anual:	487.117,1 kWh
Capacidad de Producción Fotovoltaica:	197.454,5 kWh
Autoconsumo Fotovoltaico:	184.360,9 kWh
Vertido a red:	-13.093,6 kWh
Ahorro energético anual:	184.360,9 kWh
Demanda Final prevista:	302.756,2 kWh
Aprovechamiento Fotovoltaico:	93,37 %
Cobertura Demanda Energética:	37,85 %

Tabla 16. Balance energético anual del sistema con puntos de recarga para vehículos eléctricos.

Finalmente, se obtiene como resultado un aumento en la demanda energética anual debido a la instalación de tres puntos de recarga de vehículos eléctricos. De este modo, la cobertura de demanda energética se sitúa en un **37,85%** (Tabla 16). Sin embargo, la infraestructura de recarga hace uso en gran medida de los excedentes energéticos que se producían con anterioridad. De esta manera, se obtiene un aprovechamiento fotovoltaico del **93,37%**. Esto supone un vertido a la red de tan solo un **6,63% ó 13.093,64 kWh**, los cuales son compensados debido a que la instalación se encuentra acogida a la modalidad de autoconsumo con compensación de excedentes.

1.11. ESTUDIO ECONÓMICO

1.11.1. ANÁLISIS ENERGÉTICO-ECONÓMICO

En este apartado se realiza un análisis de rentabilidad para evaluar, desde un punto de vista económico la viabilidad del proyecto. De este modo, se valoran tanto los ahorros económicos que la instalación fotovoltaica produce como la inversión que hay que realizar para la construcción del mismo, así como la infraestructura de puntos de recarga para vehículos eléctricos.

En primer lugar, se debe destacar que la empresa dispone de una potencia contratada de 65 kW y se encuentra acogida a la tarifa de acceso 3.0TD, tarifa indicada para empresas e industrias con necesidades de baja tensión ($\leq 1\text{kV}$) que, en este caso, necesitan potencias superiores a los 15kW. Mediante esta modalidad se amplían a 6 los periodos de discriminación horaria, tanto en potencia como en energía (Figura 24).

Peajes circular					
Tarifa		Potencia contratada	Periodos		
			Potencia	Energía	
BT	3.0TD*	P > 15kW	6	6	
	6.1TD		6	6	
AT	6.2TD		Sin umbral de potencia**	6	6
	6.3TD			6	6
	6.4TD			6	6

Figura 24. Tarifas de acceso para empresas [2].

Dicha tarifa distingue las horas del día en 6 periodos (del P1 al P6), teniendo en cuenta el día de la semana y la temporada (Figura 25). El periodo P1 es el más caro y el P6 el más barato. El periodo P6 (el más barato) siempre se halla de 00h a 08h, salvo los fines de semana y festivos nacionales, que mantienen el precio más barato las 24 horas.

Hora	Lunes - viernes laborables												Sábados, domingos y festivos
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
00:00 - 01:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
01:00 - 02:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
02:00 - 03:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
03:00 - 04:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04:00 - 05:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
05:00 - 06:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
06:00 - 07:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
07:00 - 08:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
08:00 - 09:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
09:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 25. Calendario de las tarifas eléctricas de empresas para la península [2].

Se presenta, a continuación, el coste del término de energía y potencia para cada uno de los periodos, los cuales han sido obtenidos de Energía XXI Comercializadora de Referencia, SLU. (comercializadora de Endesa para el mercado regulado). Por otro lado, se puede observar como el precio por el que la comercializadora compra los excedentes producidos por la instalación fotovoltaica es prácticamente la mitad del precio al que lo vende (Tabla 17).

Tabla 17. Precio del término de energía y potencia para cada uno de los periodos.

Moneda		España: Euro			Tarifa eléctrica	3.0TD(6 periodos) (>15kW)	
Tipo de Instalación		OnGrid Compensación Económica			Pcontr(kW)	65	
Precio compensación (€/kWh)		0,1			Descuento	0%	
P3 (€/kW*día)	0,01096	P6 (€/kW*día)	0,00548	E3 (€/kWh)	0,20967	E6 (€/kWh)	0,17359
P2 (€/kW*día)	0,03260	P5 (€/kW*día)	0,00749	E2 (€/kWh)	0,21490	E5 (€/kWh)	0,19721
P1 (€/kW*día)	0,03831	P4 (€/kW*día)	0,01001	E1 (€/kWh)	0,22693	E4 (€/kWh)	0,20290

A continuación, se puede observar el desglose de energía consumida por la nave industrial y los puntos de recarga para cada uno de los periodos, así como la factura mensual final para cada uno de los meses. Esta Tabla 18 refleja la situación inicial, es decir, situación en la que la instalación fotovoltaica no se encuentra instalada y por lo tanto no produce energía. De este modo, toda la energía consumida es comprada a la red.

Tabla 18. Desglose de los consumos por periodo y su correspondiente coste mensual sin instalación FV.

Laborables	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
E1 (kWh/mes)	22085	19324	0	0	0	0	21963	0	0	0	0	21441	84813
E2 (kWh/mes)	13599	11899	21576	0	0	0	13524	0	0	0	21255	13203	95056
E3 (kWh/mes)	0	0	13286	0	0	21291	0	21661	20997	0	13088	0	90322
E4 (kWh/mes)	0	0	0	20903	21457	13110	0	13338	12929	21819	0	0	103556
E5 (kWh/mes)	0	0	0	12871	13213	0	0	0	0	13435	0	0	39519
E6 (kWh/mes)	6377	5580	6230	6035	6195	6147	6341	6254	6062	6300	6137	6191	73850
E1 (€/mes)	5012	4385	0	0	0	0	4984	0	0	0	0	4866	19247
E2 (€/mes)	2922	2557	4637	0	0	0	2906	0	0	0	4568	2837	20427
E3 (€/mes)	0	0	2786	0	0	4464	0	4541	4402	0	2744	0	18937
E4 (€/mes)	0	0	0	4241	4354	2660	0	2706	2623	4427	0	0	21012
E5 (€/mes)	0	0	0	2538	2606	0	0	0	0	2650	0	0	7794
E6 (€/mes)	1107	969	1081	1048	1075	1067	1101	1086	1052	1094	1065	1075	12820
Energía (kWh/mes)	42061	36803	41091	39809	40866	40549	41829	41253	39988	41554	40481	40835	487117
Energía (€/mes)	9041	7911	8503	7827	8035	8191	8991	8333	8078	8170	8377	8778	100236
Potencia (€/mes)	320	289	320	310	320	310	320	320	310	320	310	320	3770
Factura (€/mes)	9841	8620	9276	8554	8783	8937	9788	9097	8817	8925	9132	9564	109333

De esta manera, para poder realizar la comparativa, se muestra en la siguiente Tabla 19, el desglose de energía de la red consumida por la nave industrial y los puntos de recarga una vez restada la energía que produce la instalación fotovoltaica y que es autoconsumida. Cabe destacar que en esta tabla no se refleja la energía excedentaria y que será compensada por la comercializadora, pues se verá en sucesivas tablas.

Tabla 19. Desglose de los consumos por periodo y su correspondiente coste mensual con instalación FV.

Laborables	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agos.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Total	
E1 (kWh/mes)	17549	13435	0	0	0	0	0	8814	0	0	0	0	16302	56100
E2 (kWh/mes)	8817	6383	14012	0	0	0	0	4772	0	0	0	16237	8923	59144
E3 (kWh/mes)	0	0	6969	0	0	7801	0	9483	11602	0	8951	0	44806	
E4 (kWh/mes)	0	0	0	12723	8705	4465	0	4965	6282	13853	0	0	50993	
E5 (kWh/mes)	0	0	0	6229	4909	0	0	0	0	7511	0	0	18649	
E6 (kWh/mes)	6377	5580	6230	5982	6009	5899	6151	6155	6055	6300	6137	6191	73065	
E1 (€/mes)	3982	3049	0	0	0	0	0	2000	0	0	0	0	3699	12731
E2 (€/mes)	1895	1372	3011	0	0	0	0	1025	0	0	0	3489	1918	12710
E3 (€/mes)	0	0	1461	0	0	1636	0	1988	2433	0	1877	0	9394	
E4 (€/mes)	0	0	0	2582	1766	906	0	1007	1275	2811	0	0	10346	
E5 (€/mes)	0	0	0	1228	968	0	0	0	0	1481	0	0	3678	
E6 (€/mes)	1107	969	1081	1038	1043	1024	1068	1069	1051	1094	1065	1075	12684	
Energía (kWh/mes)	32743	25398	27210	24935	19623	18164	19736	20603	23939	27663	31326	31416	302756	
Energía (€/mes)	6984	5389	5554	4848	3778	3565	4093	4064	4758	5385	6431	6692	61543	
Potencia (€/mes)	320	289	320	310	320	310	320	320	310	320	310	320	3770	
Factura (€/mes)	7679	5969	6175	5423	4308	4074	4640	4609	5328	5998	7087	7371	68661	

Seguidamente, se recopila toda la información anteriormente expuesta y se realiza un análisis detallado para la obtención de la factura eléctrica inicial (Tabla 20) y final (Tabla 21), que incluye el impuesto de la electricidad (5,11%), el alquiler del contador (0,027 €/mes) y el IVA correspondiente del 21%.

Tabla 21. Análisis de la factura eléctrica sin instalación FV.

Inicial	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Energía (€)	9041,06	7910,90	8503,45	7827,16	8034,90	8191,29	8991,19	8333,42	8077,96	8170,17	8377,31	8777,53	100236,35
Potencia (€)	320,17	289,19	320,17	309,84	320,17	309,84	320,17	320,17	309,84	320,17	309,84	320,17	3769,74
Impuesto eléctrico (€)	478,61	419,25	451,12	416,02	427,17	434,64	476,06	442,43	428,84	434,09	444,15	465,14	5317,52
Equipos de medida (€)	0,84	0,76	0,84	0,81	0,84	0,81	0,84	0,84	0,81	0,84	0,81	0,84	9,86
IVA (€)	2066,54	1810,22	1947,87	1796,30	1844,45	1876,68	2055,54	1910,34	1851,67	1874,31	1917,74	2008,37	22960,03
Total (€)	9840,68	8620,09	9275,58	8553,83	8783,08	8936,58	9788,26	9096,86	8817,46	8925,26	9132,10	9563,67	109333,46
Total + IVA (€)	11907,22	10430,31	11223,46	10350,14	10627,52	10813,26	11843,80	11007,19	10669,12	10799,57	11049,85	11572,05	132.293,48 €

Tabla 20. Análisis de la factura eléctrica con instalación FV.

Final	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Energía (€)	6984,13	5389,18	5553,56	4848,48	3777,57	3565,46	4093,25	4064,17	4758,27	5385,44	6431,48	6691,59	61542,57
Compensación (€)	-6,06	-52,47	-67,67	-59,63	-198,43	-258,32	-249,44	-242,69	-104,55	-68,43	0,00	-1,67	-1309,36
Energía (€)	6978,07	5336,70	5485,88	4788,85	3579,14	3307,14	3843,81	3821,49	4653,71	5317,01	6431,48	6689,93	60233,20
Potencia (€)	320,17	289,19	320,17	309,84	320,17	309,84	320,17	320,17	309,84	320,17	309,84	320,17	3769,74
Impuesto eléctrico (€)	373,14	287,63	296,85	260,68	199,36	184,93	212,89	211,75	253,77	288,21	344,66	358,40	3272,28
Equipos de medida (€)	0,84	0,76	0,84	0,81	0,84	0,81	0,84	0,84	0,81	0,84	0,81	0,84	9,86
IVA (€)	1611,16	1242,00	1281,78	1125,64	860,90	798,57	919,32	914,39	1095,81	1244,51	1488,23	1547,56	14129,87
Total (€)	7672,21	5914,28	6103,74	5360,18	4099,51	3802,72	4377,70	4354,24	5218,13	5926,23	7086,79	7369,34	67285,07
Total + IVA (€)	9283,38	7156,28	7385,52	6485,82	4960,41	4601,29	5297,02	5268,63	6313,94	7170,73	8575,02	8916,90	81.414,94 €

Finalmente, en la Tabla 22, se realiza una comparativa económica anual donde se destaca un ahorro económico del **38,46%**, es decir, **50.878,54 €/año**.

Comparativa anual	Inicial	Final
Energía (€)	100.236,35 €	60.233,20 €
Potencia (€)	3.769,74 €	3.769,74 €
Impuesto eléctrico (€)	5.317,52 €	3.272,28 €
Equipos de medida (€)	9,86 €	9,86 €
IVA (€)	22.960,03 €	14.129,87 €
Total (€)	109.333,46 €	67.285,07 €
Total + IVA (€)	132.293,48 €	81.414,94 €
Ahorro económico	38,46%	

Tabla 22. Comparativa de la factura eléctrica con instalación FV.

1.11.2. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

El primer paso de cualquier análisis económico implica establecer inicialmente el período de tiempo que abarcará el proyecto. Este proceso involucra la evaluación de factores tales como la durabilidad física de la instalación o la vida tecnológica del proceso. En el caso de instalaciones fotovoltaica, comúnmente se selecciona un horizonte temporal de 25 años.

Después de esto, se lleva a cabo una evaluación de los recursos financieros invertidos y generados a lo largo del transcurso temporal. En este escenario, se han considerado los siguientes flujos económicos:

- Ahorro total: resulta la suma del ahorro por no consumir electricidad de la red. Se tiene en cuenta la pérdida anual de potencia para el ahorro, la cual se asume en un 0,7 % menos respecto al año anterior.
- Los gastos correspondientes al seguro de la instalación ascienden a 350 €/mes.
- Los gastos por mantenimiento de la instalación equivalen a 1250 €/mes.

La ganancia derivada del ahorro total en electricidad representa la única fuente de ingresos en este proyecto. Por otro lado, la inversión inicial en el primer año, junto con los gastos relacionados con el mantenimiento y el seguro en los años siguientes, conformarán los desembolsos de capital. La estimación del flujo de caja se obtiene al restar los ingresos (beneficios) de los desembolsos (gastos). Esta evaluación permite determinar las ganancias y el período de recuperación (payback) de la inversión de la instalación.

El período de recuperación, o pay-back, se establece como el tiempo necesario para recuperar la inversión de la instalación. Este cálculo surge al dividir los fondos desembolsados entre el flujo de caja neto promedio anual. El pay-back de la instalación diseñada en este proyecto es de **3 años**.

Finalmente se evalúa la rentabilidad del proyecto a partir de dos indicadores económicos, el VAN y el TIR. Para ello se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- Interés de referencia o tasa de descuento (k): se asume el 8% [15]. Está relacionado con el coste de utilización del dinero, depende de la naturaleza del proyecto, así como de los fondos disponibles.
- Índice de Precios de consumo (IPC) o inflación: es un indicador del futuro incremento de los precios de bienes y servicios durante un tiempo determinado. Se aplicará un 1,5% [16] a valores como el precio de la electricidad, los gastos de seguro y mantenimiento y el flujo de caja actualizado.

El Valor Actual Neto (VAN) implica llevar todos los flujos de caja al momento presente, aplicando un índice de interés de referencia que refleja la disminución futura del valor del dinero. Este cálculo proporciona una estimación de los excedentes económicos generados por un proyecto. Cuando el valor del VAN es positivo, el proyecto genera beneficios; en contraste, si el valor es negativo, el proyecto no sería aconsejable llevarlo a cabo.

La Tasa Interna de Retorno (TIR), por su parte, representa la tasa de interés anual a la cual los fondos generados recompensan a los fondos inicialmente invertidos. En otras palabras, es la tasa de interés que equilibra el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto a cero. Un proyecto se considera rentable cuando su TIR excede la tasa de interés de referencia (k).

Los resultados finales de la rentabilidad de la instalación fotovoltaica son (Tabla 23):

Tabla 23. Indicadores de rentabilidad.

VAN	436.693,70 €
TIR	41%
PAY-BACK	2,50 años

A la vista de los resultados, como el VAN es mayor que cero y el TIR supera el interés de referencia (fijado en un 8%) se concluye que este proyecto es rentable y debe llevarse a cabo.

A continuación, se representan los flujos de caja para los 25 años de vida útil de la instalación (Figura 26).

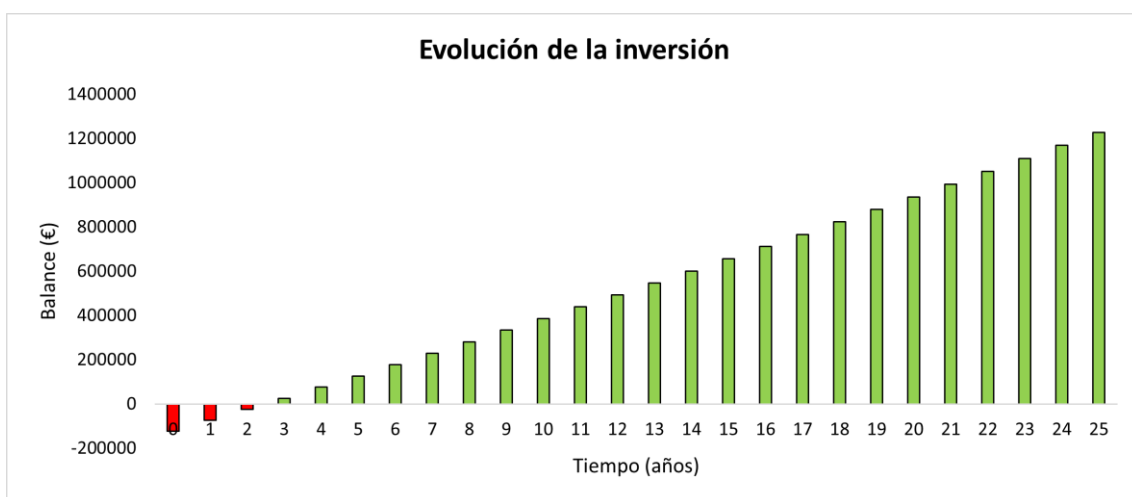


Figura 26. Flujos de caja a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica.

Los cálculos realizados referentes a la evolución económica de la inversión se muestran en la Tabla 24:

Tabla 24. Evolución económica de la inversión.

Año	Electricidad producida (kWh)	Ahorro electricidad (€/año)	Seguro (€/año)	Mantenimiento (€/año)	FC (€)	FC acumulado (€)
0						-123815,03
1	197454,50	50878,54	355,25	1268,75	49254,54	-74560,49
2	196072,32	51280,23	360,58	1287,78	49631,87	-24928,62
3	194699,81	51685,08	365,99	1307,10	50012,00	25083,37
4	193336,91	52093,14	371,48	1326,70	50394,96	75478,33
5	191983,56	52504,41	377,05	1346,61	50780,76	126259,09
6	190639,67	52918,93	382,71	1366,80	51169,43	177428,51
7	189305,19	53336,73	388,45	1387,31	51560,98	228989,49
8	187980,06	53757,82	394,27	1408,12	51955,44	280944,93
9	186664,20	54182,24	400,19	1429,24	52352,82	333297,74
10	185357,55	54610,01	406,19	1450,68	52753,14	386050,89
11	184060,04	55041,16	412,28	1472,44	53156,44	439207,33
12	182771,62	55475,71	418,47	1494,52	53562,72	492770,04
13	181492,22	55913,69	424,74	1516,94	53972,00	546742,05
14	180221,78	56355,13	431,11	1539,69	54384,32	601126,36
15	178960,22	56800,05	437,58	1562,79	54799,68	655926,04
16	177707,50	57248,49	444,14	1586,23	55218,11	711144,15
17	176463,55	57700,46	450,81	1610,03	55639,63	766783,78
18	175228,31	58156,01	457,57	1634,18	56064,26	822848,04
19	174001,71	58615,15	464,43	1658,69	56492,03	879340,07
20	172783,69	59077,92	471,40	1683,57	56922,95	936263,02
21	171574,21	59544,34	478,47	1708,82	57357,04	993620,06
22	170373,19	60014,44	485,65	1734,45	57794,34	1051414,40
23	169180,58	60488,25	492,93	1760,47	58234,85	1109649,25
24	167996,31	60965,81	500,33	1786,88	58678,60	1168327,85
25	166820,34	61447,13	507,83	1813,68	59125,62	1227453,47

CAPÍTULO 2

ANEXOS

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

ANEXO I

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

2.1.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

2.1.1.1. NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE POR STRING

En primer lugar, se debe destacar que el funcionamiento del panel fotovoltaico representado en las hojas características corresponde con unas condiciones STC, que son las siguientes:

- Temperatura del módulo de 25°C.
- Irradiancia de 1000 W/m².
- Air Mass de 1,5

Por lo tanto, a la hora de dimensionar la instalación solar, deberá tenerse en cuenta como varía el funcionamiento del panel cuando no se dan las condiciones STC.

- **Efecto de la temperatura.** La temperatura produce una variación lineal en cada una de las magnitudes del panel solar, resultando en un aumento en la corriente y una disminución en tensión y en potencia para temperaturas elevadas, y una disminución en corriente y aumento en tensión y potencia para temperaturas bajas (Figura 27).
- **Efecto de la radiación.** El efecto de la radiación es casi directamente proporcional a la salida de potencia del módulo y a la corriente, y su efecto sobre la tensión es prácticamente nulo.

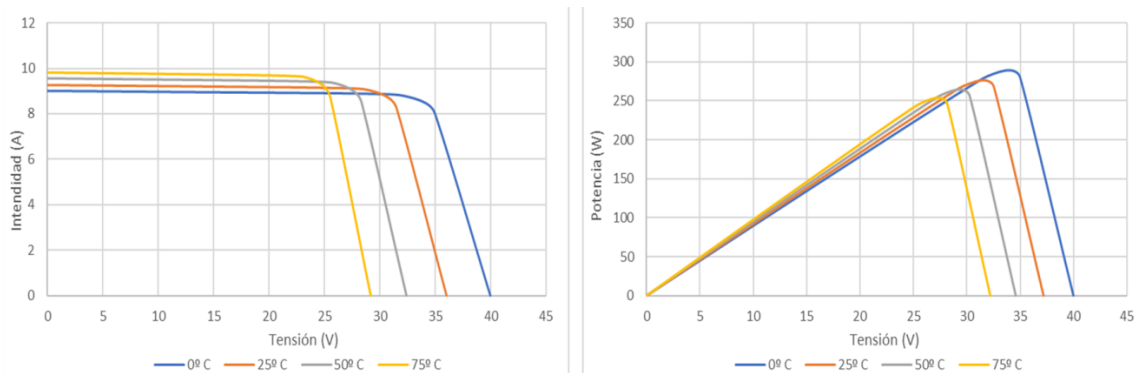


Figura 27. Efecto de la temperatura en los parámetros eléctricos de un panel solar.

Para el cálculo de la temperatura del módulo fotovoltaico se van a utilizar los valores más restrictivos de irradiancia y temperatura registrados en la ubicación de la instalación, Mijas (Málaga). Datos extraídos de la herramienta PVGIS.

$$T_{m\acute{a}x}: 40^{\circ}\text{C} ; T_{m\acute{i}n}: 5^{\circ}\text{C} ; G: 1023,8 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

$$T_{m\acute{o}dulo} (^{\circ}\text{C}) = T_{ambiente} (^{\circ}\text{C}) + G \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right) \cdot \frac{NOTC - 20^{\circ}\text{C}}{800 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right)}$$

Donde:

- G : Irradiancia máxima del lugar (W/m^2).
- $NOTC$: Temperatura de operación de la célula ($^{\circ}C$).

