



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares

Trabajo Fin de Grado

**ESTUDIO DE UNA
INFRAESTRUCTURA DE RECARGA
PARA EL VEHÍCULO ELÉCTRICO
EN EL CAMPUS CIENTÍFICO
TECNOLÓGICO DE LINARES**

Alumno: Jose Antonio Reguera Marchena

Tutor: Bernardo Almonacid Cruz

Dpto: Ingeniería Eléctrica

Octubre, 2019



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Linares
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Don BERNARDO ALMONACID CRUZ, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado:
ESTUDIO DE UNA INFRAESTRUCTURA DE RECARGA PARA EL VEHÍCULO
ELÉCTRICO EN EL CAMPUS CIENTÍFICO TECNOLÓGICO DE LINARES, que
presenta JOSE ANTONIO REGUERA MARCHENA, autoriza su presentación para
defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, OCTUBRE de 2019

El alumno:

Los tutores:

JOSE ANTONIO REGUERA MARCHENA

BERNARDO ALMONACID CRUZ

ÍNDICE GENERAL

1.	INTRODUCCIÓN.....	13
1.1.	RESUMEN	15
1.2.	HISTORIA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.	15
1.3.	CONTEXTUALIZACIÓN DEL MARCO POLÍTICO, SOCIAL Y ECONÓMICO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.	21
1.3.1.	¿CÓMO HEMOS LLEGADO A ESTA SITUACIÓN?	26
1.4.	COMPONENTES Y ESTRUCTURA DE UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	30
1.4.1.	BATERÍA.....	31
1.4.2.	CONVERSOR.....	32
1.4.3.	INVERSOR.	33
1.4.4.	MOTOR ELÉCTRICO.	34
1.4.5.	CONVERTIDORES DE VELOCIDAD.	38
1.5.	ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE RECARGA.	38
1.5.1.	MODOS DE RECARGA.	39
1.5.1.1.	No exclusivos para vehículos eléctricos.....	39
1.5.1.2.	Exclusivos para vehículos eléctricos.	41
1.5.2.	DISTINTAS FORMAS DE RECARGA.....	43
1.5.2.1.	Recarga conductiva.....	43
1.5.2.2.	Recarga mediante sustitución de baterías.....	44
1.5.2.3.	Recarga por inducción magnética.....	45
1.5.3.	CONECTORES EXISTENTES PARA LA RECARGA.	47
1.6.	ESTUDIO DEL PARQUE AUTOMOVILÍSTICO DE LA ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES.	51
1.6.1.	INTRODUCCIÓN A LA ENCUESTA.....	51
1.7.	CONCLUSIÓN SOBRE LA ENCUESTA.	64
1.8.	DEFINICIONES.....	66
2.	MEMORIA.....	71
2.1.	OBJETIVO DEL PROYECTO.	74
2.2.	PROMOTOR.....	74
2.3.	LOCALIZACIÓN.	74
2.4.	ANTECEDENTES.....	75
2.5.	ALCANCE.	75
2.6.	REQUISITOS DEL DISEÑO.	75
2.7.	SOLUCIÓN ADOPTADA.....	76
2.8.	POTENCIA DEL GENERADOR.....	76
2.9.	MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	76