Se procede a calcular la $T_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo}$:

$$T_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo} = 40^{\circ}C + 1023,8 \frac{W}{m^2} \cdot \frac{47^{\circ}C - 20^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}} = \mathbf{74,55^{\circ}C}$$

A continuación, se calcula como varían los distintos parámetros con la temperatura:

$$V_{oc}(T_{m\acute{i}n}) = V_{oc-T_{STC}} + V_{oc-T_{STC}} \cdot \beta \cdot (T_{m\acute{i}n} - 25^{\circ}C)$$

$$V_{mpp}(T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x}) = V_{MPP-T_{STC}} + V_{MPP-T_{STC}} \cdot \beta \cdot (T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x} - 25^{\circ}C)$$

$$I_{sc}(T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x}) = I_{SC-T_{STC}} + I_{SC-T_{STC}} \cdot \alpha \cdot (T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x} - 25^{\circ}C)$$

$$P_{mpp}(T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x}) = P_{MPP-T_{STC}} + P_{MPP-T_{STC}} \cdot \gamma \cdot (T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x} - 25^{\circ}C)$$

$$V_{oc}(T_{m\acute{i}n}) = 49,42 V + 49,42 V \cdot \frac{-0,28 \%}{100^{\circ}C} \cdot (5^{\circ}C - 25^{\circ}C) = \mathbf{52,19 V}$$

$$V_{mpp}(T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x}) = 40,70 V + 40,70 V \cdot \frac{-0,28 \%}{100^{\circ}C} \cdot (74,55^{\circ}C - 25^{\circ}C) = \mathbf{35,05 V}$$

$$I_{sc}(T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x}) = 13,85 A + 13,85 A \cdot \frac{0,048 \%}{100^{\circ}C} \cdot (74,55^{\circ}C - 25^{\circ}C) = \mathbf{14,18 A}$$

$$P_{mpp}(T_{m\acute{o}dulos,m\acute{a}x}) = 540 W + 540 W \cdot \frac{-0,35 \%}{100^{\circ}C} \cdot (74,55^{\circ}C - 25^{\circ}C) = \mathbf{446,35 W}$$

Donde los coeficientes β , α , γ han sido extraídos de la ficha técnica del panel solar JinkoSolar Tiger Pro 72HC (Tabla 25):

Power tolerance	0~+3%
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C

Tabla 25. Coeficientes de variación de los parámetros en función de la temperatura del panel JinkoSolar Tiger Pro

Se diseña la instalación de manera que la tensión producida por el generador fotovoltaico se encuentre siempre dentro de la ventana de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor (SUN2000-100KTL-M2). El intervalo de tensiones de su punto MPPT se puede encontrar en la hoja de características técnicas (en el Anexo III: Fichas Técnicas). De este modo:

$$N_{\text{mín,serie}} = \frac{V_{\text{mín,DC_inversor}}}{V_{\text{mpp}}(T_{\text{módulos,máx}})} = \frac{200 \text{ V}}{35,05 \text{ V}} = 5,71 \text{ V} \cong \mathbf{6 \text{ mód. serie}}$$

$$N_{\text{máx,serie}} = \frac{V_{\text{máx,DC_inversor}}}{V_{\text{oc}}(T_{\text{mín}})} = \frac{1000 \text{ V}}{52,19 \text{ V}} = 19,16 \text{ V} \cong \mathbf{19 \text{ mód. serie}}$$

Donde:

- $V_{\text{mín,DC_inversor}}$: tensión mínima del intervalo MPPT del inversor (V)
- $V_{\text{máx,DC_inversor}}$: tensión máxima del intervalo MPPT del inversor (V)
- $V_{\text{mpp}}(T_{\text{módulos,máx}})$: tensión del panel en el punto de máxima potencia (V)
- $V_{\text{oc}}(T_{\text{mín}})$: tensión de circuito abierto del panel solar (V)
- $N_{\text{mín,serie}}$: número mínimo de paneles que se pueden disponer en serie.
- $N_{\text{máx,serie}}$: número máximo de paneles que se pueden disponer en serie.

Por lo tanto, se obtiene que el número de módulos a conectar en serie para que el inversor se encuentre siempre dentro de la ventana de búsqueda del punto de máxima potencia tiene que estar comprendido entre **6 y 19 módulos**.

2.1.1.2. NUMERO DE STRINGS EN PARALELO

En primer lugar, hay que destacar que el inversor seleccionado cuenta con 10 MPPT y 2 entradas por MPPT, es decir, el inversor cuenta con un total de 20 entradas de las que se puede hacer uso.

De este modo, para la conexión de strings en paralelo hay que tener en cuenta su intensidad máxima admisible por entrada y por MPPT. De la Tabla 26, se extraen los valores de intensidad máxima admisibles del inversor mencionadas anteriormente y que se pueden encontrar en la hoja de características técnicas (en el Anexo III: Fichas Técnicas).

INVERSOR HUAWEI SUN2000-100KTL-M2 TRIFÁSICO	
DATOS DE ENTRADA	
Máx. intensidad por MPPT	30 A
Máx. intensidad por entrada	20 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	40 A
Cantidad de MPPT	10
Máx. número de entradas por MPPT	2

Tabla 26. Valores de intensidades máximas admisibles por entrada y MPPT.

A continuación, se procede a realizar el cálculo de la intensidad en el punto de máxima potencia del panel solar y la intensidad de cortocircuito, ambos para la temperatura del panel más desfavorable calculada en el apartado anterior. El valor de α se obtiene de la Tabla 25.

-Intensidad en el punto de máxima potencia:

$$I_{mpp}(T_{módulos,máx}) = I_{mpp-T_{STC}} + I_{mpp-T_{STC}} \cdot \alpha \cdot (T_{módulos,máx} - 25^{\circ}\text{C})$$

$$I_{mpp}(T_{módulos,máx}) = 13,27 \text{ A} + 13,27 \text{ A} \cdot \frac{0,048 \%}{100 \text{ }^{\circ}\text{C}} \cdot (74,55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = \mathbf{13,59 \text{ A}}$$

- Comprobamos que se cumpla:

$$I_{mpp}(T_{módulos,máx}) < \text{Máx. intensidad por entrada}$$

$$\mathbf{13,59 \text{ A} < 20 \text{ A}}$$

- Tenemos dos entradas por MPPT por lo tanto:

$$I_{mpp}(T_{módulos,máx}) \cdot 2 < \text{Máx. intensidad por MPPT}$$

$$\mathbf{27,18 \text{ A} < 30 \text{ A}}$$

- Intensidad de cortocircuito:

$$I_{sc}(T_{módulos,máx}) = I_{sc-T_{STC}} + I_{sc-T_{STC}} \cdot \alpha \cdot (T_{módulos,máx} - 25^{\circ}\text{C})$$

$$I_{sc}(T_{módulos,máx}) = 13,85 \text{ A} + 13,85 \text{ A} \cdot \frac{0,048 \%}{100 \text{ }^{\circ}\text{C}} \cdot (74,55^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = \mathbf{14,18 \text{ A}}$$

- Comprobamos que se cumpla:

$$I_{sc}(T_{módulos,máx}) \cdot 2 < \text{Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT}$$

$$\mathbf{28,36 \text{ A} < 40 \text{ A}}$$

Dado que se cumplen las condiciones para la conexión en paralelo de strings, la distribución del generador fotovoltaico estará compuesta por **12 strings en paralelo** con **18 paneles por rama**.

2.1.2. CÁLCULO DE LAS SECCIONES DEL CABLEADO

Para determinar las dimensiones adecuadas de las secciones en cualquier sistema de cableado, resulta esencial hacer uso de las Tablas 27, 28, 29 y 30 que forman parte de las disposiciones estipuladas en la norma UNE 20460-5-523:2004. Dentro de este apéndice, se llevarán a cabo los cálculos pertinentes en relación tanto a la configuración eléctrica de la instalación fotovoltaica como de la recarga de vehículos eléctricos.

**Intensidades admisibles en amperios
Temperatura ambiente 40 °C en el aire**

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm ² Cu												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	–
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	–
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	–
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	–
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	–
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	–
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	–	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	–	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	–	–	–	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	–	–	–	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	–	–	–	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	–	–	–	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	–	–	–	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	–	–	–	315	350	374	401	435	468	490	552	590

Tabla 27. Intensidades admisibles para cables de cobre instalados al aire [12].

Intensidades admisibles en amperios
Temperatura ambiente 25 °C en el terreno

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	Cobre				
	1,5	20,5	17	24,5	21
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336
300	387	319	455	380	

Tabla 28. Intensidades admisibles para cables de cobre enterrados [12].

Es importante señalar que, en el caso de la instalación fotovoltaica, el cableado ubicado sobre la cubierta del edificio se dispone en bandejas horizontales perforadas. Por otro lado, el cableado que se extiende desde el interior del edificio hasta su conexión con la red interna se canaliza a través de bandejas tipo malla en posición vertical. Ambos segmentos se enmarcan dentro del enfoque de instalación denominado tipo E.

En lo que respecta a la instalación para la recarga de vehículos eléctricos, el cableado que se dirige hacia el cuadro secundario transcurre empleando mallas verticales, siguiendo el método de instalación E. Por otro lado, en el trayecto hasta las estaciones de recarga, los cables se encuentran enterrados en el suelo, lo cual concuerda con el método de instalación D.

Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las intensidades admisibles para cables al aire libre

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Tabla 29. Factor de corrección para instalaciones al aire y temperatura distinta de 40°C [12].

Factores de reducción por agrupamiento de varios circuitos o de varios cables multiconductores
(a utilizar con los valores de intensidades admisibles de la tabla A.52-1 y A.52-1 bis)

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

Tabla 30. Factor de corrección por agrupamiento de conductores [12].

De acuerdo al Anexo 2 del REBT [12], la definición normativa de la sección de un cable se fundamenta en el cálculo de la sección mínima estandarizada que cumple simultáneamente dos criterios esenciales: el criterio de la intensidad máxima admisible y el criterio de la caída de tensión. En relación a lo previamente expuesto, una vez aplicados tanto el criterio de la intensidad máxima admisible como el criterio de la caída de tensión (c.d.t), se opta por el criterio más restrictivo.

A) Criterio de la intensidad máxima admisible:

Mediante el cual se establece el valor máximo de corriente que un conductor puede llevar, considerando la temperatura máxima de los materiales empleados en su aislamiento. La temperatura en cuestión, indicada en la ficha técnica del cable, es de 90 °C en el caso de aislamientos termoestables (XLPE).

Conforme a las pautas establecidas en la ITC-BT-40 para sistemas generadores de baja tensión, que abarcan instalaciones como las fotovoltaicas, los cables de conexión deben ser calculados para soportar una corriente no inferior al 125 % de la corriente máxima generada. De esta manera, todo el tendido de cables en la instalación fotovoltaica debe ser ampliado en un factor de 1,25. No obstante, esta ampliación no será necesaria en el caso de la infraestructura destinada a la recarga de vehículos eléctricos.

Para aplicar este criterio se necesita conocer la intensidad de cada tramo:

Instalación fotovoltaica:

- Tramo de CC

Este tramo es el comprendido entre los módulos fotovoltaicos y el inversor. La intensidad máxima de circulación es igual a la de cortocircuito de los paneles.

$$I_{MÁX_ADM} = 1,25 \cdot I_{MOD_SC}$$

$$I_{MÁX_ADM} = 1,25 \cdot 13,85 = \mathbf{17,31 A}$$

Donde:

- $I_{MÁX_ADM}$: corriente máxima admisible (A)
- I_{MOD_SC} : corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A)

- Tramo de CA

Este tramo es el comprendido entre el inversor y el cuadro general de baja tensión (CGBT). La intensidad máxima admisible es la siguiente:

$$I_{CA_FV} = \frac{P_{N_INVERSOR}}{\sqrt{3} \cdot U_{N_CA}} = \frac{100000 W}{\sqrt{3} \cdot 400 V} = 144,34 A$$

$$I_{ADM_CA_FV} = 1,25 \cdot 144,34 = \mathbf{180,42 A}$$

Donde:

- I_{CA_FV} : intensidad en corriente alterna a la salida del inversor (A)
- $P_{N_INVERSOR}$: potencia nominal del inversor (W)
- U_{N_CA} : tensión nominal trifásica (V)
- $I_{ADM_CA_FV}$: intensidad máxima admisible del conductor entre el inversor y el CGBT (A)

Instalación de recarga de vehículos eléctricos:

- Tramo de CA

Entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario la intensidad máxima es la intensidad total de la instalación de recarga:

$$I_{T_CA_VE} = \frac{P_{total}}{\sqrt{3} \cdot U_{N_CA}} = \frac{33255 W}{\sqrt{3} \cdot 400 V} = \mathbf{48 A}$$

Donde:

- $I_{T_CA_VE}$: intensidad máxima admisible (A)
- P_{total} : potencia total de la instalación de recarga de vehículos eléctricos (W)
- U_{N_CA} : tensión nominal trifásica (V)

Entre el cuadro eléctrico secundario y cada una de las estaciones de recarga la intensidad máxima admisible es la suministrada a cada una de las estaciones:

$$I_{CA_VE} = 16 A$$

Posteriormente, se aplican distintos factores de corrección a la intensidad calculada si:

La temperatura ambiente es distinta de 40°C para instalaciones al aire libre o 25°C en los tramos de la instalación enterrada. En el caso de la instalación fotovoltaica no se va a aplicar ningún factor de corrección puesto que suponemos como correcta una temperatura máxima ambiente de 40°C. En la situación en que se refiere a la implementación de la infraestructura para la carga de vehículos eléctricos, los cables subterráneos que enlazan el cuadro secundario con la estación de carga permanecerán a una temperatura constante de 25°C. De esta manera, no será necesario implementar ninguna corrección adicional.

Finalmente, según el método de instalación de cada tramo se determina la sección buscada haciendo uso de la Tabla 27 o 28 según corresponda.

B) Criterio de la caída de tensión:

En el cual se fija la máxima caída de tensión admisible en un tramo concreto. La diferencia de tensión ha de ser inferior a los límites marcados por la normativa. De acuerdo con el Pliego de Condiciones del IDAE [3] para Instalaciones Conectas a Red y a la ITC-BT-40 [12], la caída de tensión debe ser inferior al 1,5% en la parte de continua (CC) y al 1,5% en la parte de alterna (CA).

A continuación, se halla la sección del conductor a través de las siguientes fórmulas:

- Para circuitos monofásicos o de corriente continua:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{u \cdot C \cdot U} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{u \cdot C}$$

- Para circuitos trifásicos:

$$S = \frac{L \cdot P}{u \cdot C \cdot U_L} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{u \cdot C}$$

Donde:

- S : sección mínima del conductor (mm^2)
- L : longitud del tramo para el que se calcula la caída de tensión (m)
- I : corriente máxima admisible (A). Es la corriente obtenida anteriormente para cada uno de los tramos mediante el criterio térmico.
- u : caída de tensión máxima admisible (V). Para el tramo de continua existe una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel por el número de paneles en serie de cada string ($V_{mppt_string} = 40,7 \cdot 18 = 732,6 \text{ V}$). Por otra parte, la tensión trifásica tanto para la instalación fotovoltaica como para la instalación de recarga es de 400 V.

La caída de tensión admisible para cada tramo es:

- Instalación fotovoltaica:
 - Tramo de CC entre los módulos y el inversor: 1,5%.
 - Tramo de CA entre el inversor y el CGBT: 1,5%.
- Instalación de recarga de vehículos eléctricos:
 - Tramo de CA:
 - Entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario: 2,7%
 - Entre el cuadro eléctrico secundario y cada una de las estaciones: 0,3%
- C : conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso la del cobre, su conductividad es de: $48 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ a 70°C según el Anexo 2 del REBT [12].
- $\cos \varphi$: factor de potencia. Para instalaciones solares igual a la unidad según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA.

Posteriormente, una vez hallada la sección se escoge la sección normalizada superior a través de la Tabla 27 y 28.

A continuación, se recogen los cálculos realizados en una hoja Excel para cada tramo, y para los dos criterios. El criterio más restrictivo aparece con el fondo naranja.

2.1.2.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

- Tramo de CC

Tabla 31. Sección de los cables para el tramo entre los paneles fotovoltaicos y el inversor.

Circuito	Tipo de instalación	V_{mppt_string} (V)	I_{sc} (A)	Longitud (mm)	u (%)	C ($m/\Omega \cdot mm^2$)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm^2)	Sección comercial (mm^2)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm^2)
S1	E	732,6	13,85	36182	1,5	48	2,375	4	17,3125	2,5
S2	E	732,6	13,85	38922	1,5	48	2,555	4	17,3125	2,5
S3	E	732,6	13,85	41662	1,5	48	2,735	4	17,3125	2,5
S4	E	732,6	13,85	45647	1,5	48	2,996	4	17,3125	2,5
S5	E	732,6	13,85	48388	1,5	48	3,176	4	17,3125	2,5
S6	E	732,6	13,85	51129	1,5	48	3,356	4	17,3125	2,5
S7	E	732,6	13,85	55116	1,5	48	3,618	4	17,3125	2,5
S8	E	732,6	13,85	57859	1,5	48	3,798	4	17,3125	2,5
S9	E	732,6	13,85	60602	1,5	48	3,978	6	17,3125	2,5
S10	E	732,6	13,85	64577	1,5	48	4,239	6	17,3125	2,5
S11	E	732,6	13,85	67321	1,5	48	4,419	6	17,3125	2,5
S12	E	732,6	13,85	69981	1,5	48	4,594	6	17,3125	2,5

*Nota: por uniformidad y simplicidad en la compra e instalación se todos los conductores seleccionados serán de 6 mm^2 de sección.

- Tramo de CA

Tabla 32. Sección del cable para el tramo entre el inversor y el cuadro general de baja tensión (CGBT).

Circuito	Tipo de instalación	U_{N_CA} (V)	I_{CA_FV} (A)	Longitud (mm)	u (%)	C ($m/\Omega \cdot mm^2$)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm^2)	Sección comercial (mm^2)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm^2)
C_FV	E	400	144,3	3000	1,5	48	3,26	4	180,43	70

2.1.2.2. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Tabla 33. Sección del cable para el tramo entre el CGBT y el cuadro eléctrico secundario.

Circuito	Tipo de instalación	U_{N_CA} (V)	$I_{t_CA_VE}$ (A)	Longitud (mm)	u (%)	C ($m/\Omega \cdot mm^2$)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm^2)	Sección comercial (mm^2)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm^2)
C_VE	E	400	48	2500	2,7	48	0,40	1,5	48	10

Tabla 34. Sección de los cables para el tramo entre el cuadro eléctrico secundario y cada una de las estaciones de recarga.

Circuito	Tipo de instalación	U_{N_CA} (V)	I_{CA_VE} (A)	Longitud (mm)	u (%)	C (m/Ω·mm ²)	Criterio c.d.t		Criterio térmico	
							Sección mínima (mm ²)	Sección comercial (mm ²)	I máx. admisible (A)	Sección comercial (mm ²)
E1	D	400	16	4000	0,3	48	1,92	2,5	16	1,5
E2	D	400	16	5250	0,3	48	2,53	4	16	1,5
E3	D	400	16	6500	0,3	48	3,13	4	16	1,5

2.1.3. CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES

Continuando con el proceso descrito en la sección previa, las protecciones calculadas en este punto abarcan tanto el sistema fotovoltaico como la infraestructura de carga para vehículos eléctricos.

Por lo tanto, el cálculo de esta sección se llevará a cabo para asegurar que cualquier dispositivo de protección contra cortocircuitos y sobrecargas esté correctamente conectado al circuito que debe protegerse.

El dispositivo que garantiza la protección frente a sobrecargas ha de cumplir las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

- I_B : corriente de diseño de la línea (A)
- I_Z : corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado según la ITC-BT-19 [12].
- I_N : corriente asignada del dispositivo de protección. Es la corriente que se quiere hallar.
- I_f ó I_2 : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección. Según si el dispositivo a utilizar es un fusible o un interruptor automático:

$$I_2 \leq 1,3 \cdot I_N \quad \text{si es un interruptor automático según UNE EN 60947-2}$$

$$I_f \leq 1,6 \cdot I_N \quad \text{si es un fusible con } I_N \geq 16 \text{ A}$$

$$I_f \leq 1,9 \cdot I_N \quad \text{si es un fusible con } 4 \text{ A} < I_N < 16 \text{ A}$$

$$I_f \leq 2,1 \cdot I_N \quad \text{si es un fusible con } I_N \leq 4 \text{ A}$$

De igual manera, en la ITC-BT-22 del REBT [12] se establece que en el inicio de cada circuito es necesario instalar un dispositivo de protección contra cortocircuitos. Este dispositivo debe tener una capacidad de interrupción igual o superior a la máxima intensidad de cortocircuito registrada en ese punto.

$$I_{pdc} \geq I_{cc_m\acute{a}x}$$

Por lo tanto, resulta indispensable que las tres condiciones previamente mencionadas sean satisfechas para garantizar la protección de cualquier circuito contra sobrintensidades.

2.1.3.1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

- Tramo de CC

Fusibles en la caja de conexiones CC (string box)

Cada una de las series de módulos fotovoltaicos se tienen que proteger con fusibles de tipo gPV. Cada serie de módulos tiene dos fusibles, uno para el conductor positivo y otro para el negativo. Debido a que la instalación tiene 12 series de módulos, la caja de conexiones CC albergará 24 fusibles de tipo gPV.

El fusible seleccionado tiene una intensidad nominal de 15 A y un poder de corte de 20 kA.

Se comprueba con las expresiones anteriores que el fusible elegido es adecuado para la protección de los módulos fotovoltaicos. Particularizando para este circuito cada uno de los parámetros anteriores:

- I_B : intensidad del módulo en el punto MPPT. $I_B = 13,17 A$
- I_Z : intensidad máxima admisible para un conductor de 6 mm². $I_Z = 57 A$
- I_N : intensidad nominal del dispositivo elegido. $I_N = 15 A$
- I_f : corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección. Según la ITC-BT-22 [12], para una corriente nominal entre 4 A y 16 A la $I_f = 1,9 \cdot I_N$

$$\begin{aligned}
 I_N &= 15 A \\
 13,17 &\leq I_N \leq 57 \\
 13,17 &\leq 15 \leq 57 \\
 I_f &\leq 1,45 \cdot I_Z \\
 I_f &= 1,9 \cdot I_N = 1,9 \cdot 15 = 28,5 A \\
 I_f &\leq 1,45 \cdot 57 = 82,62 A \\
 28,5 A &\leq 82,62 A
 \end{aligned}$$

De esta manera, el fusible seleccionado cumple con la función de salvaguardar contra sobrecargas de manera efectiva. Además, la tercera y última condición se encuentra plenamente respaldada, ya que el fusible, con su capacidad de corte de 20 kA, supera ampliamente la corriente de cortocircuito en cada serie.

- Tramo de CA

Interruptor automático en el CGBT

El interruptor automático debe disponer de una capacidad de interrupción mayor que la máxima corriente de cortocircuito que podría generarse en el punto de instalación y en la ubicación de los dispositivos protectores. En esta instancia, la red de alimentación cuenta con un embarrado con una corriente máxima de 25 kA, por lo tanto, el interruptor magnetotérmico deberá superar esta capacidad. En el caso del componente seleccionado, su capacidad de interrupción es de 36 kA, lo cual excede el umbral de 25 kA de manera significativa.

En cuanto a la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos se aplica las condiciones ya expuestas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

- I_B : intensidad nominal del inversor. $I_B = 144,34 A$
- I_Z : intensidad máxima admisible para un conductor de 95 mm². $I_Z = 259 A$
- I_N : intensidad nominal del dispositivo elegido. $I_N = 160 A$
- I_2 : para interruptores magnetotérmicos según la UNE 60947-2 la intensidad de disparo es $I_2 = 1,3 \cdot I_N$
- $I_{cc_m\acute{a}x}$: corriente de cortocircuito máxima. $I_{cc_m\acute{a}x} = 3 \cdot 170,15 = 510,45 A$

Sustituyendo en las fórmulas anteriores:

$$I_N = 160 A$$

$$144,34 A \leq I_N \leq 259 A$$

$$144,34 A \leq 160 \leq 259 A$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 259 = 375,55 A$$

$$208 A \leq 375,55 A$$

$$I_{pdc} \geq I_{cc_m\acute{a}x}$$

$$36 kA \geq 510,45 A$$

Es importante aclarar que el requisito de protección frente a cortocircuitos se evalúa considerando una corriente máxima de cortocircuito equivalente, la cual resulta de la suma de las intensidades presentes en las tres líneas trifásicas.

2.1.3.2. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Interruptor general automático (IGA) en el CGBT

A continuación, se escoge el interruptor automático general que se coloca en el cuadro de baja tensión.

Siguiendo las especificaciones ya mencionadas en la ITC-BT-22 [12]:

- I_B : intensidad corriente total que circula desde el CGBT hasta el cuadro secundario (A).
 $I_B = 48 A$
- I_Z : intensidad máxima admisible para un conductor de 10 mm². $I_Z = 65 A$
- I_N : intensidad nominal del dispositivo elegido. $I_N = 63 A$
- I_2 : para interruptores magnetotérmicos según la UNE 60947-2 la intensidad de disparo es $I_2 = 1,3 \cdot I_N$
- I_{pdc} : poder de corte asignado al IGA (A).

La primera condición queda comprobada sustituyendo los valores:

$$48 A \leq 63 A \leq 65 A$$

Puesto que se escoge un IGA de 63 A de cuatro polos, resulta de una I_2 de 81,9 A, que a su vez cumple con la segunda expresión, pues:

$$\begin{aligned} I_2 &\leq 1,45 \cdot 65 \\ 81,9 A &\leq 94,25 A \\ I_{pdc} &\geq 25 kA \\ 36 kA &\geq 25 kA \end{aligned}$$

Interruptor automático en el cuadro secundario

Se protege a cada circuito de recarga con interruptores magnetotérmicos. En este caso:

- I_B : corriente suministrada a la estación de recarga (A). $I_B = 16 A$
- I_Z : intensidad máxima admisible para un conductor de 4 mm². $I_Z = 35 A$
- I_N : intensidad nominal del dispositivo elegido. $I_N = 25 A$
- I_2 : para interruptores magnetotérmicos según la UNE 60947-2 la intensidad de disparo es $I_2 = 1,3 \cdot I_N$

Sustituyendo los valores en la primera y segunda condición:

$$\begin{aligned} 16 A &\leq 25 A \leq 35 A \\ 1,30 \cdot 25 &\leq 1,45 \cdot I_Z \\ 32,5 A &\leq 50,75 A \end{aligned}$$

2.1.4. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra se implementan principalmente con el propósito de restringir la tensión que las superficies metálicas puedan tener en relación con la tierra en determinado momento. Esto garantiza el funcionamiento adecuado de los dispositivos de protección y reduce el peligro asociado a posibles fallos en los componentes eléctricos empleados.

La implementación del sistema de puesta a tierra se ajustará a lo establecido en las regulaciones ITC BT-18 y ITC BT-40, que rigen las directrices para la puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica.

En el dimensionado de la resistencia de la puesta a tierra, es esencial considerar las pautas de seguridad establecidas en las regulaciones actuales. Según estas normativas, la tensión de contacto es de 50V en locales secos y de 24V en locales húmedos. Dado que el diseño propuesto está ubicado en la cubierta de la nave industrial y, por lo tanto, expuesto a las condiciones climáticas, se clasifica como un área expuesta a humedad con una tensión máxima de contacto de 24V.

La puesta a tierra de la instalación se compone por electrodos de pica de acero con recubrimiento de cobre de una longitud de 2 m, 16 mm de diámetro, enterradas a una profundidad de 0,8 m según la ITC-BT-18 [12], unidas por un cable de cobre desnudo de 35 mm².

De este modo, el valor de la resistencia de tierra máximo se calcula:

$$R_{T_m\acute{a}x} = \frac{V_C}{I_{\Delta n}}$$

Donde:

- $R_{T_m\acute{a}x}$: resistencia de tierra máxima (Ω).
- V_C : tensión de contacto máxima (V).
- $I_{\Delta n}$: sensibilidad del diferencial (A).

Teniendo en cuenta que se trata de un local húmedo, se considera que el valor de la tensión límite convencional es de 24V, mientras que la sensibilidad del diferencial es de 300 mA (Tabla 35).

Tabla 35. Resistencia de tierra máxima en función de la sensibilidad del diferencial.

Sensibilidad del diferencial	Resistencia de tierra máxima a 24 / 50 [V]
10 [mA]	2400 / 5000 [Ω]
30 [mA]	800 / 1666,67 [Ω]
300 [mA]	80 / 166,67 [Ω]

$$R_{T_m\acute{a}x} = \frac{24 V}{0,3 A} = 80 \Omega$$

A parte de este criterio, cabe destacar que muchas guías técnicas (ITC-BT-26) recomiendan otros límites (Tabla 36):

Tabla 36. Resistencia de tierra máxima recomendada (ITC-BT-26) [12].

Casos	Resistencia de tierra recomendada
Criterio general	20 [Ω]
Edificios sin pararrayos	37 [Ω] (guía ITC-BT-26) / 80 [Ω] (NTE-IEP)
Edificios con pararrayos	15 [Ω]
Equipos electrónicos sensibles	2-5 [Ω]

Se trata de una nave industrial sin pararrayos, por ende, la $R_{T_m\acute{a}x} = 37 \Omega$, según la ITC-BT-26 [12]. A partir de aquí, se debe comprobar si la resistencia de tierra de nuestra instalación es menor a la resistencia de tierra máxima permitida. De este modo, obtenemos la siguiente expresión para el cálculo de la resistencia de la pica en función de la resistividad del terreno y su longitud.

$$Rp = \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- Rp : resistencia de la pica (Ω).
- ρ : resistividad del terreno (Ωm).
- L : longitud de la pica (2 m).

La resistividad del terreno la obtenemos a partir de la Tabla 37, donde la resistividad del terreno para terraplenes compactos y húmedos es de 50 Ωm .

Tabla 37. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno (REBT) [12].

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

De este modo, calculamos la resistencia de la pica:

$$R_p = \frac{50 \Omega m}{2 m} = 25 \Omega$$

$$R_p \leq R_{T_m\acute{a}x}$$

$$25 \Omega \leq 37 \Omega$$

Este valor obtenido para la puesta a tierra es correcto ya que se encuentra por debajo de 37Ω según lo estipulado en la tabla A de la Guía-BT-26 para edificaciones sin pararrayos.

ANEXO II

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

2.2.1. OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El propósito del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud es proporcionar una base que permita a las Empresas Contratistas y a cualquier otro participante involucrado en la realización de las obras mencionadas en el proyecto al que este Estudio Básico pertenece, llevar a cabo dichas obras en condiciones óptimas. Esto implica garantizar el mantenimiento de la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores involucrados, en plena conformidad con las directrices establecidas en el R.D. 1627/1997, de 24 de octubre. Dicho reglamento establece las disposiciones mínimas relacionadas con la Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, al igual que otras normativas adicionales y de aplicación pertinente.

2.2.2. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

El presente Estudio de Seguridad y Salud se refiere al proyecto denominado *Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a red y recarga de vehículos eléctricos*, cuyos datos generales son los que se exponen en la Tabla 38.

Tabla 38. Datos generales del proyecto.

MUNICIPIO	MIJAS (MÁLAGA)
AUTOR DEL PROYECTO	OMAR EL LAHIANI SKATOU
PEC	123.815,03 €
PLAZO DE EJECUCIÓN	8 días

2.2.3. JUSTIFICACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO

El Estudio Básico de Seguridad y Salud debe ser elaborado de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, el cual establece las disposiciones esenciales relacionadas con la seguridad y salud en las obras de construcción.

En consecuencia, es necesario verificar la ausencia de cualquiera de las situaciones que se mencionan a continuación:

- El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es inferior a 450.000 €.
- Que la duración estimada sea superior a 30 días laborales, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.
- No es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Dado que ninguno de los escenarios establecidos en la sección 1 del Artículo 4 del R.D. 1627/1997 está presente, procedemos a elaborar el presente **ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**.

2.2.4. DATOS GENERALES DE LA OBRA

2.2.4.1. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

La obra se ejecutará en el municipio de Mijas, concretamente en la nave que la empresa MADERAS SANTAELLA, S.L., dispone en dicha localidad.

La instalación solar fotovoltaica que se pretende construir se desarrollará en la cubierta de la nave de unos 10,00 m de altura. El acceso a la cubierta donde se realizará la obra se realizará a través de una plataforma elevadora.

2.2.4.2. FASES PREVISTAS EN LA OBRA

A continuación, se indican las principales fases de la obra:

Actuaciones previas

Se engloban dentro de esta categoría las acciones que preceden al inicio de la obra, tales como el proceso de replanteo, el almacenamiento de materiales y la colocación de señales de obra, entre otras.

Montaje de la estructura metálica

Engloba todo lo vinculado con la instalación de la estructura que sostendrá el generador de energía fotovoltaica, así como los componentes esenciales para asegurar la fijación adecuada de los paneles solares en la cubierta.

Instalación de paneles solares

Se clasifican como labores de montaje de paneles fotovoltaicos tanto la sujeción de estos a la estructura como la interconexión eléctrica necesaria para garantizar el funcionamiento óptimo de todo el sistema.

Instalación eléctrica

Se engloban dentro de la categoría de tareas eléctricas la implementación de circuitos, dispositivos mecánicos, así como elementos de desconexión y protección requeridos para el adecuado desempeño de la instalación.

2.2.5. MAQUINARIA PREVISTA EN LA OBRA

La maquinaria que se empleará en la ejecución de la obra será la siguiente:

- Plataforma elevadora
- Taladro portátil
- Sierra radial eléctrica
- Herramientas manuales

2.2.6. NORMATIVA

Además, del Real Decreto ya mencionado, el Estudio Básico de Seguridad y Salud se incluye en la siguiente normativa:

- Ley 31/1995, del 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- RD 39/1997, de 17 de enero, sobre el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- RD 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- RD 486/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- RD 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos.
- RD 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización de los trabajadores de Equipos de Protección Individual.
- RD 1627/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- RD 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.

2.2.7. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RIESGOS LABORALES

Cada día, al comenzar las labores, se llevará a cabo una inspección exhaustiva de todos los sistemas de seguridad colectiva, procediendo a la reparación o reemplazo de aquellos que muestren signos de deterioro. Del mismo modo, al proporcionar a los trabajadores los equipos de protección individual requeridos para el proyecto, se les entregarán directrices para su comportamiento durante su tiempo en el lugar de trabajo, destacando la obligatoriedad de usar los elementos de protección personal (EPIs).

2.2.7.1. ANÁLISIS DE LOS RIESGOS LABORALES CLASIFICADOS POR FASES DE OBRA

La secuencia de trabajos será la siguiente:

- I. Actuaciones previas
- II. Montaje de la estructura metálica
- III. Instalación de paneles solares
- IV. Instalación eléctrica

A continuación, se identifican y analizan cada uno de los riesgos que pueden aparecer durante la ejecución de la obra.

Actuaciones previas

Riesgos y causas:

- Desplome del material acopiado

Equipos de protección colectiva:

- Señalización

Equipos de protección individual:

- Guantes de uso general
- Botas de seguridad
- Casco homologado
- Chaleco reflectante

Medidas preventivas:

- Se llevará a cabo una evaluación del terreno para asegurarse de que no haya ningún peligro no contemplado en este estudio fundamental de seguridad y salud.

Se comprobará que existen los siguientes documentos:

- Plan de seguridad y salud, aprobado y visado por el coordinador de seguridad y salud en fase de obra
- Libro de incidencias, firmado y sellado por el coordinador y la empresa adjudicataria

Montaje de la estructura metálica

Riesgos y causas:

- Caídas al mismo o distinto nivel
- Golpes o cortes con objetos o maquinas
- Ruido
- Pisada sobre objetos punzantes
- Caída de objetos o máquinas
- Sobreesfuerzos trabajo de rodillas, agachado o doblado.
- Contactos eléctricos directos por mala conservación de máquinas eléctricas.

Equipos de protección colectiva:

- Iluminación adecuada
- Señalización

- Barandilla de protección de perímetros de cubiertas, compuesta por guarda cuerpos metálicos cada 2,5 m.

Equipos de protección individual:

- Gafas protectoras de ojos y cara
- Protecciones auditivas contra el ruido
- Cinturón portaherramientas
- Cinturones de sujeción o anticaídas de altura
- Guantes y manoplas de material aislante
- Casco aislante
- Ropa aislante
- Botas de seguridad aislantes

Medidas preventivas:

- La iluminación mediante lámparas portátiles se efectuará empleando portalámparas sellados con asa aislante y una rejilla de protección para la bombilla. Estas lámparas serán alimentadas con energía eléctrica a 24V.
- Las áreas de trabajo deben garantizar una iluminación mínima de 100 lux, medida a una altura aproximada de dos metros sobre el suelo.
- Se encuentra prohibida la conexión de cables eléctricos a los paneles de alimentación sin el uso de enchufes macho-hembra.
- Queda terminantemente prohibido realizar labores a un nivel inferior al de la superficie de trabajo.

Instalación paneles solares

Riesgos y causas:

- Piso resbaladizo
- Corrientes de aire
- Exposición a condiciones meteorológicas adversas como frío, calor intenso, exposición a la intemperie.
- Caídas al mismo o distinto nivel
- Caída de objetos o máquinas
- Golpes o cortes con objetos o máquinas
- Proyección de objetos
- Pisada sobre objetos punzantes
- Sobreesfuerzos trabajo de rodillas, agachado o doblado.
- Contactos eléctricos directos por mala conservación de máquinas eléctricas.
- Contactos eléctricos indirectos.

Equipos de protección colectiva:

- Barandilla de protección de perímetros de forjados, compuesta por guarda cuerpos metálicos cada 2,5 m.

Equipos de protección individual:

- Gafas protectoras de ojos y cara
- Protecciones auditivas contra el ruido
- Cinturón portaherramientas
- Cinturones de sujeción o anticaídas de altura
- Guantes y manoplas de material aislante
- Casco aislante
- Ropa aislante
- Botas de seguridad aislantes

Medidas preventivas:

- Como acción inicial, se llevará a cabo la instalación de barandas y revestimientos en los huecos presentes.
- Las plataformas de elevación serán controladas para su recepción mediante cuerdas en lugar de manipulación manual.
- Los paneles serán distribuidos de manera equitativa a lo largo de los bordes para evitar sobrecargas concentradas.
- Se mantendrán en su lugar los andamios metálicos que estén apoyados en la estructura del cerramiento.
- En caso de vientos superiores a 60 km/h, lluvia, heladas o nieve, se suspenderán todas las tareas en las cubiertas.
- Queda estrictamente prohibido transitar bajo cargas suspendidas.
- Durante la construcción, se mantendrán los huecos del forjado horizontal cubiertos con tablas fijadas.

Además de lo anterior se comprobará que:

- Verificar que los trabajadores cuenten con los Equipos de Protección Individual (EPIs) apropiados para las labores, tal como se especifica en el Plan de Seguridad y Salud.
- Supervisar el uso correcto de los EPIs previamente mencionados.
- Asegurar que las líneas de vida estén correctamente ancladas y operativas.
- Mantener la obra en un estado de limpieza y orden adecuados.
- Confirmar que los operarios asignados a las tareas posean la capacitación adecuada.

- Detener las labores durante condiciones climáticas con vientos superiores a 60 km/h, así como en casos de lluvia, heladas o nieve.
- Garantizar que no haya trabajadores en las áreas de circulación bajo cargas suspendidas.

Instalación eléctrica

Riesgos y causas:

- Caídas al mismo o distinto nivel
- Golpes, cortes o atrapamientos con objetos o maquinas
- Contactos eléctricos directos
- Contactos eléctricos indirectos
- Cortocircuitos y arco eléctrico

Equipos de protección individual:

- Guantes y manoplas de material aislante
- Casco aislante
- Ropa aislante
- Botas de seguridad aislantes

Medidas preventivas:

Trabajos sin tensión

- Desconectar
- Prevenir cualquier posible realimentación
- Verificar la ausencia de tensión
- Poner a tierra y en cortocircuito
- Proteger frente a elementos próximos en tensión, en su caso, y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo

Reposición de la tensión

- Retirada, si las hubiera, de las protecciones adicionales y de la señalización que indica los límites de la zona de trabajo.
- Retirada, si la hubiera, de la puesta a tierra.
- Desbloqueo y/o la retirada de la señalización de los dispositivos de corte.
- Cierre de los circuitos para reponer la tensión.

Trabajos con tensión

- Utilizar guantes aislantes adecuados para proteger las manos.
- Realizar las tareas en una alfombra o banco aislante, garantizando tanto el apoyo seguro como la estabilidad.
- Utilizar ropa de trabajo que carezca de cremalleras u otros elementos conductores.
- Evitar el uso de pulseras, cadenas y objetos conductores.
- Emplear herramientas aisladas diseñadas específicamente para estas labores.
- En la medida de lo posible, aislar las partes activas y elementos metálicos en la zona de trabajo mediante protectores adecuados.

2.2.8. COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD

La designación del Coordinador para la fase de elaboración del proyecto y la ejecución de la obra podría recaer en la misma persona. El Coordinador en asuntos de seguridad y salud durante la ejecución de la obra tendrá la responsabilidad de desempeñar las siguientes tareas:

- Supervisar la implementación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades en la obra para asegurar que las empresas y el personal involucrado apliquen de manera cohesiva y responsable los principios de acción preventiva establecidos en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, especialmente en las actividades contempladas en el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1997.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista, así como las posibles modificaciones realizadas en el mismo.
- Organizar la coordinación de las actividades empresariales como prevé el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.
- Supervisar las acciones y funciones para controlar la correcta aplicación de los métodos de trabajo.
- Tomar las medidas necesarias para restringir el acceso a la obra únicamente a personas autorizadas.

Cuando no sea necesaria la designación de un Coordinador, la Dirección Facultativa asumirá estas responsabilidades.

2.2.9. OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS

El contratista y los subcontratistas tendrán la obligación de:

Aplicar los principios de acción preventiva establecidos en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en especial:

- Mantener en adecuadas condiciones de limpieza la obra.
- Manipular diferentes materiales y utilizar equipos auxiliares.
- Mantener, inspeccionar antes de poner en funcionamiento y realizar controles periódicos de las instalaciones y dispositivos necesarios para las tareas de construcción, con el fin de corregir fallos que puedan afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- Gestionar el almacenamiento y eliminación de residuos y escombros.
- Recoger los materiales peligrosos utilizados.
- Ajustar el tiempo necesario para cada trabajo o fase de trabajo.
- Considerar las interacciones o incompatibilidades con otras labores o actividades.

Cumplir y asegurar que su personal cumpla con lo estipulado en el Plan de Seguridad y Salud.

Serán responsables de la correcta implementación de las medidas preventivas definidas en el Plan y de las obligaciones que les competan directamente. Además, compartirán la responsabilidad solidaria por las consecuencias resultantes del incumplimiento de las medidas delineadas en el Plan. Las responsabilidades del Coordinador, la Dirección Facultativa y el Promotor no exonerarán a los contratistas de sus propias responsabilidades.

2.2.10. LIBRO DE INCIDENCIAS

En cada sitio de trabajo, se dispondrá de un Libro de Incidencias con el propósito de supervisar y dar seguimiento al Plan de Seguridad y Salud. Este libro constará de hojas en duplicado y será proporcionado por el respectivo Colegio profesional al cual pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

El Libro de Incidencias debe mantenerse en la obra en todo momento y estar bajo custodia del Coordinador. Tendrán acceso al libro la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas participantes, los representantes de los trabajadores y los técnicos especializados de las entidades gubernamentales competentes en este ámbito. Estas partes tendrán la posibilidad de hacer anotaciones en el libro.

Una vez se realice una anotación en el Libro de Incidencias, el Coordinador estará obligado a remitir una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia donde se lleva a cabo la obra, dentro de las siguientes veinticuatro horas. Además, notificará estas anotaciones tanto al contratista como a los representantes de los trabajadores.

2.2.11. PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS

Cuando el Coordinador observe durante la ejecución de las obras que no se están cumpliendo las medidas de seguridad y salud, informará al contratista y registrará este incumplimiento en el Libro de Incidencias. Además, estará autorizado para, en situaciones de peligro inminente y grave para la seguridad y salud de los trabajadores, ordenar la interrupción de actividades o, si es necesario, detener completamente la obra.

El Coordinador reportará este incidente según corresponda a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia donde se esté llevando a cabo la obra. También notificará al contratista, y en caso necesario a los subcontratistas o trabajadores autónomos afectados por la suspensión, así como a los representantes de los trabajadores.

2.2.12. DERECHO DE LOS TRABAJADORES

Los contratistas y subcontratistas están responsabilizados de asegurar que los trabajadores sean debidamente informados de todas las medidas que se deben implementar para garantizar su seguridad y salud en el lugar de trabajo, y que esta información sea comprensible.

Con el propósito de que el Plan de Seguridad y Salud y sus eventuales modificaciones sean conocidos y supervisados, se proporcionará a los representantes de los trabajadores en el sitio de trabajo una copia del plan por parte del contratista.

ANEXO III

FICHAS TÉCNICAS

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

Tiger Pro 72HC

540-560 Watt

MONO-FACIAL MODULE

P-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

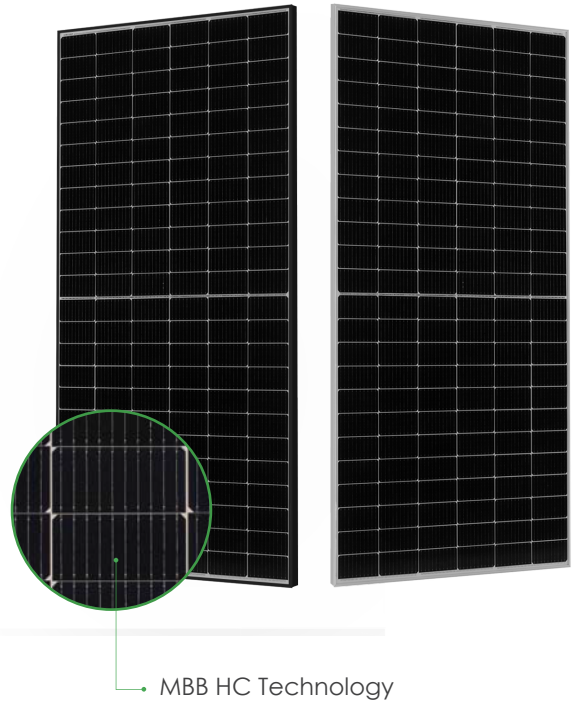
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



MBB HC Technology

Key Features



Multi Busbar Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



Reduced Hot Spot Loss

Optimized electrical design and lower operating current for reduced hot spot loss and better temperature coefficient.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

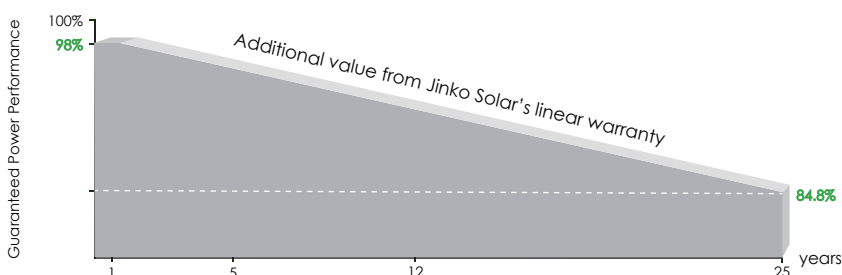


Longer Life-time Power Yield

0.55% annual power degradation and 25 year linear power warranty.