2.10. INVERSOR.	77
2.11. GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	79
2.12. INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS.....	80
2.13. CAJA DE CONEXIONES Y CUADRO DE BAJA TENSIÓN.	80
2.14. PUNTOS DE RECARGA.	81
2.15. CONDUCTORES.....	82
2.15.1. DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO A LA CAJA DE CONEXIONES.	82
2.15.2. DE LA CAJA DE CONEXIONES AL INVERSOR.	83
2.15.3. DEL INVERSOR AL CUADRO GENERAL.	83
2.15.4. DEL CUADRO GENERAL AL CUADRO DE BAJA TENSIÓN.....	84
2.15.5. DEL CUADRO GENERAL AL CUADRO DE PROTECCIONES DE LOS PUNTOS DE RECARGA. 84	
2.15.6. DEL CUADRO DE PROTECCIONES DE LOS PUNTOS DE RECARGA A LOS PUNTOS DE RECARGA.	84
2.16. PROTECCIONES.	84
2.16.1. SOBREINTENSIDADES.....	85
2.16.1.1. Limitación de sobreintensidad.....	85
2.16.1.2. Desconexión automática.....	85
2.16.1.3. Faltas entre líneas.	86
2.16.2. SOBRETENSIONES.	86
2.16.2.1. Externas.	86
2.16.2.2. Internas.	86
2.16.3. PROTECCIÓN DE LAS PERSONAS.	88
2.16.3.1. Contactos directos.	88
2.16.3.2. Contactos indirectos.	88
2.16.4. SECCIONADOR.	88
2.16.5. Electrodo.....	89
2.17. MONITORIZACIÓN Y MEDIDA.	89
2.18. ESTUDIO DE VIABILIDAD.	90
2.19. PLANIFICACIÓN.	90
2.20. ORDEN DE PRIORIDAD DE DOCUMENTOS.	91
2.21. NORMATIVA, REGLAMENTACIÓN, DISPOSICIONES LEGALES Y BIBLIOGRAFÍA.....	91
2.21.1. NORMATIVA Y DISPOSICIONES LEGALES.	91
2.21.2. PROGRAMAS DE CÁLCULO.	92
2.21.3. BIBLIOGRAFÍA.	92
ANEXO I: DETERMINAR LA PORTENCIA FOTOVOLTAICA.....	94
ANEXO II: CÁLCULO	97
II.1. PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA.....	99
II.1.1. RADIACIÓN SOLAR.	99

II.1.2. PRODUCTIVIDAD FOTOVOLTAICA.	99
II.1.3 ENERGÍA FOTOVOLTAICA.	101
II.2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.	103
II.2.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.	103
II.2.2. INVERSOR.	103
II.2.3. GENERADOR FOTOVOLTAICO.	105
II.2.3. COMPROBACIÓN DEL INVERSOR.	110
II.2.4. PUNTOS DE RECARGA.	111
II.3. CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES.	112
II.3.1. DEL MÓDULO A LA CAJA DE CONEXIONES.	113
II.3.1.1. Criterio de caída de tensión.	114
II.3.1.2. Criterio térmico.	115
II.3.1.3. Elección del conductor.	115
II.3.2. DE LA CAJA GENERAL AL INVERSOR.	117
II.3.3. DEL INVERSOR AL CUADRO DE BAJA TENSIÓN.	119
II.3.3.1. Caída de tensión.	119
II.3.3.2. Criterio térmico.	128
II.3.3.3. Elección del conductor.	135
II.3.3.4 Canalización.	138
II.4. PROTECCIONES.	141
II.4.1. SOBREINTENSIDADES.	141
II.4.1.1. Limitación de sobreintensidad	141
II.4.1.2. Desconexión automática.	142
II.4.1.3. Faltas entre líneas.	145
II.4.2. SOBRETENSIONES.	145
II.4.2.1. Externas.	145
II.4.2.2. Internas.	146
II.4.3. PROTECCIÓN DE PERSONAS.	148
II.4.3.1. Contactos directos.	148
II.4.3.2. Contactos indirectos.	149
II.4.4. SECCIONADOR.	151
II.4.5. ELECTRODO.	152
ANEXO III: ESTUDIO DE PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN Y SOMBRAS	153
III.1. INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	155
III.2. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	155
III.3. PÉRDIDAS POR SOMBRAS CIRCUNDANTES.	156
II.3.1. PÉRDIDA POR SOMBRAS.	158
ANEXO IV: DATOS SOBRE LA RADIACION SOLAR.	159
IV.1. ENERO.	162
IV.2. FEBRERO.	163