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

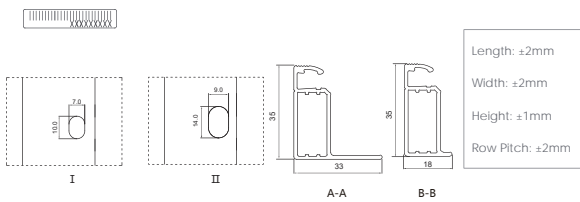
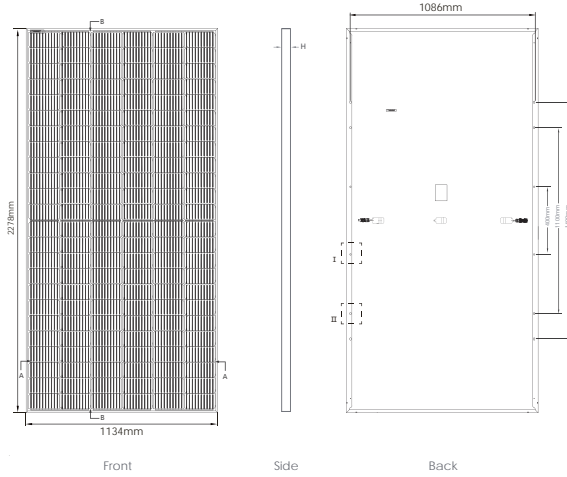


12 Year Product Warranty

25 Year Linear Power Warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Engineering Drawings

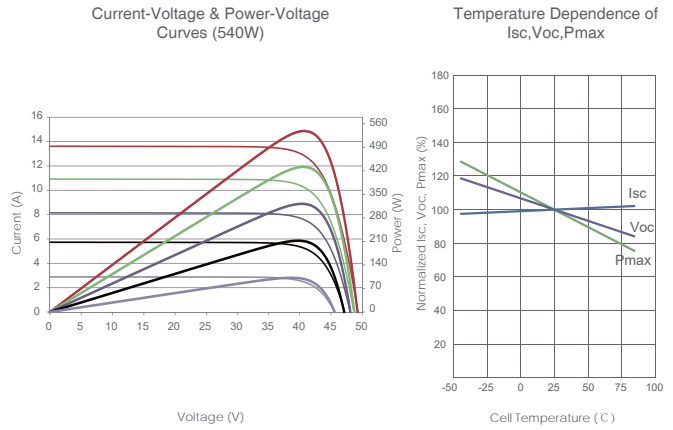


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4		JKM555M-72HL4		JKM560M-72HL4	
	JKM540M-72HL4-V	JKM545M-72HL4-V	JKM550M-72HL4-V	JKM555M-72HL4-V	JKM560M-72HL4-V					
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V	40.99V	38.59V	41.09V	38.69V
Maximum Power Current (Imp)	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A	13.54A	10.70A	13.63A	10.77A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V	49.72V	46.93V	49.82V	47.02V
Short-circuit Current (Isc)	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.33A	14.12A	11.40A	14.21A	11.48A
Module Efficiency STC (%)	20.90%		21.10%		21.29%		21.48%		21.68%	
Operating Temperature(°C)	-40°C ~ +85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0 ~ +3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



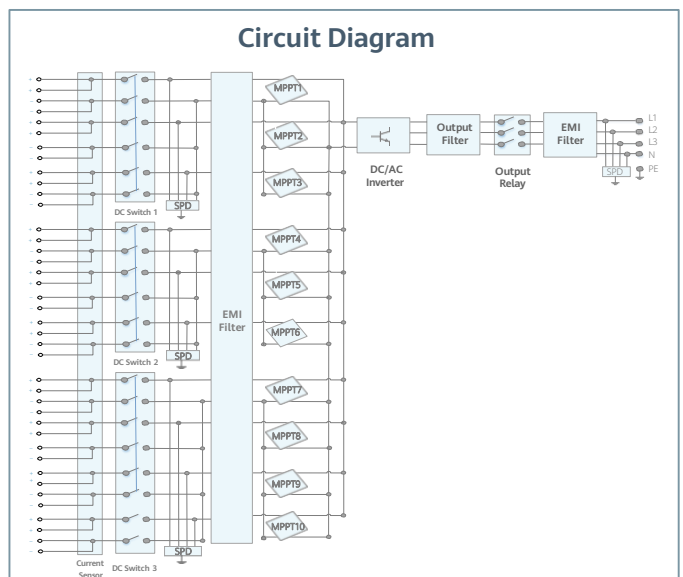
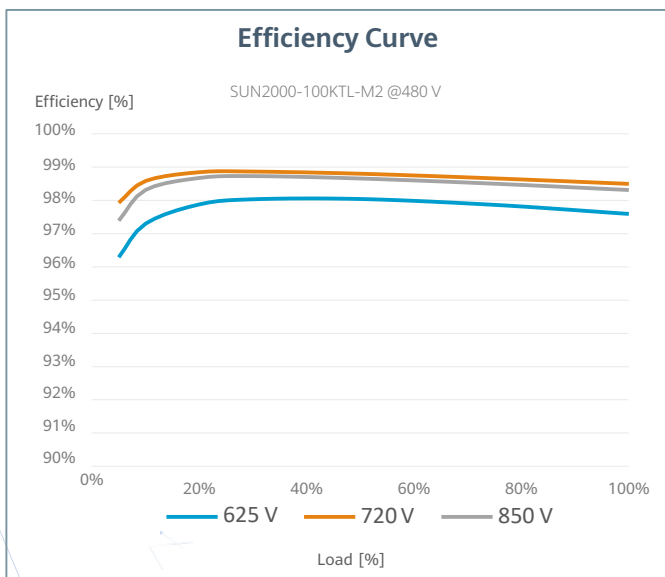
Support AFCI &
Smart String Level
Disconnecter



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



Technical Specification SUN2000-100KTL-M2

Efficiency	
Max. efficiency	98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency	98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V

Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2

Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Smart String Level Disconnecter	Yes

Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	93 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W

Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

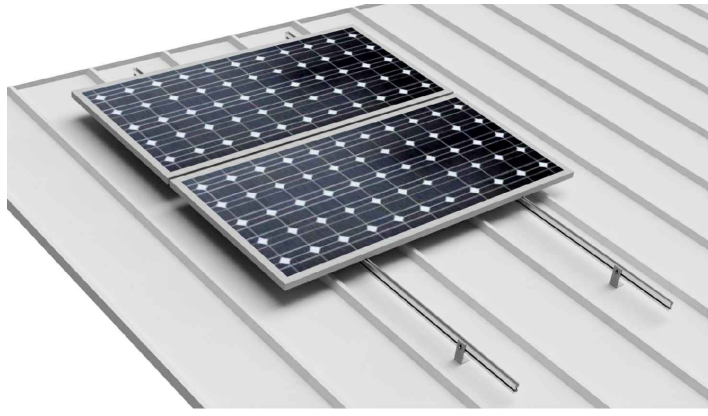
^{*1} The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

^{*2} Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Ficha técnica

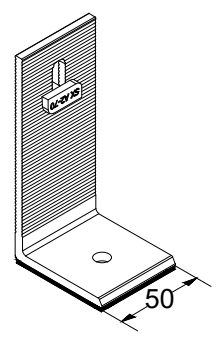
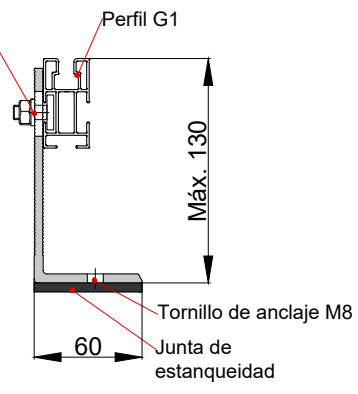
Soporte coplanar continuo fijación a correas

03V



Nota: Comprobar el nº de correas

Tornillo cabeza de martillo M8 para anclaje de guía



- Soporte coplanar para anclaje a correas metálicas
- Valido para de cubiertas metálicas
- La fijación incluye junta de estanqueidad
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- No recomendado para viguetas de hormigón pretensado.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
 Tornillería de acero inoxidable A2-70
*Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.*

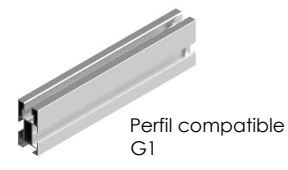
Dos opciones:

Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

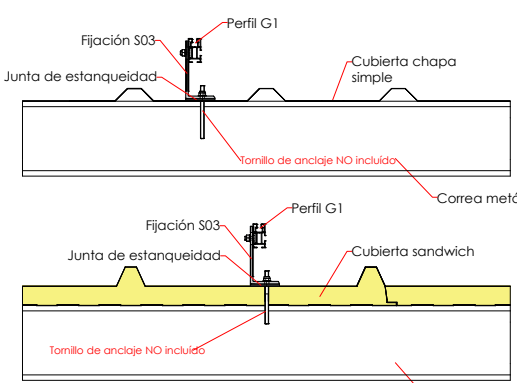
 2279x1150 (Ver página 2)

Para módulos de hasta **2400x1350 - Sistema PS**

 2400x1350 (Ver página 3)



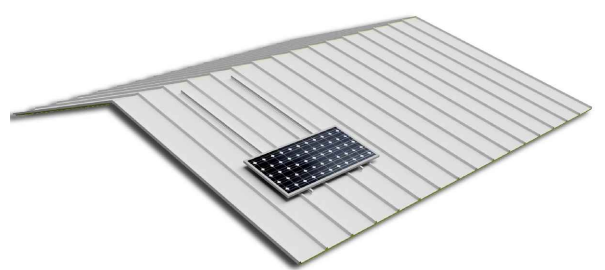
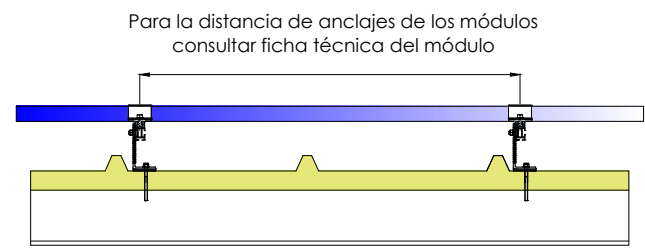
***Para anclaje, se recomienda usar un tornillo con arandela de sellado**



Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Carga de nieve:
 40 kg/m²



Perfiles perpendiculares a la cumbrera

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Ficha técnica - Sistema KIT

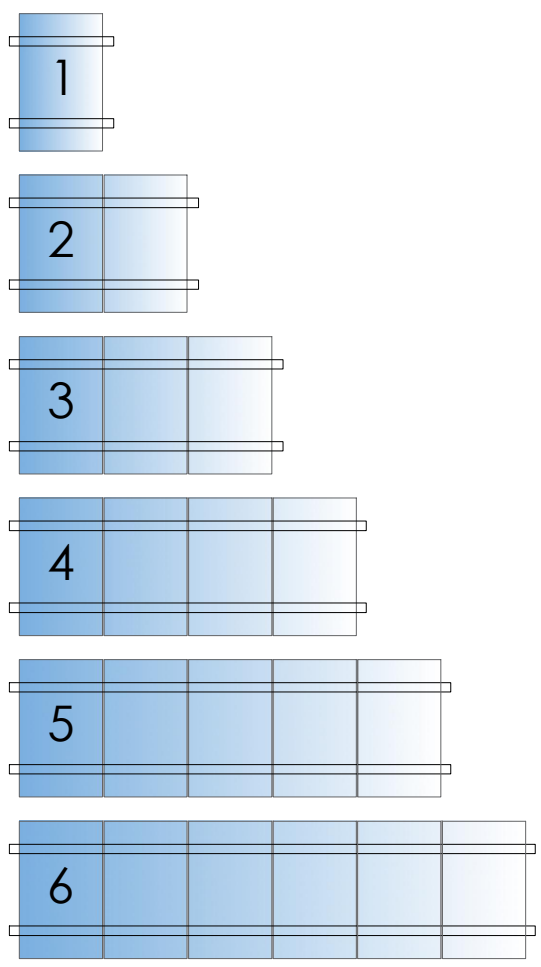
Para módulos de hasta 1150



Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema KIT

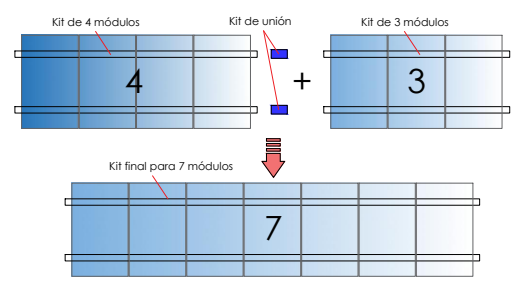
2279x1150

Kits disponibles:

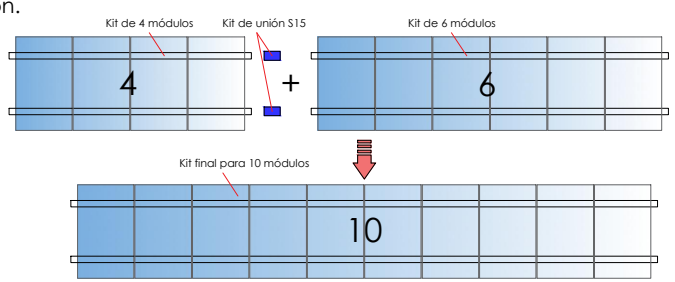


EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

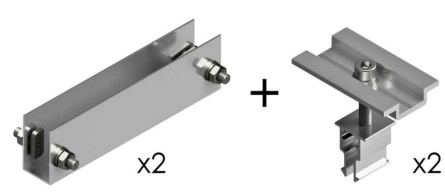
Para realizar una fila de 7 módulos se realizaría con 1 Kit de 4 + 1 Kit de 3 + 1 Kit de unión



Para realizar una fila de 10 módulos se realizaría con 1 kit de 4 + 1 Kit de 6 + 1 Kit de unión.



S15 Kit de unión



* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Ficha técnica - Sistema PS

Para módulos de gran formato hasta 1350



Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS

2400x1350



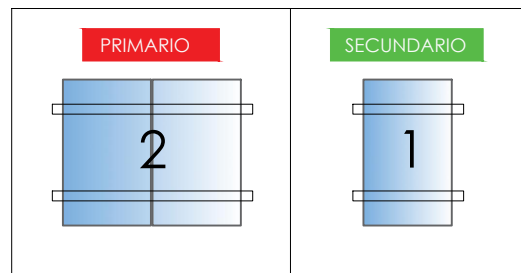
Sistema modular para instalaciones con módulos de gran formato de hasta 2400x1350.

El sistema consta de **1 kit primario** y X número de **kit secundario**

El Kit primario es un Kit para 2 módulos.

El Kit secundario es un producto complementario de 1 módulo para unirse al Kit primario al incorporar el Kit de unión.

Kits disponibles:



SOPORTES COPLANARES COMPATIBLES CON EL SISTEMA PS

01V

01.1V

02V

02.1V

02.2V

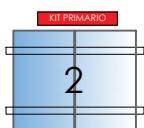
03V

04V

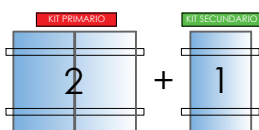


EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN

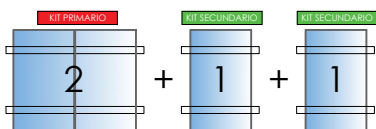
2 Mód.



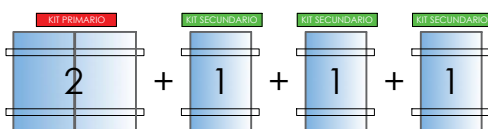
3 Mód.



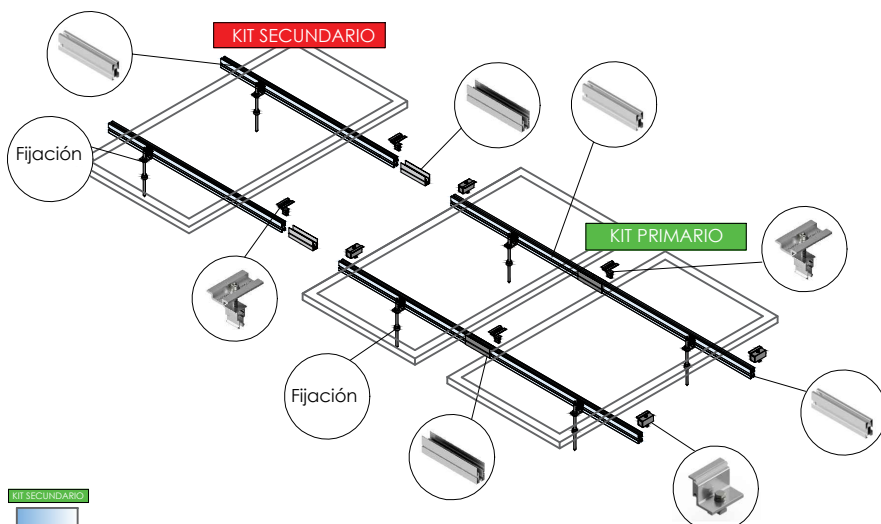
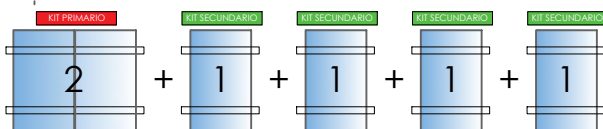
4 Mód.



5 Mód.



6 Mód.



* Por dilataciones se recomienda no exceder de más de 20 metros por fila

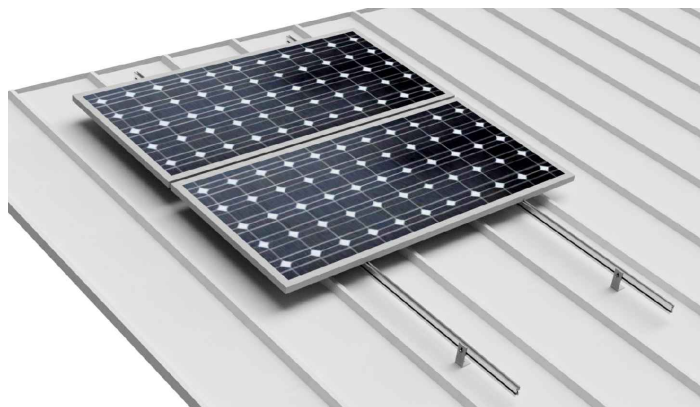
Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo fijación a correas

03V

Sistema kit



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"



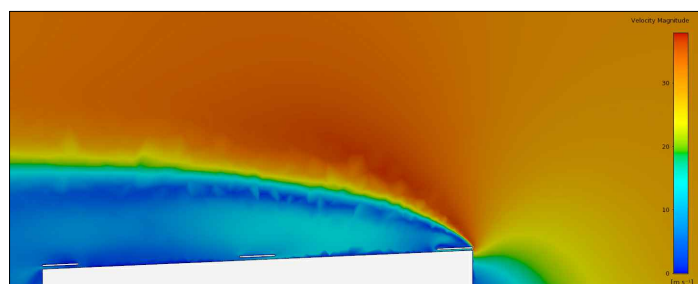
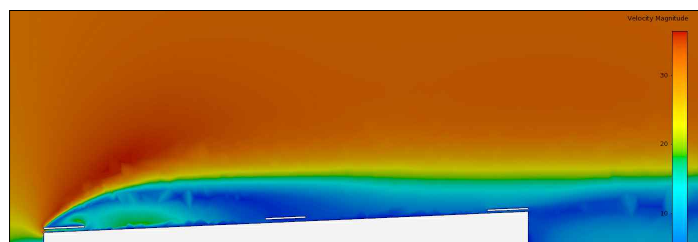
 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento								
Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	nº de módulos	Velocidad de viento km/h
2000x1000	150	150	150	150	150	150	150	
2279x1150	150	150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



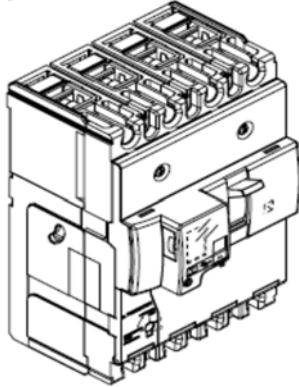
Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

DPX³ 160 + earth leakage DPX³-I 160 + earth leakage

 Reference(s) : 420 030/ 031/ 032/033/ 034/ 035/ 036/ 037/ 070/ 071/
072/ 073/ 074/ 075/ 076/ 077/ 110/ 111/ 112/ 113/ 114/ 115/ 116/ 117/
150/151/152/153/154/155/156/157/197


CONTENTS	PAGES
1. USE	1
2. RANGE	1
3. DIMENSIONS	1
4. OVERVIEW	3
5. ELECTRICAL AND MECHANICAL CHARACTERISTICS	3
6. NAVIGATION	4
7. CONFORMITY	5
8. EQUIPMENTS AND ACCESSORIES	5
9. CURVES	7

1. USE

DPX³ "moulded case" circuit breaker offers optimal solutions to answer to protection requirements of tertiary and industrial installations.

2. RANGE

Circuit breakers

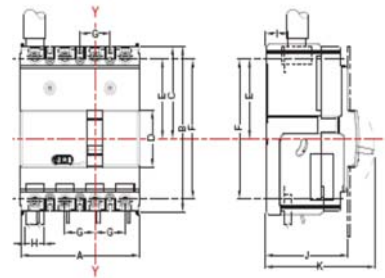
	16 kA	25 kA
I_n (A)	4P	4P
16	4 200 30	4 200 70
25	4 200 31	4 200 71
40	4 200 32	4 200 72
63	4 200 33	4 200 73
80	4 200 34	4 200 74
100	4 200 35	4 200 75
125	4 200 36	4 200 76
160	4 200 37	4 200 77
	36 kA	50 kA
I_n (A)	4P	4P
16	4 201 10	4 201 50
25	4 201 11	4 201 51
40	4 201 12	4 201 52
63	4 201 13	4 201 53
80	4 201 14	4 201 54
100	4 201 15	4 201 55
125	4 201 16	4 201 56
160	4 201 17	4 201 57

Switches

I _n (A)	4P
160	4 201 97

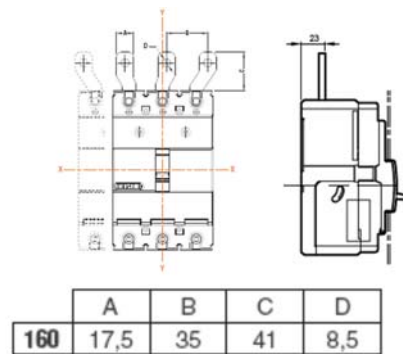
3. DIMENSIONS

Fixed version



A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
108	160	72,5	45	62,5	140	27	19	18	74	97

Fixed version, front terminals

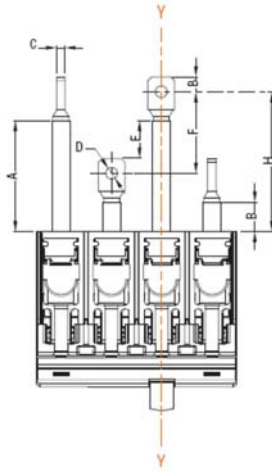


	A	B	C	D
160	17,5	35	41	8,5

DPX³ 160 + earth leakage DPX³-I 160 + earth leakage

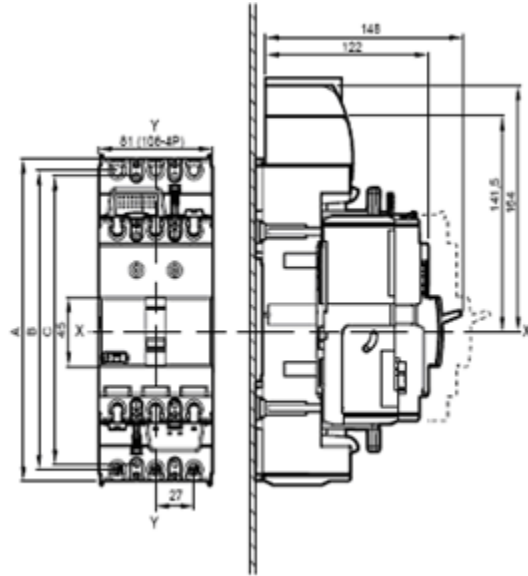
Reference(s) : 420 030/ 031/ 032/033/ 034/ 035/ 036/ 037/ 070/ 071/
072/ 073/ 074/ 075/ 076/ 077/ 110/ 111/ 112/ 113/ 114/ 115/ 116/ 117/
150/151/152/153/154/155/156/157/197

Fixed version, rear terminals

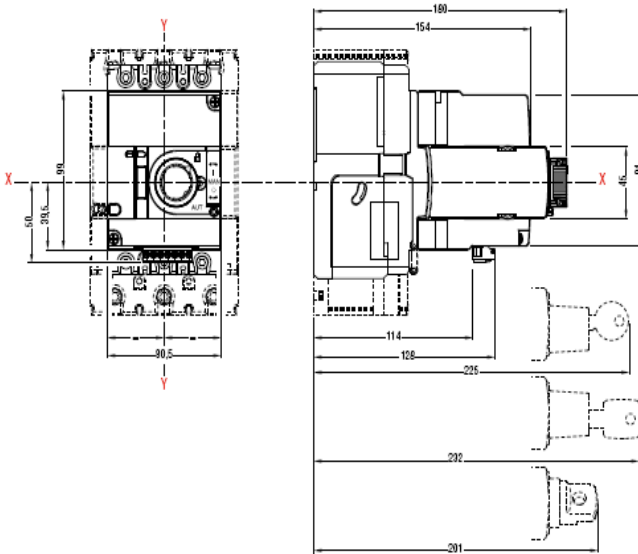


	A	B	C	D	E	F	G	H
160	65,5	21,5	4,5	6,3	19,5	44	11	79

Plug-in version

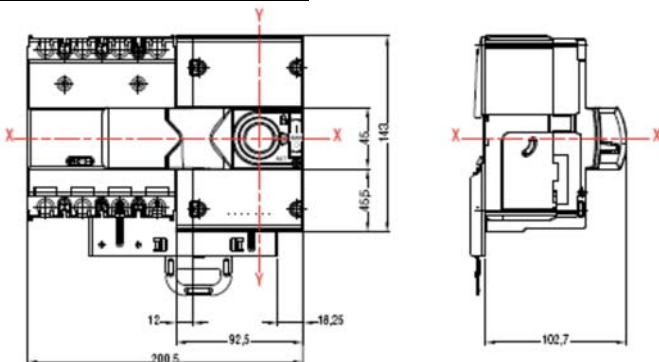


Fixed version, front motor operator



	A	B	C
DPX ³ 160 + RCD - 4P	238	223	216

Fixed version, side motor operator



DPX³ 160 + earth leakage DPX³-I 160 + earth leakage

Reference(s) : 420 030/ 031/ 032/033/ 034/ 035/ 036/ 037/ 070/ 071/
072/ 073/ 074/ 075/ 076/ 077/ 110/ 111/ 112/ 113/ 114/ 115/ 116/ 117/
150/151/152/153/154/155/156/157/197