IV.3. MARZO.	164
IV.4. ABRIL.....	165
IV.5. MAYO.....	166
IV.6. JUNIO.	167
IV.7. JULIO.....	168
IV.8. AGOSTO.....	169
IV.9. SEPTIEMBRE.	170
IV.10. OCTUBRE.	171
IV.11. NOVIEMBRE.....	172
IV.12. DICIEMBRE.....	173
ANEXO V: CATÁLOGOS	174
V.1. CATÁLOGO DEL MÓDULO SOLAR.....	176
V.2. CATÁLOGO DEL INVERSOR.....	177
V.3. CATÁLOGO MÓDULO DE RECARGA.	180
3. PLANOS.....	181
3.1. PLANOS DE SITUACIÓN.....	183
3.2. PLANOS DE EMPLAZAMIENTO.....	186
3.3. PLANOS DE LA MARQUESINA.	189
3.4. CONEXIONES DE LOS MÓDULOS Y DE LOS PUNTOS DE RECARGA. ...	193
4. PLIEGO DE CONDICIONES	198
4.1. GENERALIDADES.....	201
4.1.1. DISPOSICIONES GENERALES.	201
4.1.2. SEGURIDAD EN EL TRABAJO.....	202
4.1.3. SEGURIDAD PÚBLICA.	203
4.2. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.....	203
4.2.1. DATOS DE LA OBRA.....	203
4.2.2. REPLANTEO DE LA OBRA.....	204
4.2.3. CONDICIONES GENERALES.	204
4.2.4. PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN.	206
4.2.5. ACOPIO DE LOS MATERIALES.	206
4.2.6. INSPECCIÓN Y MEDIDAS PREVIAS AL MONTAJE.....	207
4.2.7. PLANOS, CATÁLOGOS Y MUESTRAS.	208
4.2.8. COOPERACIÓN CON EL CONTRATISTA.	208
4.2.9. PROTECCIÓN.....	209
4.2.10. LIMPIEZA DE LA OBRA.	209
4.2.11. ANDAMIOS Y APAREJOS.	210
4.2.12. OBRAS DE ALBAÑILERÍA.	210
4.2.13. ENERGÍA ELÉCTRICA Y AGUA.....	210

4.2.14. RUIDOS Y VIBRACIONES.	211
4.2.15. ACCESIBILIDAD.	211
4.2.16. CANALIZACIÓN.	212
4.2.17. MANGUITOS PARA MUROS.	212
4.2.18. PROTECCIÓN DE PARTES MÓVILES.	213
4.2.19. PROTECCIÓN DE ELEMENTOS A TEMPERATURA ELEVADA.	213
4.2.20. CUADROS Y LÍNEAS ELÉCTRICAS.	213
4.2.21. PINTURAS Y COLORES.	214
4.2.22. IDENTIFICACIÓN.	214
4.2.23. LIMPIEZA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.	215
4.2.24. PRUEBAS.	215
4.2.25. PRUEBAS FINALES.	216
4.2.26. RECEPCIÓN PROVISIONAL.	216
4.2.27. PERIODO DE GARANTÍAS.	217
4.2.28. RECEPCIÓN DEFINITIVA.	218
4.2.29. PERMISOS.	218
4.2.30. ENTRENAMIENTO.	218
4.2.31. REPUESTOS, HERRAMIENTAS Y UTILIDADES ESPECÍFICOS.	219
4.2.32. SUBCONTRATACIÓN DE LAS OBRAS.	219
4.2.33. RIESGOS.	219
4.2.34. RESCISIÓN DEL CONTRATO.	220
4.2.35. PRECIOS.	220
4.2.36. PAGO DE OBRAS.	221
4.2.37. ABONO DEL MATERIAL ACOPIADO.	221
4.2.38. DISPOSICIÓN FINAL.	222
4.3. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN DE LOS PUNTOS DE RECARGA.	222
4.3.1. CONDICIONES ECOLÓGICAS.	223
4.3.2. INFORMACIÓN SOBRE HOJA DE DATOS Y PLACAS DE CARACTERÍSTICAS.	223
4.3.2.1. Información de la hoja de datos.	223
4.3.2.2. Información de la placa de características.	224
4.3.3. SUBSISTEMAS, COMPONENTES E INTERFACES DE SISTEMAS DE LOS PUNTOS DE RECARGA.	225
4.3.3.1. Control principal y de monitorización.	225
4.3.3.2. Subsistema fotovoltaico.	226
4.3.3.3. Acondicionador de corriente continua.	226
4.3.3.4. Interfaz DC/DC.	227
4.3.3.5. Inversor.	229
4.3.3.6. Interfaz AC/AC.	230
4.3.3.7. Interfaz a la red.	231
4.3.3.8. Puntos de recarga.	232
4.3.4. ENSAYOS SOBRE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	233
4.3.4.1. Ensayos ultravioletas.	233
4.3.4.2. Ensayos de corrosión por niebla salina.	233
4.3.4.3. Ensayos al impacto.	233
4.4. MONTAJE DE LA INSTALACIÓN.	234

4.4.1. ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN PREVIA.	234
4.4.2. ESTRUCTURA DEL SOPORTE.	235
4.4.3. MONTAJE DE LA MARQUESINA.	237
4.4.4. MONTAJE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	238
4.4.4.1. Ubicación del campo fotovoltaico.	238
4.4.4.2. Conexionado y ensamblado de los módulos.	239
4.4.4.3. Izado y fijación de los paneles sobre la marquesina.	240
4.4.4.4. Montaje de los puntos de recarga.	240
4.4.5. INSTALACIÓN DE LAS PROTECCIONES.	241
4.4.6. MONTAJE DEL RESTO DE COMPONENTES.	242
4.5. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.	243
4.5.1. GENERALIDADES.	243
4.5.2. MANTENIMIENTO FOTOVOLTAICO.	243
4.5.3. MANTENIMIENTO DE LOS PUNTOS DE RECARGA.	245
5. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.	247
5.1. ANTECEDENTES, OBJETO Y JUSTIFICACIÓN.	249
5.2. DISPOSICIONES LEGALES DE APLICACIÓN.	250
5.3. CONDICIONES AMBIENTALES.	251
5.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA.	251
5.4.1. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA Y SITUACIÓN.	251
5.4.2. SUMINISTRO DE AGUA POTABLE.	251
5.4.3. SERVICIOS HIGIÉNICOS.	251
5.4.4. SERVICIOS Y CONDICIONANTES.	252
5.5. TIPOLOGÍA Y CARACTERÍSTICAS DE MATERIALES Y ELEMENTOS A UTILIZAR.	252
5.6. PROCESO CONSTRUCTIVOS Y ORDEN DE EJECUCIÓN.	252
5.7. PROCEDIMIENTOS.	252
5.8. PROTECCIONES Y FORMACIÓN.	253
5.8.1. PROTECCIONES INDIVIDUALES.	253
5.8.2. PROTECCIONES COLECTIVAS.	254
5.8.3. FORMACIÓN.	255
5.9. IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS Y MEDIDAS ADAPTADAS.	255
5.9.1. RIESGOS LABORALES EVITABLES.	255
5.9.2. RIESGOS LABORALES NO PREDECIBLES.	255
5.10. RIESGOS LABORALES ESPECIALES.	257
5.11. MEDIDAS GENERALES PARA LA ELIMINACIÓN Y PREVENCIÓN DE RIESGOS.	257
5.12. PREVENCIÓN PARA TRABAJOS POSTERIORES.	261
5.13. CONDICIONES GENERALES.	262

6.	ESTUDIO BÁSICO DE MEDIO AMBIENTE	263
6.1.	IMPACTO DEBIDO AL FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.	265
6.2.	EMISIONES A LA ATMÓSFERA.	265
6.3.	FLORA Y FAUNA.	265
6.4.	VERTIDO DE RESIDUOS TÓXICOS Y PELIGROSOS.	265
6.5.	IMPACTO PARA LA FABRICACIÓN DE COMPONENTES.	265
7.	PRESUPUESTO Y MEDICIONES	267
7.1.	MEDICIONES.	269
7.2.	PRECIOS SIMPLES.	273
7.3.	JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS.	275
7.4.	PRESUPUESTO GENERAL.	279
8.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	280
8.1.	PREVISIÓN ECONÓMICA.	282
8.2.	ESTUDIO ECONÓMICO.	288
8.2.1.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).	290
8.2.2.	VALOR ACTUAL NETO (VAN).	291
8.2.3.	CONCLUSIÓN.	291
9.	CONCLUSIONES Y PROPUESTAS DE FUTURO	292
9.1.	PROPUESTAS DE FUTURO.	294
9.2.	CONCLUSIONES.	295