4. OVERVIEW

4.1 Supplied

Supplied with

- fixing screws
- cage terminals (70mm² flexible cable or 95mm² rigid cable)

4.2 Mounting possibilities

On plate:

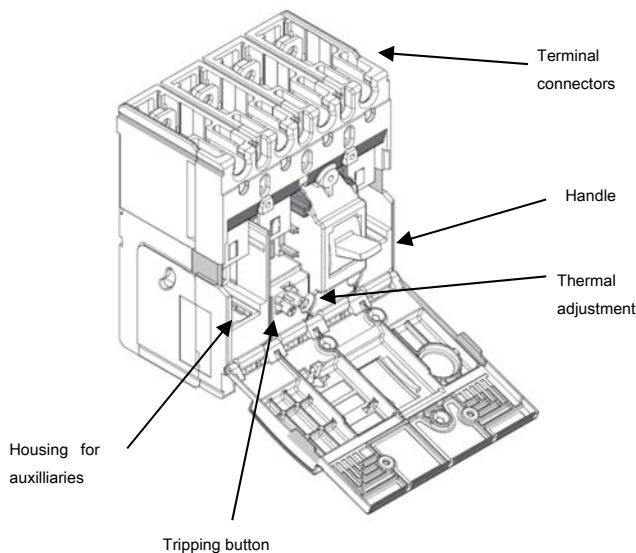
- Vertical
- Horizontal
- Supply inverter type

On DIN rail:

- Vertical
- Supply inverter type

5. ELECTRICAL AND MECHANICAL CHARACTERISTICS

5.1 Main parts constituting the circuit breaker



Circuit Breaker	DPX ³ 160 E/B/F/N (16kA, 25kA, 36kA, 50kA)
Rated current (A)	16, 25, 40, 63, 80, 100, 125, 160
Poles	4
Rated insulation voltage U _i (V)	500
Rated operating voltage (50/60Hz) U _e (V)	500
Rated impulse withstand current U _{imp} (kV)	6
Rated frequency (Hz)	50 - 60
Reference ambient temperature(°C)	40 - 50
Operating temperature (°C)	-25 ÷ 70
Mechanical endurance (cycles)	25000
Mechanical endurance with motor control (cycles)	25000
Electrical endurance at I _n (cycles)	8000
Electrical endurance at 0.5 I _n (cycles)	10000
Utilization category	A
Suitable for isolation	Yes
Type of protection	Thermal-magnetic + earth leakage
Magnetic adjustment	400A (I _n up to 40A); 10 x I _n (I _n > 40A)
Thermal adjustment	(0.8 ÷ 1) x I _n
Neutral protection for 4P version (%I _{nb})	100
Dimensions (W x H x D) (mm)	110 x 160 x 97
Weight (kg)	1.51
Earth leakage type	A - Integrated
Adjustable sensitivity (A)	0.03 - 0.3 - 1 - 3
Adjustable tripping (s)	0 - 0.3 - 1 - 3 (with 0.03 A possible only 0 s)

Switch	DPX ³ -I
Uninterrupted nominal current I _n (A)	160
Short-time resistive current I _{cu} (kA) for 1s	2
Rated short-circuit making capacity I _{cm} (kA)	3
Isolated voltage U _i (V AC)	500
Maximum rated operating voltage U _e (V AC/DC)	500
Rated impulse withstand voltage U _{imp} (kV)	8
Utilisation category	AC23A
Nominal frequency (Hz)	50-60
Operating temperature (°C)	-25 ÷ 70
Mechanical endurance (cycles)	25000
Mechanical endurance with motor control (cycles)	25000
Electrical endurance (cycles) at I _n	8000
Electrical endurance (cycles) at 0.5 I _n	10000
Dimensions (W x H x D) (mm) - 4P	110 x 160 x 97
Weight (kg)	1.51

5.2 Breaking capacity (kA)

	Breaking capacity (kA) & I _{cs}	Breaking capacity (kA) & I _{cs}			
		3P-4P	3P-4P	3P-4P	3P-4P
IEC 60947-2	U _e /I _{cu}	E	B	F	N
	220/240 V AC	25	35	50	65
	380/415 V AC	16	25	36	50
	440/460 V AC	10	18	25	30
	480/500 V AC	8	10	12	15
	I _{cs} (% I _{cu})	100	100	100	100
Rated making capacity under short circuit I _{cm}					
	I _{cm} (kA) at 415V	32	53	76	105
NEMA AB-1	220/240 V AC	25	35	50	65
	480/500 V AC	8	10	12	15

5.3 Nominal current (I_n) at 40°C / 50°C

I _n (A)	Assigned current trip			
	thermal		magnetic	
	L1-L2-L3	N	L1-L2-L3	N
16	16	16	400	400
25	25	25	400	400
40	40	40	400	400
63	63	63	630	630
80	80	63	800	800
100	100	63	1000	1000
125	125	80	1250	1250
160	160	100	1600	1600

5.4 Power losses per pole under I_n

Circuit breaker

Cage terminals	Power losses per pole (W)							
	I _n (A)							
	16	25	40	63	80	100	125	160
	2.4	4.9	4.9	5.8	8.1	9.9	9.4	12.5

Total power losses are calculated as the sum of losses of every accessory installed.

5.5 Load operations

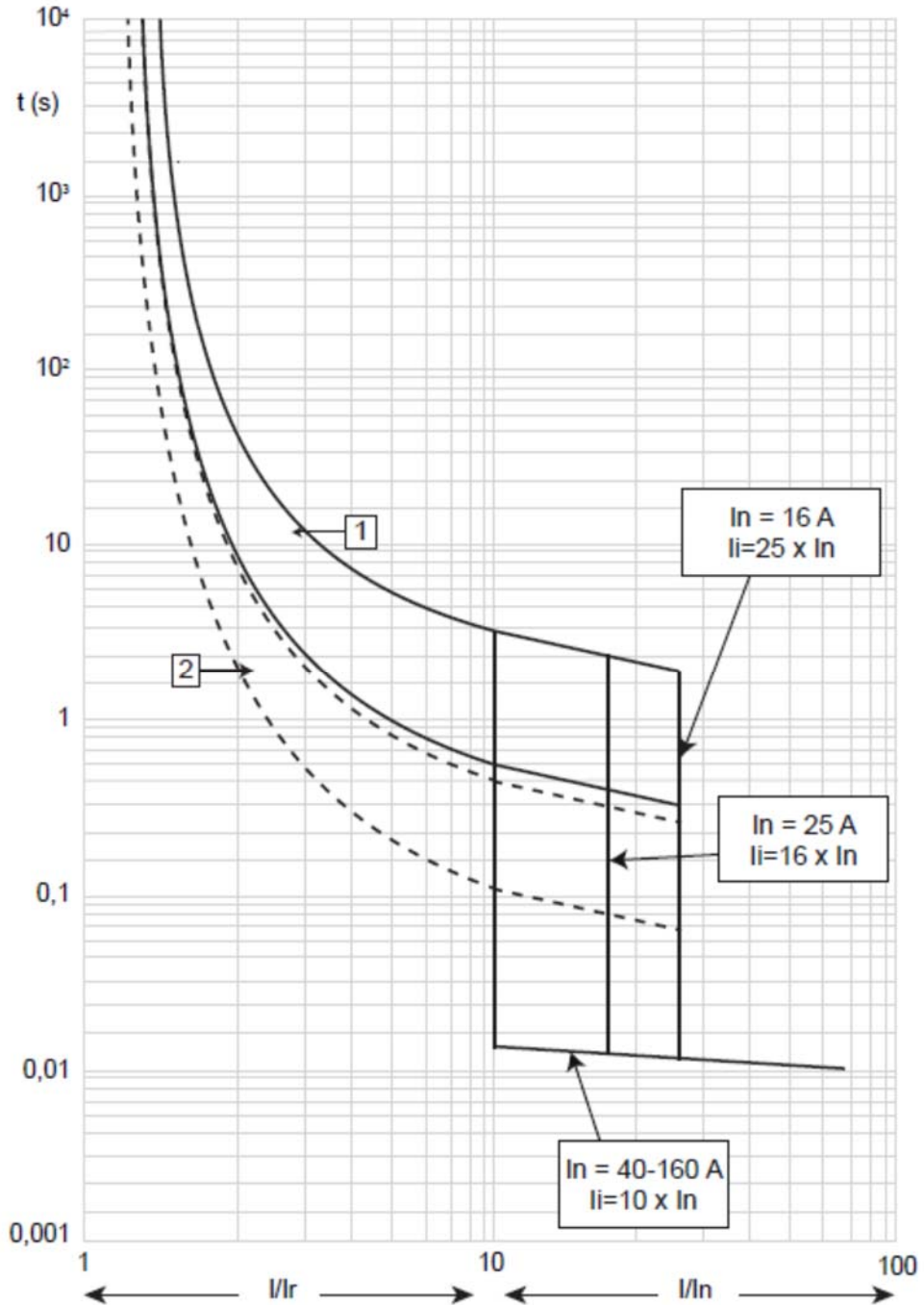
Loads operation	
Rated current (A)	I _n = 160A
Opening (N)	45
Closing (N)	78
Reset (N)	75

DPX³ 160 + earth leakage
DPX³-I 160 + earth leakage

Reference(s) : 420 030/ 031/ 032/033/ 034/ 035/ 036/ 037/ 070/ 071/
 072/ 073/ 074/ 075/ 076/ 077/ 110/ 111/ 112/ 113/ 114/ 115/ 116/ 117/
 150/151/152/153/154/155/156/157/197

9. CURVES

9.1 TRIPPING CURVE



$I_{cu} = 16-25-36-50 \text{ kA}$ $I_{max} = 160\text{A}$ 4 P $U_o = 415\text{Vac}$

Value	Description
t	time
I	current
I_n	rated current
I_r	long time setting current

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor automatico ComPacT NSX160F 36kA AC 4P4R 160A Micrologic 4.2

C16F44V160

Principal

Gama	ComPacT nueva generación
Nombre del producto	UL Compact
NOmbre abreviado del equipo	NSX160F
Tipo de producto o componente	Interruptor automático de protección contra fugas a tierra
Función	Para corriente > 0,1 A
Número de polos	4P
Descripción de polos protegidos	4R 3R+ N/2 3R
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	160 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	440 V AC 50/60 Hz
Tipo de red	AC
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	85 kA Icu en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 36 kA Icu en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 35 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 30 kA Icu en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 22 kA Icu en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A 8 kA Icu en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En > 50 A
Performance level	En > 50 A 36 kA 415 V AC
Unidad de control	Micrologic 4.2 AB
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Funciones de protección de unidad de control	LSolR
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
-------------------------------------	-------------------

[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	85 kA en 220/240 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 36 kA en 380/415 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 35 kA en 440 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 30 kA en 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 22 kA en 525 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A 8 kA en 660/690 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
Durabilidad mecánica	40000 ciclos
Durabilidad eléctrica	40000 ciclos en 440 V In/2 20000 ciclos en 440 V In 15000 ciclos en 690 V In/2 7500 ciclos en 690 V In
Potencia disipada por polo	12,29 W N 12,29 W L1 y L3 9,98 W L2
Soporte de montaje	Placa posterior
Posición de montaje	Horizontal y vertical Flat on the back
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte delantera
Paso de conexión	35 mm
Tipo de protección	L : for protección de sobrecarga (mucho tiempo) Símbolo de enchufe : for protección contra cortocircuitos de corta duración con retardo fijo I : for prot.contra cortocirc.(inst.) R : for proteção de fuga à terra
Calibre de la unidad de disparo	160 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	9 regulaciones
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	63...160 A
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
[Tr] long-time protection delay adjustment range	400 s en 1.5 x Ir 16 s en 6 x Ir 11 s en 7.2 x Ir
Neutral protection settings	0.5 x Ir - tipo de cable: 3R+ N/2) 1 x Ir - tipo de cable: 4R) Protección de sobrecarga (mucho tiempo) - tipo de cable: 3R)
Memoria térmica	20 minutos antes y después del disparo
Short-time protection pick-up adjustment type Isd	Ajustable
[Isd] Short-time protection pick-up adjustment range	1.5...10 x Ir
Short-time protection delay adjustment type tsd	Fijo
[Tsd] Short-time protection delay adjustment range	0,02 s
Instantaneous protection pick-up adjustment type li	Fijo
[li] instantaneous protection pick-up adjustment range	2400 A
Protección contra fugas a tierra	Integrado
Clase de protección contra fugas a tierra	Clase A
Earth-leakage protection sensitivity adjustment type IΔn	Ajustable
[IΔn] earth-leakage protection sensitivity adjustment range	30 mA 100 mA 300 mA

	500 mA 1 A 3 A 5 A
Earth-leakage protection specific mode	Desligar utilizando el interruptor giratorio IΔn
Earth-leakage protection time delay adjustment type Δt	Ajustable
[Δt] Earth-leakage protection time delay adjustment range	0 ms 60 ms 150 ms 500 ms 1 s
Selectividad lógica ZSI	Sin
Number of slots for electrical auxiliaries	5 ranura(s)
Señalizaciones en local	Listo para operar, estado 1 LED parpadeante - tipo de cable: verde) Sobrecarga, estado 1 LED 105 % I _r - tipo de cable: rojo) Sobrecarga, estado 1 LED 90 % I _r - tipo de cable: naranja)
Width (W)	140 mm
Height (H)	161 mm
Depth (D)	86 mm
Peso del producto	2,6 kg

Entorno

Normas	HB2
Certificaciones de producto	CCC generador Marina
Categoría de sobretensión	Clase II
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C
Humedad relativa	0...95 %
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m sin disminución 2000 m ... 5000 m con restricciones

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	14,2 cm
Paquete 1 Ancho	14,7 cm
Paquete 1 Longitud	19,3 cm
Paquete 1 Peso	2,59 kg
Tipo de unidad de paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	4

Paquete 2 Altura	30,0 cm
Paquete 2 Ancho	30,0 cm
Paquete 2 Longitud	40,0 cm
Paquete 2 Peso	10,752 kg

Sostenibilidad de la oferta

Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí

Sustituciones recomendadas



EC002704

EG000020

Esta serie de fusibles son adecuados para el sistema de generación de energía solar fotovoltaica, con un voltaje nominal para 1000 V y corriente nominal hasta 32 A.

La capacidad de corte nominal del fusible es 20kA y cumplen con la norma IEC60269-6.



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

- ✓ Voltaje: 1000 Vdc
- ✓ Rango de corriente: 2A – 32A
- ✓ Poder de corte: 20 kA
- ✓ Clase de servicio: gPV

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

- ✓ Cuerpo de cerámica de alta resistencia
- ✓ Como medio de extinción del arco se utiliza arena de cuarzo de alta pureza tratada químicamente
- ✓ Contactos de cobre electrolítico bañado en plata



EN 60269-6
UL 248-1
UL 248-19
IEC 62321

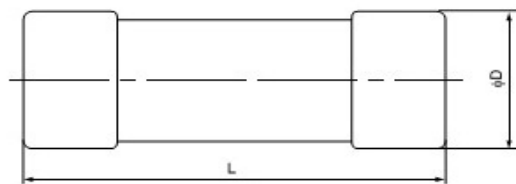


ESPECIFICACIONES GENERALES

Artículo	Código	Embalaje	Tensión (Vdc)	Poder corte (kA)	I ² t (A ² s)	Potencia disipada 0,8In (W)	Potencia disipada 1In (W)	Resistencia eléctrica (20°C) (mΩ)
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 2A gPV*	0118000	20	1000	20	3,3	0,9	1,7	240 – 360
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 4A gPV*	0118001	20	1000	20	27	1,1	1,9	48 – 65.5
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 6A gPV*	0118002	20	1000	20	89	1,2	2,1	25.7 – 34.7
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 8A gPV*	0118003	20	1000	20	31	1,3	2,3	13.8 – 17.6
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 10A gPV*	0118004	20	1000	20	68	1,4	2,5	11.3 – 14.3
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 12A gPV*	0118005	20	1000	20	136	1,5	2,7	9.06 – 11.5
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 15A gPV*	0118006	20	1000	20	215	1,7	2,9	7.57 – 9.63
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 20A gPV	0118007	20	1000	20	392	2,0	3,5	4.01 – 4.9
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 25A gPV	0118008	20	1000	20	508	2,4	4,2	2.64 – 3.63
ZR-0 Vcc(10,3x38) DE 32A gPv	0118009	20	1000	20	976	2,5	4,5	2,4 – 3,32
ZR-1 Vcc(14x51) DE 16A gPv	0118010	20	1000	20	330	2,2	3,8	6.9 - 8.45

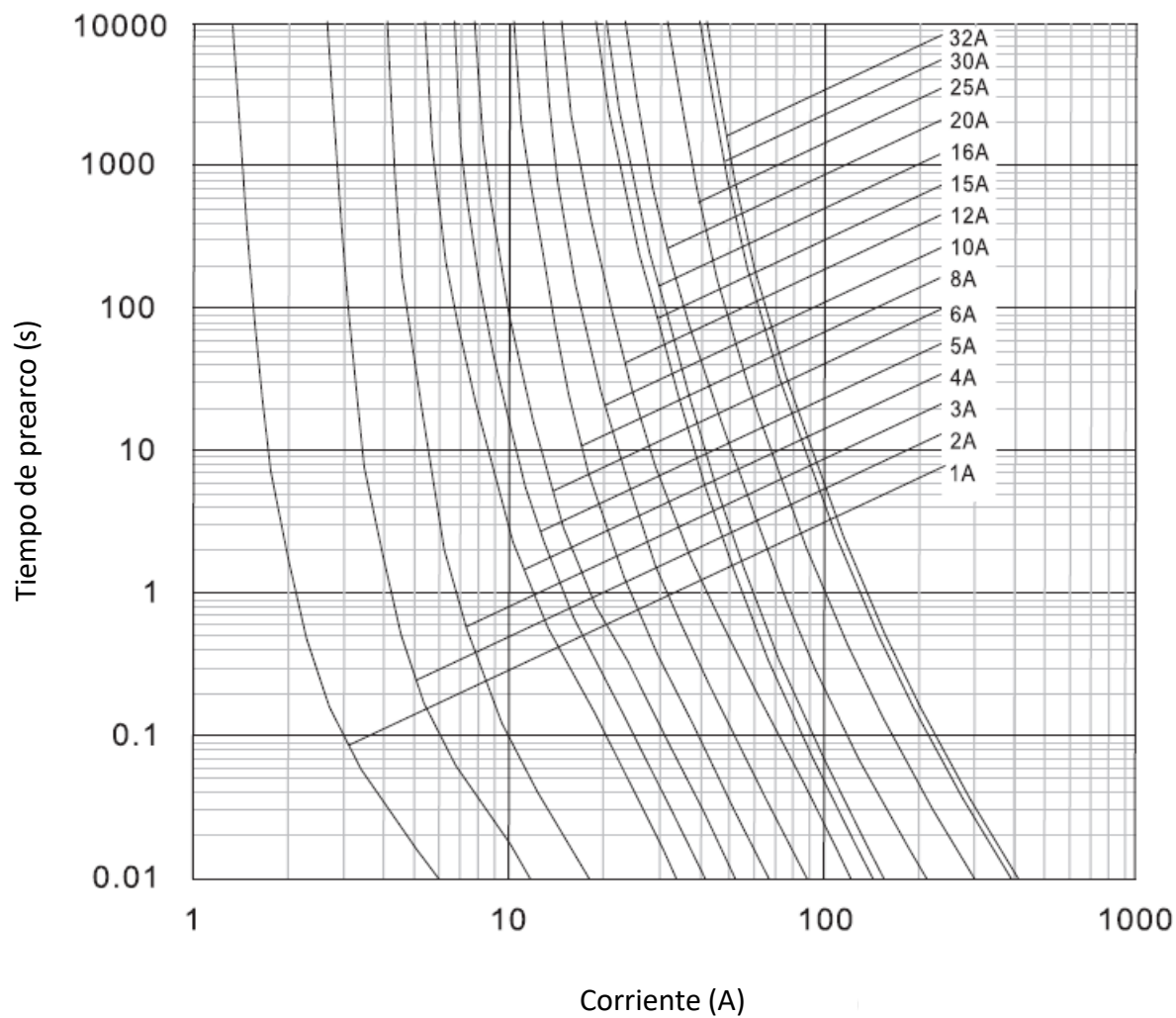
* Certificados TUV

DIMENSIONES



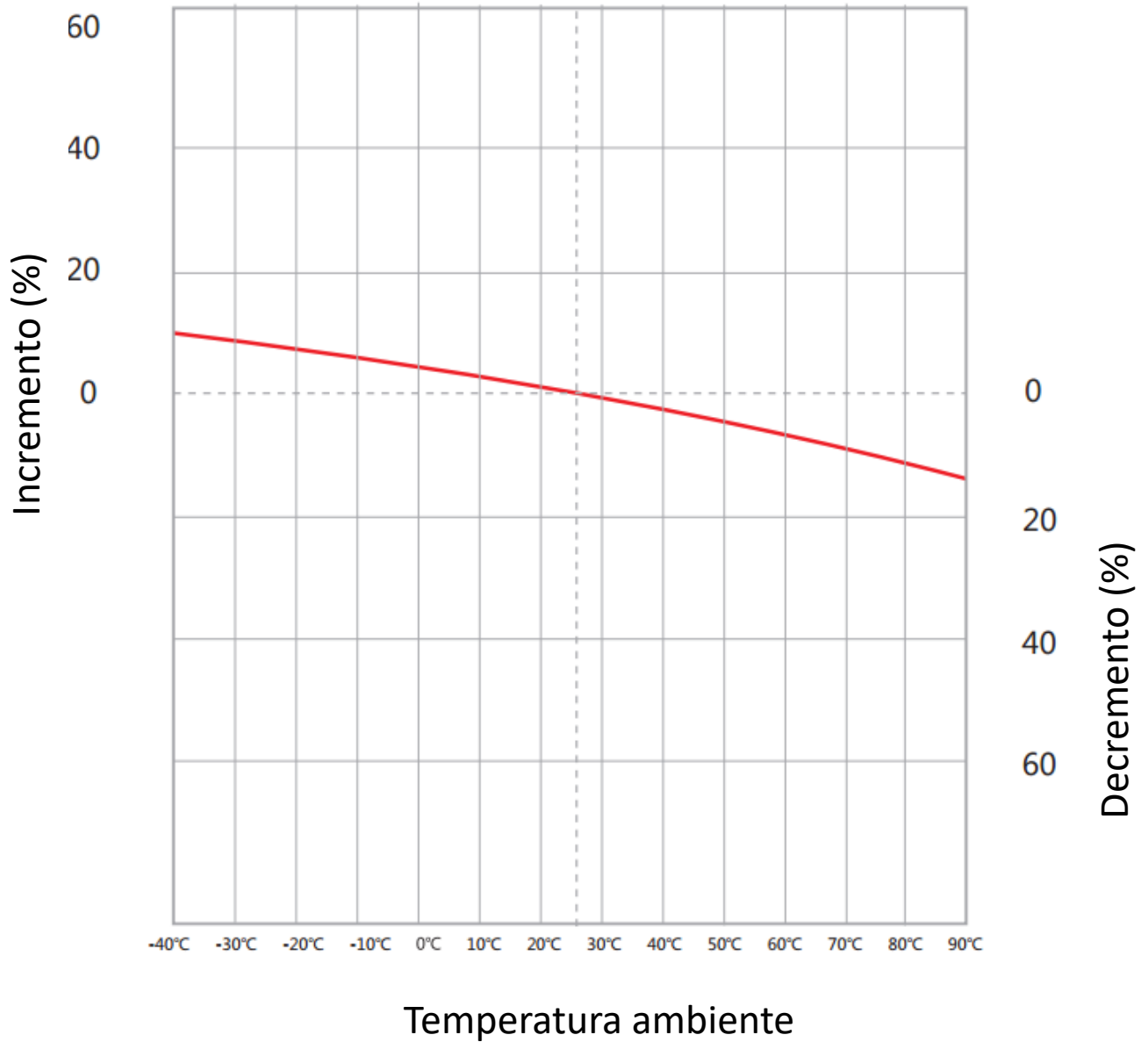
TIPO	ØD x L	Peso (gr)
ZR-0	Ø 10.3 x 38	7.7
ZR-1	Ø 14.3 x 51	20.5

CURVA CARACTERÍSTICA TIEMPO-CORRIENTE



CURVA PÉRDIDA DE CORRIENTE (%) - TEMPERATURA AMBIENTE

Temperature derating curve



VERSICHARGE AC CHARGING SYSTEMS

Simply charge everywhere

[siemens.com/versicharge](https://www.siemens.com/versicharge)



SIEMENS

Simply charge everywhere – with VersiCharge



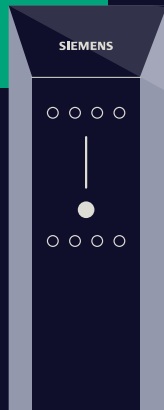
The ideal charging station for every application

Charging an EV in a private location places different demands on a charging system than it does on a public charging station. That's why the VersiCharge portfolio includes versions for commercial applications in addition to a solution for safe, easy, reliable, and convenient charging at home.