GUIÓN DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1.	Evolución del vehículo eléctrico (elpais.com)	15
Ilustración 2.	Prototipo del automóvil Robert Anderson (bloglet.com)	16
Ilustración 3.	"La Jamais Contente" (wikipedia.org)	16
Ilustración 4.	Legrand Electric Car. (diariomotor.com)	17
Ilustración 5.	Sinclair C5 (Wikipedia.org)	18
Ilustración 6.	General Motor EV1 (terra.org)	19
Ilustración 7.	1º generación del Toyota Prius (elmundo.es)	19
Ilustración 8.	Taxi de Jaén Toyota Prius (motorpasion.es)	19
Ilustración 9.	Tesla Roadster (autopista.es)	20
Ilustración 10.	Nissan LEAF (autonocion.com)	21
Ilustración 11.	Renault Kangoo (renault.es)	21
Ilustración 12.	Bombilla de la estación de bomberos de Livermore (wxyzwebcams.com)	23
Ilustración 13.	Benz Patent-Motorwagen (Wikipedia)	24
Ilustración 14.	Ford T (Wikipedia)	25
Ilustración 15.	Consumo mundial (bp.com)	27
Ilustración 16.	Evolución de consumo (bp.com)	28

Ilustración 17. Zonas deforestadas (infografia-01-elpais.carto.com).....	28
Ilustración 18. Emisiones de CO2 (infografia-01-elpais.carto.com).....	29
Ilustración 19. Aumento de la temperatura (earthobservatory.nasa.gov).....	29
Ilustración 20. Deshielo de los polos (diablobanquisa.wordpress.com).....	30
Ilustración 21. Partes de un vehículo eléctrico (ro-des.com)	30
Ilustración 22. Batería (motorgiga.com)	32
Ilustración 23. Conversor (auto-electrico.net).....	33
Ilustración 24. Inversor (spanish.alibaba.com).....	33
Ilustración 25. Motor serie (wordpress.com).....	34
Ilustración 26. Motor shunt (wordpress.com)	35
Ilustración 27. Motor Compound (wordpress.com)	36
Ilustración 28. Motor de anillos rozantes (mailxmail.com).....	37
Ilustración 29. Motor asíncrono de jaula de ardilla (core.ac.uk).....	37
Ilustración 30. Motor de corriente alterna con inversor de corriente (forocohelectricos.com).....	38
Ilustración 31. Modo 1 (electromovilidad.net).....	40
Ilustración 32. Modo 2 (electromovilidad.net).....	40
Ilustración 33. Punto de recarga de pared (lugenergy.com).....	41
Ilustración 34. Modo 3 (electromovilidad.net).....	42
Ilustración 35. Punto de recarga (lugenergy.com).....	42
Ilustración 36. Modo 4 (electromovilidad.net).....	43
Ilustración 37. Supercharger (tesla.com/es_ES/).....	43
Ilustración 38. Renault Zoe cargando (renault.es).....	44
Ilustración 39. Motocicleta extrayendo la batería (silence.eco)	44
Ilustración 40. Silence S01 (silence.eco).....	45
Ilustración 41. Carga por inducción (bmw.de)	46
Ilustración 42. Funcionamiento de recarga por inducción (pistonudos.com).....	46
Ilustración 43. Recarga por inducción (bmw.de)	47
Ilustración 44. Enchufe Schuko (sonymag.es)	48
Ilustración 45. Saae J1773 (edn.com).....	48
Ilustración 46. Conector Tesla (insideevs.com)	49
Ilustración 47. Mennekes (edn.com)	49
Ilustración 48. Hyundai cargando (hyundai.es).....	50
Ilustración 49. CHadeMO (wikipedia.com)	50
Ilustración 50. Conector único combinado (edn.com)	50
Ilustración 51. Análisis de la respuesta 1 (docs.google.com).....	54
Ilustración 52. Análisis de la respuesta 2 (docs.google.com).....	55
Ilustración 53. Análisis de la respuesta 3 (docs.google.com).....	55
Ilustración 54. Análisis de la respuesta 4 (docs.google.com).....	56
Ilustración 55. Análisis de la respuesta 5 (docs.google.com).....	56
Ilustración 56. Análisis de la respuesta 6 (docs.google.com).....	57
Ilustración 57. Análisis de la respuesta 7 (docs.google.com).....	57
Ilustración 58. Análisis de la respuesta 8 (docs.google.com).....	58
Ilustración 59. Análisis de la respuesta 9 (docs.google.com).....	58
Ilustración 60. Análisis de la respuesta 10 (docs.google.com).....	59
Ilustración 61. Análisis de la respuesta 11 (docs.google.com).....	60

Ilustración 62. Análisis de la respuesta 12 (docs.google.com).....	61
Ilustración 63. Análisis de la respuesta 13 (docs.google.com).....	62
Ilustración 64. Análisis de la respuesta 14 (docs.google.com).....	63
Ilustración 65. Análisis de la respuesta 15 (docs.google.com).....	63
Ilustración 66. Comparación entre un vehículo térmico y uno eléctrico (volkswagen.es)..	64
Ilustración 67. Conductor (nexans.es)	83
Ilustración 68. Conductor cobre. (globalmarket.com).....	83
Ilustración 69. Máxima y mínima energía generada.	102
Ilustración 70. Clasificación de las provincias de España en función del número medio anual de días. (f2i2.net)	146
Ilustración 71. Esquema IT unido a tierra por impedancia Z y con las puestas a tierra de la alimentación y de las masas separadas. (f2i2.net)	149
Ilustración 72. inclinación máxima de módulos. (apuntes de Jesus De la casa Hernández).	157
Ilustración 73. Diagrama de la trayectoria del sol. (idea.es)	157
Ilustración 74. Catálogo del módulo fotovoltaico. (autosolar).....	176
Ilustración 75. Catálogo del inversor. (autosolar)	177
Ilustración 76. Catálogo del inversor. (autosolar)	178
Ilustración 77. Catálogo del inversor. (autosolar)	179
Ilustración 78. Catálogo del punto de recarga. (Wallbox ok).....	180
Ilustración 79. Sistema de recarga OLEV. (motorpasion.com).....	294

GUIÓN DE TABLAS.

Tabla 1. Consumo de energía de un vehículo (motorpasionfuturo.com)	32
Tabla 2. Características del módulo fotovoltaico.	77
Tabla 3. Características del inversor.....	79
Tabla 4. Valores del generador fotovoltaico.	80
Tabla 5. Características del poste de recarga. (wallboxok.com)	82
Tabla 6. Características del Insolation Monitoring Devices.....	86
Tabla 7. Descargador de generador.	87
Tabla 8. Descargador del inversor a la entrada.	87
Tabla 9. Descargador del inversor a la salida.....	87
Tabla 10. Tabla de irradiación horaria.....	99
Tabla 11. Datos de PR mensual.....	100
Tabla 12. Datos de la productividad horaria.....	101
Tabla 13. Datos de la Energía producida.....	102
Tabla 14. Características del módulo fotovoltaica.	103
Tabla 15. Características del inversor.....	105
Tabla 16. Características de los generadores.....	110
Tabla 17. Longitudes de los cables.....	113
Tabla 18. sección normalizadas según su intensidad máxima admisible. (une.org)	116
Tabla 19. Factor de corrección F, para temperatura del terreno. (boe.es)	128
Tabla 20. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K. m/W.(boe.es)	128