There are options and functions specifically designed for commercial demands: for example, there's the option to incorporate an LTE modem for connecting to cellular networks. VersiCharge provides a scalable charging range up to 22 kW, and to save space they can be wall- or pole-mounted in locations like parking areas.

The right configuration for every use

At home



Ideal for use at home

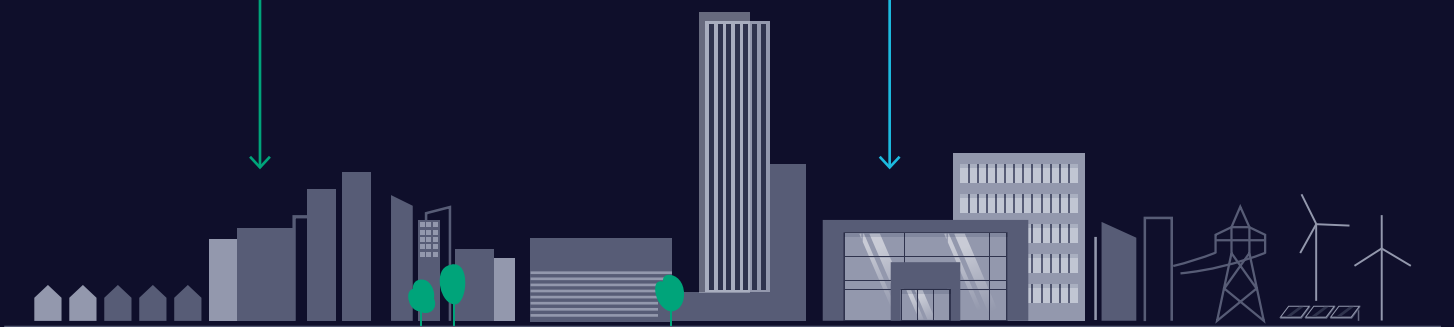
- + Wi-Fi, LAN
- + Adjustable maximum power
- + Integrated metering
- + App for Android and Apple

Commercial



Ideal for commercial use

- + Wi-Fi, LAN, and cellular
- + Up to 22 kW
- + Authentication via RFID
- + MID-certified meter



Detached houses



Housing complexes



Workplace



Shopping



Public spaces



Wide range of **opportunities**

Key features

Compatibility with a wide variety of electric vehicles and applicable charging standards – plus ease of use and comfort functions like delayed charging – ensure high levels of customer convenience.



VersiCharge highlights

- Power up to 22 kW (can be reduced to meet regional requirements)
- Graphic LED indicators
- RFID card identification
- Updates over the air
- Mobile app for Apple and Android
- Housing certified in accordance with IP54 and IK10

Options

A variety of options are available for the VersiCharge charging systems*:



Communication via GSM, LTE, and 4G, with pre-installed SIM card and data plan as options



Fixed Type 2 charging cable as an alternative to the Type 2 charging socket



Shutter that covers contacts in Type 2 charging socket: required in some European countries

* See [siemens.com/versicharge](https://www.siemens.com/versicharge) for available combinations

Discover
VersiCharge
in 3D and AR!

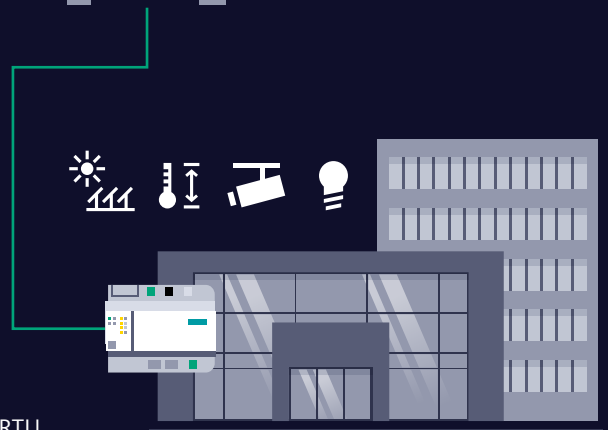
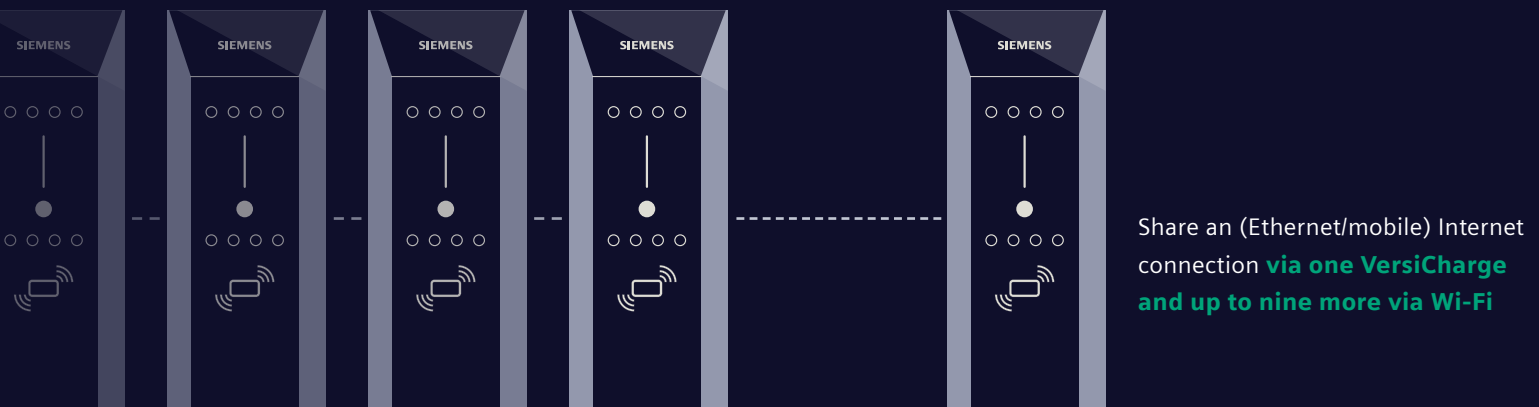
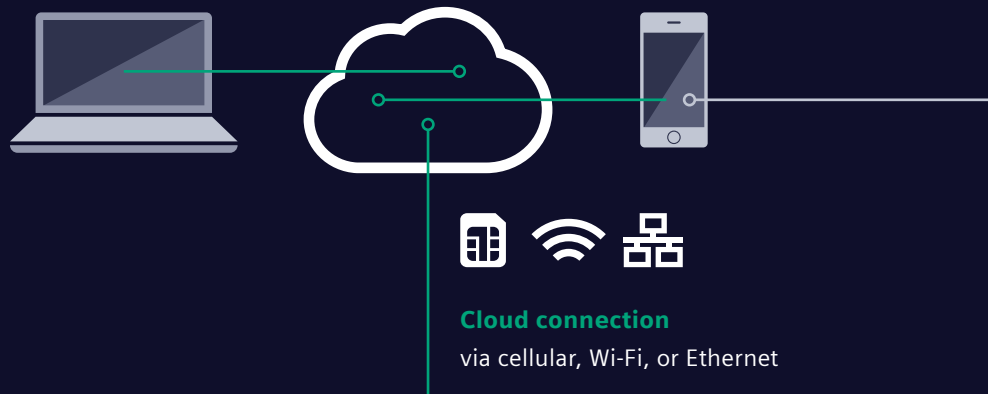


Digital integration in every environment: **Easy, flexible, scalable.**

Smart charging systems with cloud access can do much more than supply vehicles with electricity. To easily implement and expand your options, VersiCharge provides a wide range of communication choices.

Everything communicates securely via the cloud

- + Mobile app for configuration, control, and monitoring
- + Backend connection (OCPP) for payment systems, load management, and access control
- + Managed firmware updates



You'll find
all the details
in the
Connectivity
Guide



Building integration
optional via Modbus TCP or RTU

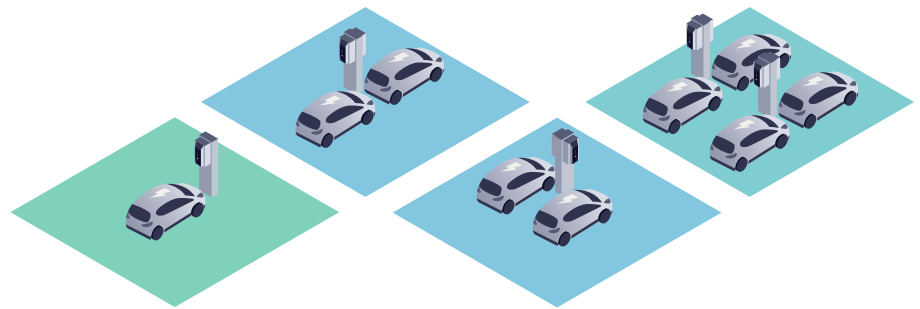
The perfect pole mounting for every environment



Flexible elegance

The optional pole mounting allows VersiCharge to be installed in almost any type of parking area.

The elegant poles are ideal for single installations, roadside parking spaces, side-by-side parking spaces, and larger parking areas (dual poles).



Single pole



Dual pole

Integrated added value

- Integrated overvoltage protection
- Power circuit breaker
- Residual-current circuit breaker
- Current distribution

Technical data



VersiCharge wallbox

AC nominal input

Voltage	V	Single-phase: 230 (–20% ... +15%)/three-phase: 230/400 (–20% ... +15%)
Rated current settings	A	10/13/16/20/32
Frequency	Hz	50/60
Network type		TT/TN
Cable cross-section (power cable)		1.5 ... 10 mm ² (depending on the max. current setting)

AC output

Rated power	kW	Single-phase: up to 7.4/three-phase: up to 22
Outlet options		Type 2 socket (shutter optional), 32-A/cable with type 2/32-A coupling
Current of connected cables (max.)	A	32
Cable lengths	m	7

Environmental conditions

Operating environment		Indoor and outdoor
Operating temperature	°C	–30 ... +50 Direct sunlight can influence the operating temperature
Operating altitude	m	2,000 above sea level
Relative humidity	%	5 ... 98 (no condensation)

Mechanical specifications

Enclosure protection		IP54 IK10
Color		Silver metallic (Pantone 10077), Black
Mounting options		Wall and pole mounting
Overall dimensions W x D x H mm		180 x 158/178 x 446
Weight	kg	Models with charging cable 7.8 Models with charging socket 4.3

General specifications

Charging mode		Mode 3
Charging status LEDs		Charging state, time delay, authentication, error codes
Communication/status LEDs		Network connection status, device management status
Shared network access		For shared communication via one VersiCharge and up to nine more
User authentication		RFID card (local whitelist, MiFare)
Network connection		Ethernet, Wi-Fi 2.4 GHz, Modbus RS-485, Modbus TCP/IP, optional GSM, LTE, 4G
Configuration		Via Sifinity Go mobile app or VersiCharge Configurator for PC
Electric safety device		Ground-fault monitoring 30 mA AC/6 mA DC, undervoltage, overvoltage, overcurrent +10% above configured threshold, min. +2A/5s, overvoltage category III
Metering options		Integrated MID counter, Class B (± 1%)
Software upgrades		Over-the-air (OTA) software updates
Load management		Via OCPP or Modbus

Norms and standards

Charging standards		HD 60364 series; EN IEC 61851-1; EN IEC 63000; EN IEC 62196-1; EN IEC 62196-2; EN IEC 62955; EN 17186; EN 61000-3-12; EN 300 328; EN 301 893; EN 300 330; EN 301 511; EN 301 908; IEC 62311; EN 50470-1; EN 50470-3
Communication protocol		Compatible with OCPP 1.6J, upgradeable to OCPP 2.0
EMC standards		EN IEC 61851-21-2; EN 61000-3-2/3/11; EN 61000-6-2/3; EN 301 489; EN 55032; EN 55035
Certifications and conformity		REACH, RoHS, CE, WEE



VersiCharge pole

Single pole

Dual pole

AC nominal input

Voltage	V	230/400	
Rated value max. current (Depending on model)	A	16/32	32
Frequency	Hz	50/60	
Network type		TT/TN-S/TN-C-S	
Cable cross-section		Up to 5 x 35 mm ²	

AC output

Rated power	kW	7.4/11	22 (3-phase 16 A per charger)
Disconnector		Interrupts power feed at the pole for servicing	

Environmental conditions

Operating environment		Indoor and outdoor	
Operating temperature	°C	-30 ... +50	
Operating altitude	m	2,000 above sea level	
Relative humidity	%	Max. 95	

Mechanical specifications

Enclosure protection		Integrated distribution box IP67	
Housing material		Powder-coated sheet steel	
Coating		C4	
Color		RAL 9006	
Mounting options		Installation on Class B 300 foundation (foundation anchor kit available)	
Overall dimensions W x D x H mm		250 x 125 x 1,472	
Approx. weight per configuration	kg	16/21	16/22

General specifications

Overvoltage protection device		Application in lightning protection zone 0A, SPD type 1 + type 2 + type 3 in accordance with IEC 61343-1 Lightning surge current (10/350 μs)/12.5/50 kA; rated leakage current (8/20 μs) 25/100 kA	
Residual and overcurrent protection 1ph 7.4 kW		1 x RCBO type A, 40 A, 10 kA 1 x 40-A disconnector	n.a.
Residual and overcurrent protection 3ph 11 kW		1 x RCD type A, 25 A, 30 mA 1 x MCB, type C, 10 kA 1 x 40-A disconnector	2 x RCD type A, 25 A, 30 mA 2 x MCB, type C, 10 kA 1 x 40-A disconnector
Note		Note the equal phase distribution for the 1-phase version (see installation manual)	

Norms and standards

Safety and electrical standards		DIN EN IEC 61439-7, IEC 60364-7-722, IEC 60364-5-53, VDE-AR-N-4100, DIN VDE 0298-4	
Certification		CE, circuit protection IEC 81346-2; SPD in accordance with EN IEC 61643-11 EU declaration of conformity	

About Siemens eMobility

eMobility is already part of our everyday. And we are committed to anchoring this even more in everybody's daily lives by offering a charging infrastructure that is smart, efficient and innovative – and which makes mobility more sustainable ultimately.

And how do we do this?

By building an ecosystem to tackle the challenges of a complex world together. By cooperating with OEMs, utilities, fleet operators, companies, cities and customers alike – while bringing in the sound knowledge in energy supply, grids, mobility and buildings from a technology company that has been transforming the everyday for a 175 years. By connecting the real and the digital worlds with our IoT-enabled hardware, software solutions and service offerings that help customers and users save time, resources and costs.

And finally, with innovations like wireless or megawatt charging providing solutions for the challenges ahead. Our portfolio is designed for every use case in almost every region of the world – be it at home, at work, at bus stations, or within company depots.

To make a long story short: by electrifying mobility and making it more sustainable, we transform the everyday for a better tomorrow.

[siemens.com/emobility](https://www.siemens.com/emobility)

Published by Siemens AG

Smart Infrastructure
eMobility
Siemenspromenade 10
91058 Erlangen
Germany

For more information,
please contact our
Customer Support Center:
Phone: +49 180 524 70 00
Fax: +49 180 524 24 71
(Charges depending on provider)
E-mail: marketing.emobility.si@siemens.com

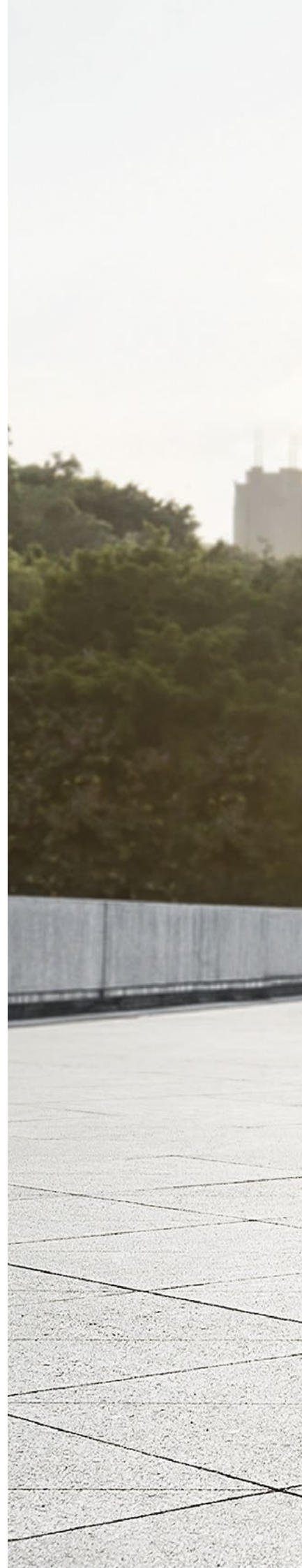
Article No. SIDS-B10056-02-7600
TH S28-230070 BR 0223

© Siemens 2023

Status 02/2023

Subject to changes and errors. The information given in this document only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract.

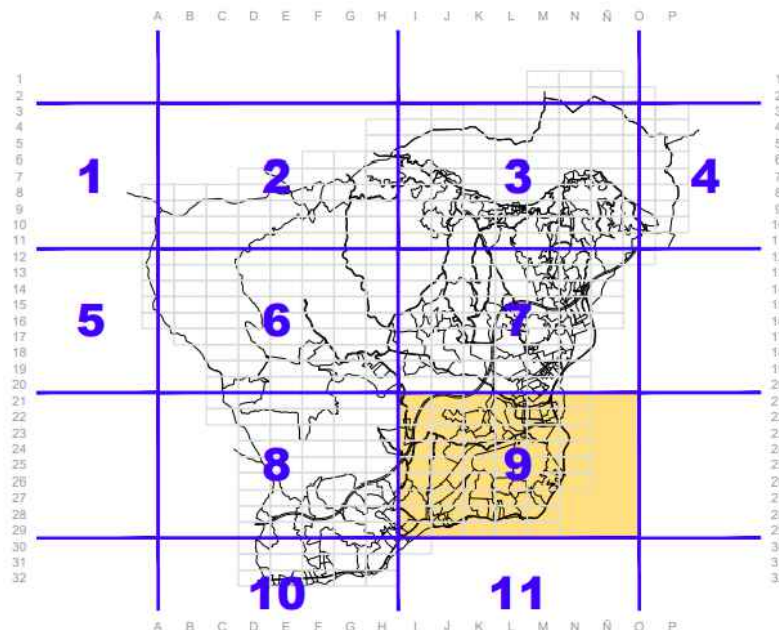
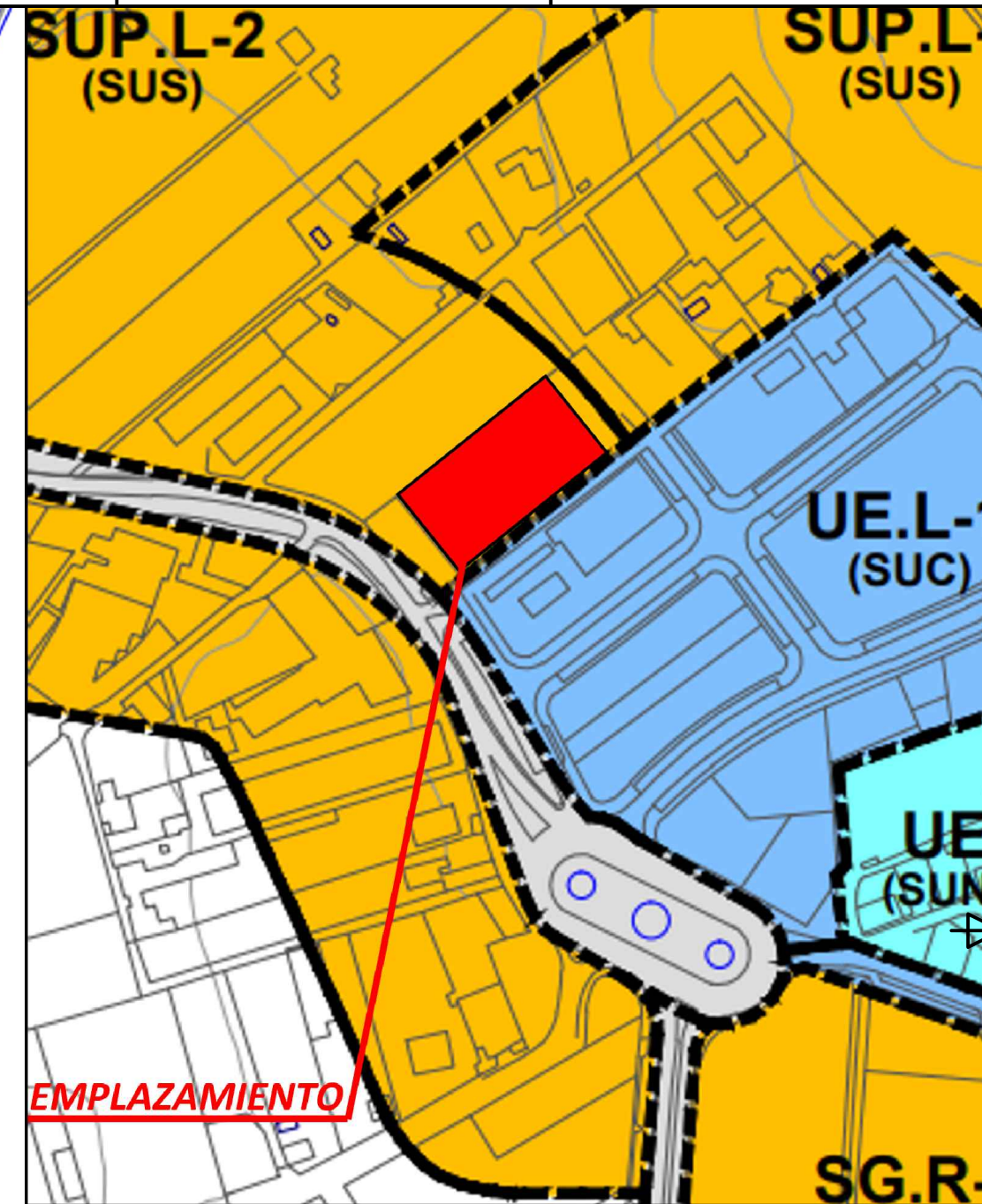
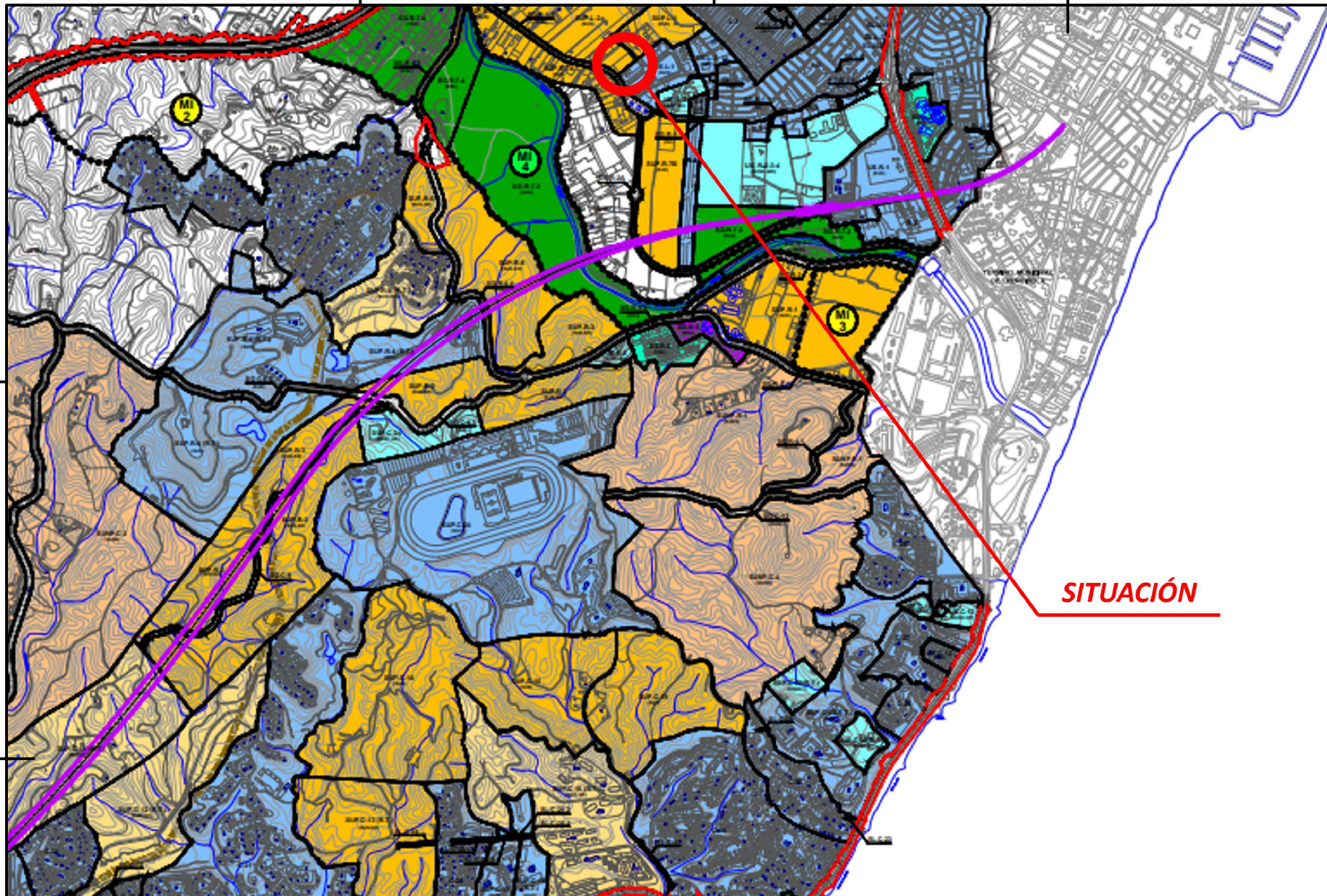
All product designations may be trademarks or other rights of Siemens AG, its affiliated companies or other companies whose use by third parties for their own purposes could violate the rights of the respective owner.