Tabla 21. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares. (boe.es).....	129
Tabla 22. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. (boe.es)	129
Tabla 23. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente). (boe.es)	131
Tabla 24. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de aluminio en instalación enterrada (servicio permanente). (boe.es)	133
Tabla 25. Elección de las canalizaciones. (boe.es).....	138
Tabla 26. Situación de las canalizaciones. (boe.es).....	138
Tabla 27. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. (boe.es)	139
Tabla 28. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. (boe.es).....	140
Tabla 29. Intensidad del generador de la Zona A.....	142
Tabla 30. Intensidad del generador de la Zona B.	143
Tabla 31. Intensidad a la salida del generador de la Zona A.....	143
Tabla 32. Intensidad a la salida del generador de la Zona B.	143
Tabla 33. Protección contra sobrecarga Zona A.....	144
Tabla 34. Protección contra sobrecarga Zona B.....	145
Tabla 35. Descargadores del generador.....	147
Tabla 36. Descargador del inversor a la entrada.	147
Tabla 37. Descargador del inversor a la salida.	148
Tabla 38. Seccionador de la Zona A.....	151
Tabla 39. Seccionador de la Zona B.....	151
Tabla 40. Seccionador del inversor.	151
Tabla 41. Porcentaje de la orientación.....	155
Tabla 42. Radiación del mes de enero.	162
Tabla 43. Radiación del mes de febrero.	163
Tabla 44. Radiación del mes de marzo.....	164
Tabla 45. Radiación del mes de abril.	165
Tabla 46. Radiación del mes de mayo.....	166
Tabla 47. Radiación del mes de junio.....	167
Tabla 48. Radiación del mes de julio.	168
Tabla 49. Radiación el mes de agosto.	169
Tabla 50. Radiación del mes de septiembre.	170
Tabla 51. Radiación del mes de octubre.....	171
Tabla 52. Radiación del mes de noviembre.....	172
Tabla 53. Radiación del mes de diciembre.....	173
Tabla 54. Riesgos laborales evitables.....	255
Tabla 55. Riesgos laborales no predecibles.....	256
Tabla 56. Medios de prevención de riesgos no predecibles.	257
Tabla 57. Financiación intermedia sin la subvención.....	285
Tabla 58. Financiación intermedia con la subvención.	286
Tabla 59. Financiación sin subvención.	288
Tabla 60. Estudio económico de la financiación intermedia sin la subvención.	289
Tabla 61. Estudio económico de la financiación intermedia con la subvención.....	289
Tabla 62. Estudio económico de la financiación sin subvención.	290

Tabla 63. Tasa interna de retorno.	290
Tabla 64. Valor actual neto.	291

GUIÓN DE ECUACIONES.

Ecuación 1. Radiación solar	99
Ecuación 2. Productividad fotovoltaica.....	99
Ecuación 3. Energía producida.....	101
Ecuación 4. Módulos en serie máximos.	106
Ecuación 5. Módulos en serie mínimos.....	106
Ecuación 6. Módulos en paralelo.	107
Ecuación 7. Corriente de cortocircuito.	107
Ecuación 8. Tensión en vacío.	108
Ecuación 9. Tensión en el punto máxima potencia del generador.	108
Ecuación 10. Corriente en el punto de máxima potencia del generador	108
Ecuación 11. Potencia máxima del generador.....	108
Ecuación 12. Potencia del inversor.	109
Ecuación 13. tensión a la nueva temperatura.	110
Ecuación 14. Número de plazas.	112
Ecuación 15. Caída de tensión.....	114
Ecuación 16. Sección del conductor.....	114
Ecuación 17. Intensidad criterio térmico.	115
Ecuación 18. Caída de tensión de la sección.	117
Ecuación 19. Corriente máxima del conductor del generador.	117
Ecuación 20. Caída de tensión inversor.....	118
Ecuación 21. Caída de tensión entre la caja de conexión y el inversor.	118
Ecuación 22. Corriente del inversor.	119
Ecuación 23. Longitud virtual desde caja general hasta el cuadro de baja tensión.	120
Ecuación 24. Tensión máxima entre la caja general y el cuadro de baja tensión.....	121
Ecuación 25. Sección entre la caja general y el cuadro de baja tensión.....	121
Ecuación 26. Caída de tensión entre la caja general y el cuadro de baja tensión.....	122
Ecuación 27. Caída de tensión del inversor hasta la caja general.	123
Ecuación 28. Sección del inversor y la caja general.....	123
Ecuación 29. Caída de tensión entre el inversor y la caja general.....	123
Ecuación 30. Longitud virtual de la caja general hasta el cuadro de protecciones de los puntos de recarga.	124
Ecuación 31. Sección entre la caja general y el cuadro de baja tensión.....	124
Ecuación 32. Caída de tensión entre la caja general y el cuadro de baja tensión.....	125
Ecuación 33. Tensión máxima entre la caja general y el cuadro de baja tensión.....	126
Ecuación 34. Sección del conductor del cuadro de protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga.	126
Ecuación 35. Caída de tensión del cuadro de protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga.	127
Ecuación 36. Caída de tensión entre el inversor y el cuadro de baja tensión.....	127
Ecuación 37. Intensidad máxima entre el inversor y la caja general.....	129
Ecuación 38. Corriente máxima corregida del inversor y la caja general.	130