CAPÍTULO 3

PLANOS

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*



E ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

DESIGNACION PLANO:
PLANO DE SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

PROYECTO:
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED Y RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

AUTOR:
OMAR EL LAHIANI SKATOU

FIRMA:

SITUACIÓN:
POBLACIÓN: MÁLAGA LOCALIDAD: MIJAS
SITA: CAMINO VIEJO DE COÍN, KM.1 C.P.: 29651

FECHA:
01-09-2023

ESCALA:
1/50000
1/2000

Nº EXPEDIENTE:
2023/01/0001

Nº PLANO:
1

1 2 3 4 5 6

A

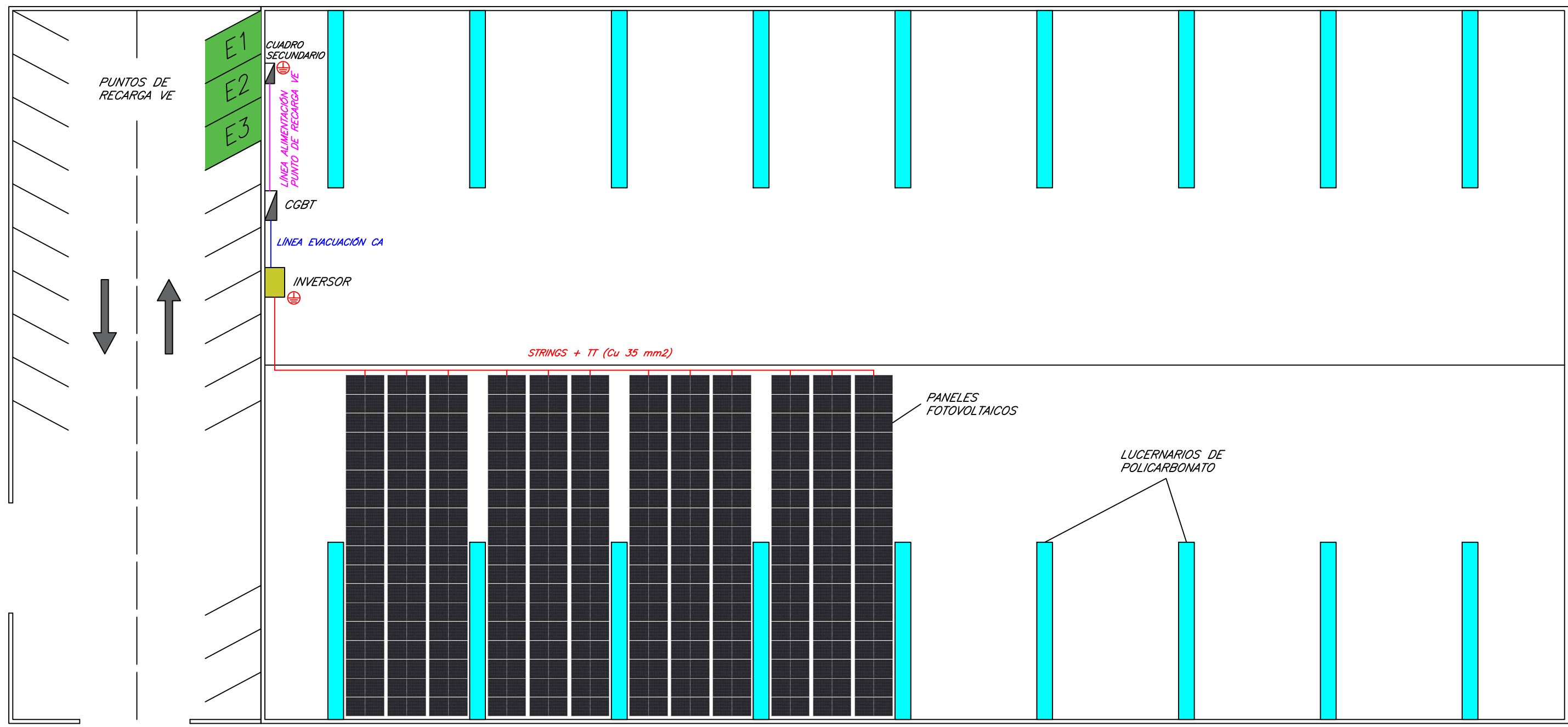
B

C

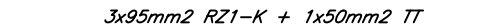
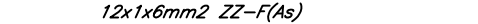
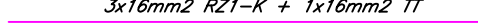

A

B

C



LEYENDA


LÍNEA EVACUACIÓN CA	 3x95mm ² RZ1-K + 1x50mm ² TT
CABLEADO STRINGS (+/-)	 12x1x6mm ² ZZ-F(As)
ALIMENTACIÓN PUNTOS DE RECARGA VE	 3x16mm ² RZ1-K + 1x16mm ² TT
PUESTA A TIERRA	



DESIGNACION PLANO: **DISTRIBUCIÓN PANELES FOTOVOLTAICOS Y ELECTRICIDAD**

PROYECTO: **INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED Y RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

AUTOR: **OMAR EL LAHIANI SKATOU**

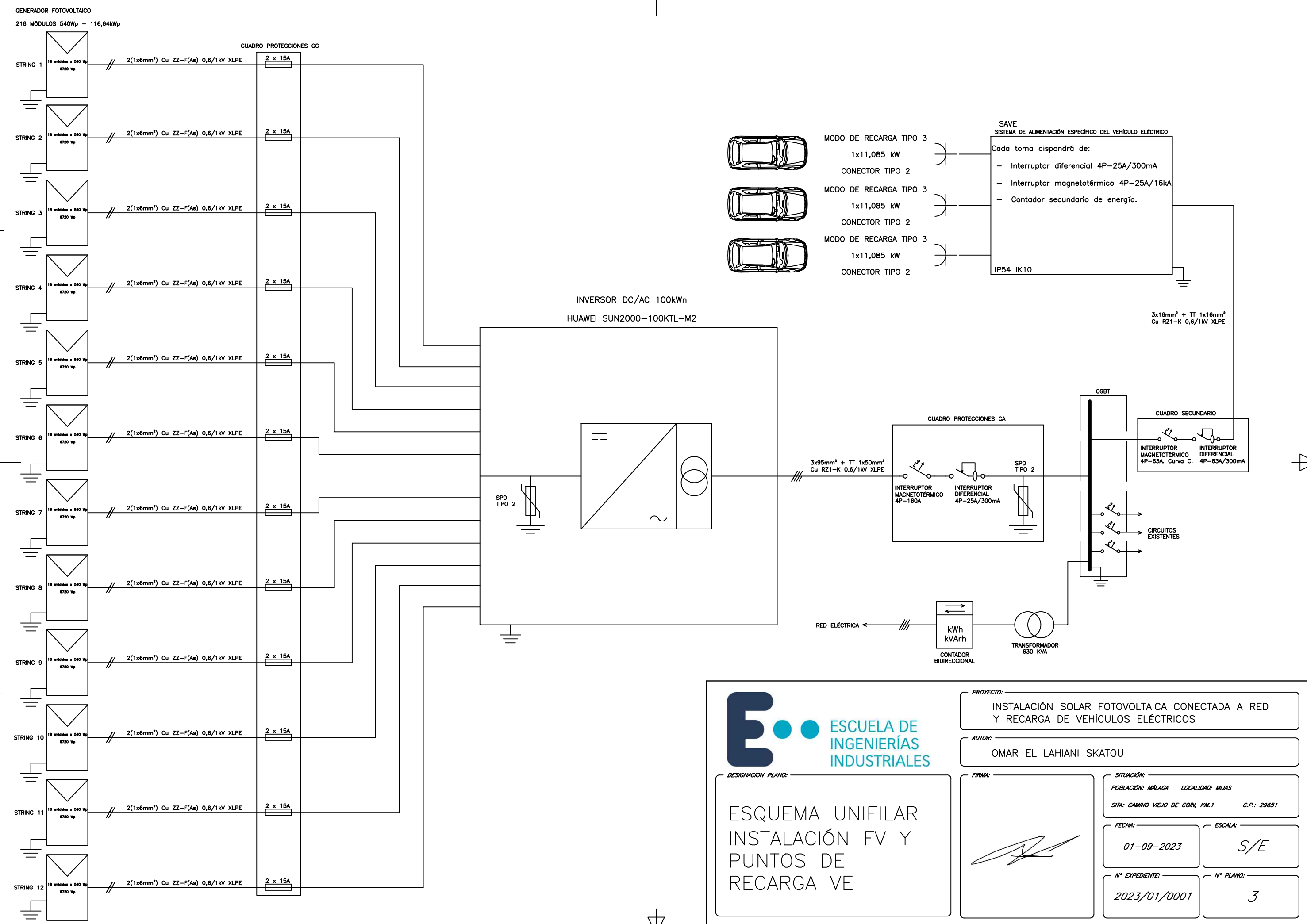
FIRMA: 

SITUACIÓN: POBLACIÓN: MÁLAGA LOCALIDAD: MÁLAGA
SITA: CAMINO VIEJO DE COÍN, KM.1 C.P.: 29651

FECHA: 01-09-2023 ESCALA: 1/250

Nº EXPEDIENTE: 2023/01/0001 Nº PLANO: 2

1 2 3 4 5 6



DESIGNACION PLANO:
**ESQUEMA UNIFILAR
INSTALACIÓN FV Y
PUNTOS DE
RECARGA VE**

PROYECTO:
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED
Y RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

AUTOR:
OMAR EL LAHIANI SKATOU

FIRMA:

SITUACIÓN:
POBLACIÓN: MÁLAGA LOCALIDAD: MÁLAGA
SITA: CAMINO VIEJO DE COÍN, KM.1 C.P.: 29651

FECHA:
01-09-2023

ESCALA:
S/E

Nº EXPEDIENTE:
2023/01/0001

Nº PLANO:
3

CAPÍTULO 4

PLIEGO DE CONDICIONES

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

4.1. CONDICIONES GENERALES

4.1.1. OBJETO

El objeto principal de este pliego es establecer las pautas para regular las condiciones técnicas que deben prevalecer durante la ejecución, progreso, supervisión y aceptación de los trabajos relacionados con la instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica. El alcance de este conjunto de Condiciones Técnicas abarca la totalidad de sistemas que constituyen partes fundamentales de la instalación, así como también las labores de construcción civil necesarias para llevar a cabo dicho proyecto. En cualquier circunstancia, es necesario aplicar en su totalidad toda regulación que afecte a instalaciones de energía solar fotovoltaica.

4.1.2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

El presente Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares será de aplicación a las obras definidas en el presente proyecto denominado Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a red y recarga de vehículos eléctricos.

4.1.3. CONTRADICCIONES, OMISIONES Y ERRORES

Las omisiones en esta especificación, así como las descripciones incorrectas de los aspectos esenciales de la obra que son claramente necesarios para llevar a cabo la misma, o que deben ser realizados debido a prácticas habituales, no liberarán al Contratista de la responsabilidad de llevar a cabo dichos detalles. Más bien, deberán ser ejecutados como si hubieran sido detallados de manera completa y precisa en este Pliego de Condiciones Particulares y en los Planos.

4.1.4. DOCUMENTOS QUE DEFINEN LAS OBRAS

Los documentos que establecen las características de las obras y que son proporcionados al Contratista por parte de la propiedad, pueden tener un carácter contractual o simplemente informativo. Se consideran como documentos contractuales a los Planos, el Pliego de Condiciones, las Mediciones y el Presupuesto que se encuentran incluidos en este proyecto. Por otro lado, los datos y las marcas comerciales mencionadas en la Memoria descriptiva y los cálculos, así como en los Anexos, tienen un carácter puramente informativo.

Se requiere comunicar a la dirección de la obra sobre cualquier modificación en el enfoque de la construcción que conlleve alteraciones significativas en comparación con lo inicialmente proyectado. Esta comunicación busca obtener su aprobación, cuando sea necesario, y permitir la elaboración de un proyecto reformado correspondiente.

4.1.5. COMPATIBILIDAD Y RELACIÓN ENTRE LOS DOCUMENTOS

Ante situaciones de contradicción, incertidumbre o discrepancia entre los diversos documentos de este proyecto, se establece un orden jerárquico según se detalla a continuación.

- Planos
- Mediciones y Presupuesto
- Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares
- Memoria descriptiva. Sin este requisito y el del orden de prelación no podrá aprobarse el proyecto.

4.1.6. NORMAS Y REGLAMENTOS

Dado que este conjunto de disposiciones está diseñado para regir instalaciones solares fotovoltaicas interconectadas con la red de distribución, se excluyen por completo las instalaciones que operan de forma aislada de la red.

De esta manera, considerando todas las regulaciones que impactan en instalaciones solares fotovoltaicas, es necesario tener en consideración lo siguiente:

- El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores
- El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- El Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RD 842/2002), y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC)
- El Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- Las Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

4.2. CONDICIONES FACULTATIVAS

4.2.1. PROMOTOR

Se designará como promotor a toda entidad, ya sea una persona física o jurídica, de carácter público o privado, que de manera individual o en conjunto, tome la decisión, fomente, planifique y respalde financieramente, utilizando ya sea sus propios recursos o recursos externos, las actividades dentro del alcance de este proyecto.

El promotor tendrá las siguientes obligaciones:

- Tener el derecho de llevar a cabo obras en el solar.
- Proporcionar la documentación necesaria para la ejecución del proyecto y otorgar la autorización al director de la obra para realizar modificaciones en el mismo.
- Obtener todas las licencias requeridas, tanto de carácter administrativo como legal, para llevar a cabo la construcción.
- Contratar los seguros indispensables.
- Designar tanto al responsable del estudio de seguridad y salud como al coordinador en el lugar de trabajo y en el proyecto.
- Incluir en el proyecto un análisis de cómo se gestionarán los desechos de construcción.

4.2.2. CONTRATISTA

El contratista se refiere a la entidad, ya sea una persona o una empresa, que asume la responsabilidad de llevar a cabo las obras utilizando recursos humanos y materiales, ya sean propios o proporcionados por terceros. Este compromiso se desarrolla dentro del periodo de tiempo establecido y está directamente vinculado al proyecto técnico que define los parámetros de la construcción.

Desempeña las siguientes funciones:

- Garantizar la ejecución de las obras dentro de los plazos estipulados en el contrato.
- Supervisar la firma del acta de comprobación.
- Designar a un jefe de obra encargado de la representación técnica como constructor del proyecto. El jefe de obra estará encargado de seguir las directrices de la dirección facultativa, registrar instrucciones en el libro de órdenes, verificar replanteos y llevar a cabo operaciones técnicas.
- Asegurarse de que los elementos utilizados en la construcción cumplan con los requisitos de calidad y con las normativas actuales.
- Firmar tanto el acta de replanteo como el acta de recepción de la obra.
- Gestionar la adquisición de los seguros esenciales durante el desarrollo de la obra.
- Elaborar un plan completo de seguridad y salud para la obra, incluyendo medidas preventivas necesarias y garantizando el cumplimiento de las regulaciones en vigencia.

4.2.3. PLAZO DE EJECUCIÓN Y PRÓRROGAS

Si las obras no pueden comenzar o concluir dentro de los plazos establecidos debido a circunstancias imprevistas o causas externas al contratista, será posible conceder una extensión temporal previa presentación de un informe favorable por parte de la dirección facultativa.

Esta solicitud de prórroga únicamente podrá ser realizada en un plazo máximo de un mes, considerando el día de origen del motivo de la extensión como el primer día. La duración de esta prórroga será determinada antes de que el contrato pierda su validez. Es importante destacar que, si el contratista no solicita la prórroga dentro del plazo especificado, perderá el derecho a hacerlo en el futuro.

4.2.4. MEDIOS HUMANOS Y MATERIALES EN OBRA

Cada una de las partidas correspondientes a la obra será ejecutada por personal competente en función de la naturaleza de la tarea. La dirección facultativa tendrá la autoridad para decidir sobre la cualificación del personal en relación con la ejecución de la labor.

El contratista estará encargado de recolectar muestras de los materiales destinados a ser utilizados en la obra, con el propósito de que la dirección facultativa pueda someterlos a un posterior análisis. Si estos materiales no cumplen con los estándares requeridos, se descartarán. La responsabilidad del manejo, transporte, descarga y almacenamiento de los materiales recaerá en manos del contratista.

4.2.5. SUBCONTRATAS

El subcontratista es una entidad, ya sea una persona individual o una empresa, que adquiere contractualmente la responsabilidad de llevar a cabo ciertas partes o componentes específicos de la obra, en conformidad con el proyecto que regula su ejecución. Esto puede ser frente al contratista principal o a otro subcontratista que actúa como comitente.

El contratista principal, en virtud de su responsabilidad, tiene la posibilidad de subcontratar segmentos o elementos de la obra una vez haya obtenido la aprobación tanto del promotor como de la dirección facultativa. En este caso, asume la supervisión de estas subcontrataciones. Los subcontratistas están obligados a cumplir con lo establecido en la Ley 32/2006 para las empresas subcontratistas y para los trabajadores autónomos contratados.

4.2.6. DEFECTOS DE OBRA Y VICIOS OCULTOS

Si surgiera cualquier irregularidad o fallo derivado de la obra, el contratista asumiría la responsabilidad hasta que la obra sea aceptada oficialmente. La dirección

facultativa tendría la facultad de requerir la demolición y reconstrucción de aquellas estructuras cuyos trabajos presenten defectos, problemas ocultos o materiales que no cumplan con los criterios acordados.

4.2.7. TRABAJOS NO ESTIPULADOS

Se llevarán a cabo labores adicionales con el propósito de lograr un resultado final de alta calidad en las obras. Estas tareas estarán alineadas con las pautas establecidas en el proyecto de la obra y no tendrán el propósito de introducir cambios. En la eventualidad de que se requiera efectuar modificaciones, el contratista deberá suministrar los planos que detallen dichas modificaciones.

4.2.8. PROYECTISTA

Este individuo es designado por el promotor y desempeñará un papel vinculado a la elaboración del proyecto de ejecución de la obra. Su actuación se regirá por la normativa actual establecida en el proyecto. Será responsable de generar las copias requeridas del proyecto según sea necesario. En caso de que el proyecto se complete mediante la realización de proyectos parciales o elementos complementarios, los proyectistas responsables de cada proyecto parcial asumirán la titularidad correspondiente.

4.2.9. DIRECTOR DE OBRA

Forma parte del equipo de dirección facultativa y tiene a su cargo la supervisión del progreso de la obra en términos técnicos, estéticos, urbanísticos y medioambientales. Su función consiste en garantizar que la ejecución de la obra se ajuste al proyecto original, a la licencia de edificación y a todas las autorizaciones requeridas, así como a las condiciones pactadas en el contrato. Su objetivo principal es asegurar que la construcción se adecue de manera óptima al propósito establecido.

4.2.10. DOCUMENTACIÓN DE LA OBRA

En caso de identificar contradicciones en los documentos vinculados al proyecto o en los proyectos suplementarios durante el desarrollo de la obra, se resolverán siguiendo el criterio adoptado por el director de obra.

Si se presenta la necesidad de expandir el proyecto por diversas razones, como solicitudes del promotor o circunstancias imprevistas, se requerirá la aprobación tanto del director de obra como del promotor. El director de obra será responsable de preparar la documentación correspondiente, mientras que el promotor llevará a cabo los trámites administrativos necesarios. En caso de que se hayan realizado modificaciones en la obra y esta se haya completado, el director de obra proporcionará al promotor detalles sobre dichas modificaciones.

El promotor incluirá en la documentación el acta de recepción, una lista identificativa del personal involucrado en la obra, directrices para el uso y mantenimiento del edificio y sus instalaciones, de acuerdo con la normativa aplicable. Todo este conjunto de documentos se recopilará en el libro del edificio, que será entregado al usuario final del edificio.

Una vez finalizada la obra, tanto el director de obra como el director de ejecución material presentarán la documentación de seguimiento de la obra y la documentación del control de la misma ante la administración pública competente.

4.2.11. REPLANTEO Y ACTA DE REPLANTEO

El comienzo de las labores será comunicado por el contratista a la dirección facultativa mediante un aviso por escrito, con una antelación mínima de 3 días. El contratista será responsable de proveer los recursos materiales, personal técnico con la debida capacitación y la mano de obra requerida para llevar a cabo el proceso de replanteo.

El Acta de Verificación de Replanteo, que será firmada tanto por la Dirección Facultativa como por la Contrata, incluirá la aprobación o desacuerdo en relación al replanteo en relación con los documentos contractuales del Proyecto, mencionando las propiedades geométricas de la obra y otorgando autorización para utilizar el terreno requerido. También abordará las posibles omisiones, inexactitudes o discrepancias detectadas en los documentos contractuales del Proyecto, junto con cualquier especificación pertinente que se considere necesaria.

Una copia del Acta de Verificación de Replanteo será proporcionada al Contratista, en la cual se registrarán los datos, las dimensiones y los puntos establecidos, detallados en un anexo adjunto.

4.2.12. RECEPCIÓN DE LA OBRA

La aceptación de la obra se trata del procedimiento en el cual el constructor, al finalizar su realización, entrega formalmente la obra al promotor, quien la aprueba. Este proceso puede llevarse a cabo ya sea sin restricciones o con ciertas observaciones, y debe abarcar la totalidad de la obra o las fases concluidas y finalizadas en su totalidad.

Esta aceptación tendrá lugar en un plazo máximo de 30 días después de la notificación al promotor sobre la emisión del certificado final de la obra por parte de la dirección facultativa. Esta acción quedará registrada en un acta que será firmada, al menos, por el promotor y el constructor. En dicha acta se registrarán los siguientes elementos: las partes involucradas, la fecha del certificado final de la obra, el costo final de la ejecución material de la obra, una declaración de aceptación de la obra, que puede incluir o no ciertas observaciones, detalladas de manera objetiva en caso de existir, junto

con el plazo en el cual los defectos observados deberán ser corregidos y las garantías, si aplican, que se solicitan al constructor para asegurar sus responsabilidades.

El promotor tiene la facultad de declinar la aceptación de la obra si considera que esta no ha sido finalizada o si no cumple con las condiciones establecidas en el contrato. La justificación de este rechazo deberá quedar registrada por escrito en el acta, en la cual se establecerá un nuevo período para llevar a cabo la aceptación. El contratista, siguiendo las instrucciones de la dirección facultativa, deberá asegurarse de que el edificio esté desocupado y limpio en la fecha designada, una vez que todas las obras hayan concluido.

En caso de que el contratista cause un retraso sustancial en la recepción, el propietario tendrá la opción de utilizar parcialmente la obra. Sin embargo, esta acción no exime al contratista de su responsabilidad de concluir las tareas pendientes ni implica la aceptación formal de la recepción.

4.3. CONDICIONES ECONÓMICAS

4.3.1. ABONO DE LA OBRA

El contrato deberá especificar minuciosamente los términos y los plazos para el pago de las obras. Cualquier liquidación parcial que se pueda establecer será considerada provisional y provisionalmente a cuenta, estando sujeta a las certificaciones que surjan de la liquidación final. Estas liquidaciones parciales no implicarán la aprobación ni la aceptación de las obras incluidas.

Una vez concluidas las obras, se llevará a cabo la liquidación final, la cual seguirá los criterios definidos en el contrato.

4.3.2. PRECIOS

Al formalizar el contrato, el contratista proporcionará una lista de los precios de las unidades de trabajo que forman parte del proyecto. Si estos precios son aprobados, adquirirán un valor contractual y se aplicarán a cualquier variación que pueda surgir.

Estos precios por unidad abarcan la ejecución completa de dicha unidad, englobando tanto los trabajos principales como los complementarios, así como los materiales necesarios. Además, también incluyen la parte proporcional de impuestos, las responsabilidades laborales y otros costos repercutibles.

Si surge la necesidad de llevar a cabo unidades de trabajo que no estaban contempladas en el proyecto original, su precio será acordado entre el Director Técnico y el Contratista antes de comenzar la obra. Luego, se presentará a la propiedad para su aprobación o rechazo.

4.3.3. REVISIÓN DE PRECIOS

En el contrato se definirá si el contratista posee el derecho a realizar una revisión de los precios y se especificará la fórmula a emplear para llevar a cabo dicho cálculo. Si no se proporciona esta fórmula, se utilizará, según la discreción del Director Técnico, uno de los criterios oficiales reconocidos.

4.3.4. SANCIONES

Las penalizaciones y las recompensas serán acordadas con antelación antes de que comience la obra, con la posibilidad de ajustarlas durante el proceso de ejecución. Tanto los acuerdos para establecer penalizaciones como para otorgar recompensas serán formalizados mediante un contrato entre ambas partes.

4.4. CONDICIONES TÉCNICAS

4.4.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Cada uno de los paneles solares debe cumplir con los estándares detallados en la UNE-EN 61215 para los módulos de silicio cristalino, o en la UNE-EN 61646 para los módulos fotovoltaicos de capa delgada. Además, deberán estar avalados por un laboratorio de reconocido prestigio, lo cual se comprobará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Los paneles seleccionados para la implementación en este proyecto son los JinkoSolar Tiger Pro 72HC.

El panel solar contendrá de manera nítida y duradera el modelo, nombre o logotipo del fabricante, junto con una identificación única o número de serie que permita rastrear su fecha de producción, todo ello de manera fácilmente perceptible.

Se emplearán paneles solares que cumplan con las especificaciones técnicas que se detallan a continuación.

Cualquier alteración en relación a estas propiedades debe recibir la aprobación por parte de la dirección facultativa. Los paneles solares deben contar con diodos de derivación para prevenir posibles daños en las células y sus circuitos debido a sombreados parciales, y además deben tener un nivel de protección de IP54.

Para que un panel sea considerado aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, en condiciones estándar, deben estar dentro del rango de $\pm 5\%$ de comparación con los valores nominales indicados en el catálogo. Se rechazarán aquellos paneles que presenten defectos de fabricación, como roturas, manchas en sus componentes, así como desalineación en las células o burbujas en el encapsulado. Se tomará en cuenta de manera positiva una alta eficiencia en las células solares. La estructura del generador será conectada a tierra.

Con el fin de asegurar la seguridad y simplificar el mantenimiento y reparación del generador, el inversor estará equipado con los componentes requeridos (fusibles, interruptores, etc.) para permitir la desconexión independiente en ambos extremos de cada rama del generador.

4.4.2. ESTRUCTURA SOPORTE

Las estructuras de soporte deben satisfacer las condiciones detalladas a continuación. En situaciones diferentes, es necesario obtener la aprobación explícita del Director Facultativo. En todos los escenarios, se asegurará la conformidad con los requisitos establecidos por el CTE y otras regulaciones pertinentes.

La estructura de soporte será dimensionada conforme a las pautas del CTE para resistir cargas extremas originadas por condiciones climáticas adversas, como viento y nieve, entre otros. Esta compañía asegura que la estructura de soporte cumple con los requisitos establecidos en el Código Técnico de la Edificación (CTE) y en la normativa fundamental de construcción NBE-AE-88, estableciendo un límite máximo de carga de nieve de 1.4 kN/m². El diseño y construcción de la estructura, así como el sistema de fijación de los paneles solares, permitirá las dilataciones térmicas necesarias sin transmitir cargas que puedan comprometer la integridad de los paneles, siguiendo las instrucciones del fabricante.

Los puntos de fijación para los paneles solares serán adecuados en cantidad, considerando el área de soporte y su posición relativa, de manera que no se generen deformaciones en los paneles que excedan los límites permitidos por el fabricante y los procedimientos aprobados para el modelo de panel. El diseño de la estructura estará configurado para la orientación y el ángulo de inclinación específicos del generador fotovoltaico, tomando en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, además de la posible necesidad de reemplazar componentes.

La estructura será revestida para resguardarla de la exposición a factores ambientales. Los orificios en la estructura serán perforados previamente, antes de llevar a cabo el proceso de galvanizado o la protección correspondiente. Los elementos de fijación se fabricarán en acero inoxidable, siguiendo las directrices establecidas por la norma MV-106. En el caso de que la estructura sea galvanizada, se permitirá el uso de tornillos galvanizados, a excepción de aquellos empleados para sujetar los paneles, que serán de acero inoxidable. Tanto los topes de sujeción de los paneles como la propia estructura estarán diseñados de tal forma que no proyecten sombra sobre los paneles.

4.4.3. INVERSOR

El proyecto incorporará el inversor SUN2000-100KTL-M2, suministrado por la empresa Huawei. Las características técnicas más distintivas se detallan en la memoria y en el Anexo relacionado con los cálculos eléctricos de este proyecto. Adicionalmente, la ficha técnica correspondiente se encuentra disponible en el Anexo destinado a las fichas técnicas de los equipos.

El inversor seleccionado debe tener la capacidad constante de extraer la máxima potencia utilizando un algoritmo de seguidor de máxima potencia. Debe cumplir con la norma UNE-EN 62093, que se refiere a los componentes de almacenamiento, conversión y gestión de energía en sistemas fotovoltaicos, incluyendo la evaluación de su diseño y pruebas en entornos ambientales. Además, también debe cumplir con la norma UNE-EN 61683, que aborda los acondicionadores de potencia en sistemas fotovoltaicos y establece los procedimientos para medir su rendimiento.

El inversor se ajustará a las directrices de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética de la comunidad, incluyendo sistemas de protección:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red.

El inversor mantendrá el suministro de energía a la red de manera ininterrumpida incluso en situaciones de irradiancia solar un 10 % por encima de las condiciones estándar de marcha (CEM). Además, será capaz de soportar aumentos momentáneos de hasta un 30 % por encima de las CEM durante intervalos de hasta 10 segundos.

El cálculo del rendimiento se llevará a cabo siguiendo las directrices de la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. La cantidad de energía consumida por los equipos (pérdidas en "vacío") en modo "stand-by" o nocturno no deberá exceder el 2 % de su potencia nominal de salida. El factor de potencia de la energía generada deberá ser superior a 0,95 en el rango del 25 % al 100 % de la potencia nominal. A partir de potencias superiores al 10 % de su capacidad nominal, el inversor deberá inyectar energía a la red.

Los inversores destinados a uso en exteriores deberán contar con un nivel de protección mínimo de IP 65. En todos los casos, se observará el cumplimiento de la legislación actual. La garantía de los inversores abarcará un rango de temperaturas entre 0 °C y 40 °C, así como una humedad relativa del 0 % al 85 %. En relación a los inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos, el fabricante proporcionará una garantía por un período no inferior a 3 años.

4.4.4. CABLEADO

Para el cableado en toda la instalación, se empleará un conductor de baja tensión hecho de cobre, aislado y con una tensión asignada no menor a 0,6/1 kV. Dado que parte del cableado estará expuesto a condiciones climáticas adversas, se utilizará un aislamiento XLPE (polietileno reticulado) con una capacidad para resistir temperaturas de hasta 90°C. Este aislamiento se ajusta a las regulaciones establecidas en la norma UNE 21.123.

Las conexiones positivas y negativas de cada conjunto de paneles solares serán enrutadas de forma individual y resguardadas de acuerdo a las regulaciones en vigencia.

Los cables serán de cobre y se seleccionará la sección adecuada para prevenir caídas de tensión y sobrecalentamientos. Precisamente, en cualquier escenario operativo, los cables de la parte de corriente continua (CC) deberán tener una sección que asegure una caída de tensión inferior al 1,5%, mientras que los de la parte de corriente alterna (CA) deberán tener una sección que garantice una caída de tensión inferior al 2%.

Se considerará la longitud completa de los cables de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA). Estos cables deberán tener una extensión adecuada para evitar generar tensiones en los distintos componentes y para prevenir la posibilidad de enganche debido al tránsito de personas.

La totalidad del cableado de corriente continua contará con doble aislamiento y será apropiado para su utilización en ambientes exteriores, expuesto al aire o enterrado, de acuerdo a las directrices establecidas en la normativa UNE 21123.

CABLEADO DE ALTERNA

Características:

- Cable RZ1-K 0,6/1 kV
- Designación: RZ1-K
- Tensión de aislamiento: 0,6/1 kV
- Tipo de aislamiento: Polietileno reticulado o poliolefina (XLPE)
- Tipo de cubierta: Poliolefina termoplástica ignífuga
- Formación del conductor: Unipolar
- Normas: UNE-EN 502000, UNE-EN 50265-1, UNE-EN 50266-1, UNE-EN 50267-1 2, UNE-EN 50268-1-2
- Temperatura máxima en servicio permanente: 90°C

CABLEADO DE CONTINUA

Se emplea Cable Unifilar (rojo para polo positivo y negro para polo negativo) con diámetro de 6mm². Cable de potencia especialmente concebido para instalaciones solares fotovoltaicas y se rige por la norma de referencia: EN50618.

- Puede ser instalado a la intemperie con total garantía.
- Temperatura máxima del conductor: 120°C
- Temperatura mínima del servicio: -40°C
- No propagación de la llama UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- Halógenos: UNE-EN 50525-1 e IEC 62821-1
- Baja emisión de humos UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Resistencia a grasas y aceites: excelente.
- Resistencia a los ataques químicos: excelente.

CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Los conductores de puesta a tierra serán idénticos en tipo a los conductores activos indicados en la sección anterior, y se ajustarán a una sección mínima de acuerdo con los valores consignados en la tabla 2 de la ITC-BT-18 [12], tomando en consideración la sección de los conductores de fase o conductores polares del sistema. Estos cables podrán ser instalados en las mismas canalizaciones que los cables mencionados previamente, o en forma independiente.

4.4.5. PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

La instalación estará en consonancia con los términos establecidos en el Artículo 12 del Real Decreto 1663/2000 referente a las disposiciones sobre el sistema de puesta a tierra en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión. Si no se emplea un transformador de aislamiento para establecer la separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico, se proporcionará una justificación detallada de los componentes empleados para asegurar esta medida.

Todas las conexiones a tierra de la instalación fotovoltaica, tanto en la sección de corriente continua como en la de corriente alterna, estarán vinculadas a una única puesta a tierra. Esta puesta a tierra será distinta de la del neutro proporcionado por la empresa distribuidora, en total conformidad con las directrices del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

4.4.6. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

CUADROS

Serán creados conforme a las exigencias de dichas especificaciones y construidos siguiendo las pautas del REBT.

Tanto la construcción como el diseño de los cuadros deben asegurar la seguridad del personal y asegurar un funcionamiento óptimo en todas las situaciones de operación. Específicamente, el cuadro y sus elementos deben tener la capacidad de resistir las corrientes de cortocircuito (expresadas en kA), tal y como se detalla en los planos y las mediciones correspondientes.

Los cuadros estarán diseñados para su total accesibilidad frontal y contendrán los dispositivos señalados en los diagramas unifilares. Los dispositivos de seguridad se instalarán en un panel metálico independiente del armazón del cuadro y se asegurarán al mismo mediante tornillos, ya sea directamente al panel o mediante su fijación a un carril DIN. Estos componentes de protección y maniobra no serán accesibles directamente desde el exterior del cuadro, y estarán resguardados mediante puertas, cubiertas u otros medios adecuados.

El instalador dispondrá un cajetín sobre el panel, en el cual se colocarán los planos que contienen los esquemas unifilares y las etiquetas identificativas de los elementos. Las puertas estarán equipadas con un sello de neopreno u otro material equivalente, con el propósito de prevenir la intrusión de polvo. Los cables internos de los paneles serán conducidos hacia una regleta de terminales ubicada en proximidad de las entradas por donde ingresan los cables desde el exterior.

INTERRUPTORES MAGNETOTÉRMICOS

El instalador se encargará de proveer los materiales, ensamblar y ajustar todos los interruptores automáticos magnetotérmicos necesarios para salvaguardar adecuadamente el sistema eléctrico, siguiendo las indicaciones de ubicación y características detalladas en la documentación del proyecto. Además, se ocupará de instalar todos los componentes y accesorios requeridos para la fijación y el óptimo rendimiento. Cada circuito estará protegido contra posibles sobreintensidades que puedan surgir, con desconexiones en el tiempo conveniente y dimensionamientos adecuados para contrarrestar las sobreintensidades previstas, tanto en situaciones de sobrecarga como de cortocircuito. A excepción de los conductores de protección, todos los cables involucrados en el circuito, incluyendo el neutro, serán protegidos contra las sobreintensidades.

Los elementos actuadores serán:

- Para sobrecargas: sistema de corte térmico.
- Para cortocircuito: sistema de corte electromagnético.

Los interruptores deben ser colocados con todos los componentes y accesorios necesarios para garantizar su adecuado rendimiento en la tarea para la cual serán utilizados. El conjunto completo debe estar en conformidad con las normativas UNE correspondientes.

INTERRUPTORES DIFERENCIALES

El profesional a cargo deberá asegurar el suministro de materiales, el ensamblaje y la configuración adecuada de los interruptores equipados con protección diferencial. Deberán ser instalados en la cantidad, tamaño y sensibilidad requeridos para garantizar la protección eficiente del sistema eléctrico. Esto debe realizarse siguiendo las especificaciones y propiedades detalladas en la documentación del proyecto. Además, se deberán proporcionar los elementos necesarios para la sujeción y el óptimo funcionamiento de estos interruptores, asegurando que todo el proceso se ajuste a las normativas establecidas por el REBT [12].

Los interruptores de corriente diferencial cumplirán la función de prevenir el paso de corrientes de fuga a tierra que puedan suponer riesgos para la seguridad de las personas. Esta forma de protección actuará de manera separada de la protección magnetotérmica de los circuitos y dispositivos, y su calibración se diseñará considerando una intensidad igual o superior a la máxima corriente que podría discurrir a través de la línea que están protegiendo.

Los interruptores destinados a una protección diferencial deben satisfacer los siguientes criterios:

- El interruptor debe generar la desconexión en situaciones donde se presente un fallo a tierra con una corriente igual o mayor a la sensibilidad preajustada en el dispositivo. Esto se logrará mediante la activación de la bobina de disparo incorporada en el interruptor.
- Debe contar con un botón de prueba que permita verificar su operatividad al simular una fuga de corriente de manera artificial, lo cual deberá ocasionar la activación del disparo.

Cada uno de los interruptores debe haber pasado por las evaluaciones de tensión, aislamiento, resistencia al calor, funcionamiento mecánico, capacidad de fusión y automatización que se demandan para este tipo de equipo, tal como estipula la normativa UNE. Además, deben cumplir con las pautas de la Asociación Española de

Electrotecnia (AEE) y satisfacer cualquier otro requisito equivalente que la Dirección Facultativa considere necesario.

4.4.7. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

La instalación estará en plena concordancia con las regulaciones delineadas en el Artículo 13 del Real Decreto 1663/2000 que trata acerca de los armónicos y la compatibilidad electromagnética en sistemas fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión.

Málaga, 01 de septiembre de 2023



Fdo.: Omar El Lahiani Skatou

CAPÍTULO 5

MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

*Proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a la red y
recarga de vehículos eléctricos*

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					
Código	Descripción	Medición	Ud.	Precio Unitario	Importe
CAPÍTULO 1.1. EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN FV					
1.1.1	Módulo fotovoltaico JinkoSolar Tiger JKM540M-72HL4-V	216	ud.	202,45 €	43.729,20 €
1.1.2	Inversor trifásico Huawei SUN2000-100KTL-M2	1	ud.	6.192,15 €	6.192,15 €
Total capítulo 1.1					49.921,35 €
CAPÍTULO 1.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE					
1.2.1	Estructura coplanar SUNFER 03V	36	ud.	318,86 €	11.478,96 €
1.2.2	Certificado consistencia cubierta	1	ud.	457,82 €	457,82 €
Total capítulo 1.2					11.936,78 €
CAPÍTULO 1.3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA					
1.3.1	Cable FV ZZ-F(As) 1x6 mm ²	375	m	1,69 €	633,75 €
1.3.2	Cable RV-K 0,6/1 kV 3x95 mm ²	3	m	24,55 €	73,65 €
1.3.3	Conductor de protección 6 mm ²	375	m	1,50 €	562,50 €
1.3.4	Conductor de protección 50 mm ²	3	m	8,39 €	25,17 €
1.3.5	Bandeja perforada aislante Unex 60x300 en U48X	310	m	18,94 €	5.871,40 €
1.3.6	Caja de protecciones CC modular estanca de LEGRAND	1	ud.	104,95 €	104,95 €
1.3.7	Fusibles cilíndricos DYFUS ZR-0 CC 15A 1000 Vdc tipo gPV	24	ud.	3,24 €	77,76 €
1.3.8	Portafusibles de base unipolar 10x38 ZRM-0 gPV	24	ud.	11,22 €	269,28 €
1.3.9	Protección contra sobretensiones de Tipo 2, 12,5kA y 1000V	1	ud.	149,71 €	149,71 €
1.3.10	Interruptor Automático ComPacT NSX160F, 36kA, AC, 4P, 160A	1	ud.	1.284,06 €	1.284,06 €
1.3.11	Interruptor diferencial DPX3-I, 36 kA, 4P, 160A y 300 mA AC.	1	ud.	1.477,24 €	1.477,24 €
Total capítulo 1.3					10.529,47 €
CAPÍTULO 1.4. MEDIOS AUXILIARES					
1.4.1	Alquiler de camión pluma para transporte y descarga de material	10	h.	44,50 €	445,00 €
1.4.2	Alquiler de plataforma elevadora tijera	40	h.	34,80 €	1.392,00 €
Total capítulo 1.4					1.837,00 €
CAPÍTULO 1.5. MANO DE OBRA					
1.5.1	Oficial de 1ª electricista	40	h.	25,61 €	1.024,40 €
1.5.2	Oficial de 2ª electricista	40	h.	19,87 €	794,80 €
1.5.3	Peón electricista	40	h.	12,90 €	516,00 €
Total capítulo 1.5					2.335,20 €
CAPÍTULO 1.6. LEGALIZACIÓN, VERIFICACIÓN E INSPECCIÓN					
1.6.1	Legalización de la instalación ante organismo competente en Industria	1	ud.	125,90 €	125,90 €
1.6.2	Certificado de inspección BT por el Organismo de Control Autorizado	1	ud.	304,14 €	304,14 €
Total capítulo 1.6					430,04 €
CAPÍTULO 1.7. SEGURIDAD Y SALUD					
1.7.1	Botiquín reglamentario de obra	1	ud.	141,64 €	141,64 €
1.7.2	Casco de seguridad estándar	3	ud.	10,59 €	31,77 €
1.7.3	Botas de seguridad con puntera de acero	3	ud.	55,90 €	167,70 €
1.7.4	Guantes aislantes de BT 2500V	3	ud.	27,67 €	83,01 €
1.7.5	Extintor móvil, de polvo ABC, 25 kg.	1	ud.	140,30 €	140,30 €
Total capítulo 1.7					564,42 €
TOTAL CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA					77.554,26 €

INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

CAPÍTULO 2. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS					
Código	Descripción	Medición	Ud.	Precio Unitario	Importe
CAPÍTULO 2.1. ESTACIÓN DE RECARGA					
2.1.1	Postes de carga Samsung VersiCharge		3 ud.	1.230,00 €	3.690,00 €
Total capítulo 2.1					3.690,00 €
CAPÍTULO 2.2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA					
2.2.1	Cable RV-K 0,6/1 kV 3x6 mm ²	15,75	m	3,80 €	59,85 €
2.2.2	Cable RV-K 0,6/1 kV 3x10 mm ²	2,5	m	6,30 €	15,75 €
2.2.3	Conductor de protección 16 mm ²	18,25	m	2,37 €	43,25 €
2.2.5	Cuadro secundario CA	1	ud.	56,75 €	56,75 €
2.2.6	Inter. magnetotérmico Acti9 iC60N; 4P; 63 A; curva C	1	ud.	656,00 €	656,00 €
2.2.7	Inter. magnetotérmico Compact NSXm LV4266111 de 25A; 16 kA	3	ud.	210,04 €	630,12 €
2.2.8	Interruptor diferencial 4P, 63A, 30mA. Clase AC.	1	ud.	731,02 €	731,02 €
2.2.9	Interruptor diferencial Acti 9 iDK RCCB 25 A; 30 mA; Clase A	3	ud.	268,45 €	805,35 €
2.2.10	Lim. sobret. temporales iPRD	1	ud.	332,55 €	332,55 €
2.2.11	Lim. sobret. permanentes	1	ud.	81,52 €	81,52 €
Total capítulo 2.2					3.412,16 €
CAPÍTULO 2.3. MANO DE OBRA					
2.3.1	Oficial de 1ª electricista	16	h.	25,61 €	409,76 €
2.3.2	Peón electricista	16	h.	12,90 €	206,40 €
Total capítulo 2.3					616,16 €
CAPÍTULO 2.4. OBRA CIVIL					
2.4.1	Excavación en zanja en cualquier tipo de terreno	1	m ³	54,70 €	54,70 €
2.4.2	Suministro y colocación tubo PE corrugado de doble pared de 110 mm	15,75	m	5,60 €	88,20 €
2.4.3	Obra para protección de tubos	1	m ³	119,47 €	119,47 €
2.4.4	Arqueta de registro de medidas interiores 40x40x60 cm	1	ud.	53,68 €	53,68 €
Total capítulo 2.4					316,05 €
CAPÍTULO 2.5. VERIFICACIÓN E INSPECCIÓN					
2.5.1	Inspección por un Organismo de Control Autorizado (OCA)	1	ud.	400,00 €	400,00 €
Total capítulo 2.5					400,00 €
TOTAL CAPÍTULO 2. INSTALACIÓN DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS					8.434,37 €

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE (€)
1.1	Equipos de la instalación FV.....	49.921,35
1.2	Estructura de soporte.....	11.936,78
1.3	Instalación eléctrica.....	10.529,47
1.4	Medios auxiliares.....	1.837,00
1.5	Mano de obra.....	2.335,20
1.6	Legalización, verificación e inspección.....	430,04
1.7	Seguridad y Salud.....	564,42
2.1	Estación de recarga.....	3.690,00
2.2	Instalación eléctrica.....	3.412,16
2.3	Mano de obra.....	616,16
2.4	Obra civil.....	316,05
2.5	Verificación e inspección.....	400,00
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		85.988,63
	13,00% Gastos generales.....	11.178,52
	6,00% Beneficio industrial.....	5.159,32
SUMA DE G.G. Y B.I.		16.337,84
	21,00% I.V.A.....	21.488,56
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		123.815,03
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		123.815,03

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de **CIENTO VEINTITRÉS MIL OCHOCIENTOS QUINCE EUROS CON TRES CÉNTIMOS.**

Málaga, 01 de septiembre de 2023



Fdo.: Omar El Lahiani Skatou