Ecuación 39. Corriente máxima corregida entre la caja general y el cuadro de baja tensión.	132
Ecuación 40. Corriente máxima entre la caja general y cuadro de protecciones de los puntos de recarga.	133
Ecuación 41. Corriente máxima entre la caja general y cuadro de protecciones de los puntos de recarga.	134
Ecuación 42. Comprobación entre el inversor y la caja de conexiones.	135
Ecuación 43. Corriente entre la caja general y el cuadro de baja tensión.	136
Ecuación 44. Corriente de la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga.	136
Ecuación 45. Corriente mínima.	142
Ecuación 46. Corriente actuación.	142
Ecuación 47. Resistencia del aislamiento.	144
Ecuación 48. Tensión máxima en régimen permanente.	146
Ecuación 49. Neutro no está distribuido.	150
Ecuación 50. Neutro distribuido.	150
Ecuación 51. Tiempo de interrupción. (f2i2.net)	150
Ecuación 52. Resistencia a tierra.	152
Ecuación 53. Inclinación máxima.	156

1. INTRODUCCIÓN

ÍNDICE DE LA INTRODUCCIÓN.

1. INTRODUCCIÓN.....	13
1.1. RESUMEN	15
1.2. HISTORIA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.	15
1.3. CONTEXTUALIZACIÓN DEL MARCO POLÍTICO, SOCIAL Y ECONÓMICO DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.	21
1.3.1. ¿CÓMO HEMOS LLEGADO A ESTA SITUACIÓN?	26
1.4. COMPONENTES Y ESTRUCTURA DE UN VEHÍCULO ELÉCTRICO.	30
1.4.1. BATERÍA.	31
1.4.2. CONVERTIDOR.....	32
1.4.3. INVERSOR.	33
1.4.4. MOTOR ELÉCTRICO.	34
1.4.5. CONVERTIDORES DE VELOCIDAD.	38
1.5. ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE RECARGA.	38
1.5.1. MODOS DE RECARGA.	39
1.5.1.1. No exclusivos para vehículos eléctricos.	39
1.5.1.2. Exclusivos para vehículos eléctricos.	41
1.5.2. DISTINTAS FORMAS DE RECARGA.....	43
1.5.2.1. Recarga conductiva.....	43
1.5.2.2. Recarga mediante sustitución de baterías.	44
1.5.2.3. Recarga por inducción magnética.....	45
1.5.3. CONECTORES EXISTENTES PARA LA RECARGA.	47
1.6. ESTUDIO DEL PARQUE AUTOMOVILÍSTICO DE LA ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE LINARES.	51
1.6.1. INTRODUCCIÓN A LA ENCUESTA.....	51
1.7. CONCLUSIÓN SOBRE LA ENCUESTA.	64
1.8. DEFINICIONES.....	66

1.1. Resumen

Este trabajo de fin de grado busca desarrollar una propuesta de adaptación del parking del Campus Científico Tecnológico de Linares para la recarga del vehículo eléctrico mediante placas solares. Comenzaremos realizando un estudio del parque automovilístico de la Escuela Politécnica Superior de Linares, además de investigar las diferentes formas de recarga de un vehículo eléctrico. Seguidamente, mostraremos su viabilidad económica y financiera y, por último, expondremos algunas propuestas de futuro para la recarga del vehículo eléctrico.

1.2. Historia del vehículo eléctrico.

Los vehículos eléctricos (EV) llevan en el mercado automovilístico desde el siglo XIX. En sus inicios el EV era usado por hombres y mujeres, pero, al no tener una gran autonomía en comparación los vehículos térmicos y a que las compañías pusieron muchos inconvenientes, finalmente su uso fue principalmente para las mujeres hasta que se dejaron de fabricar.

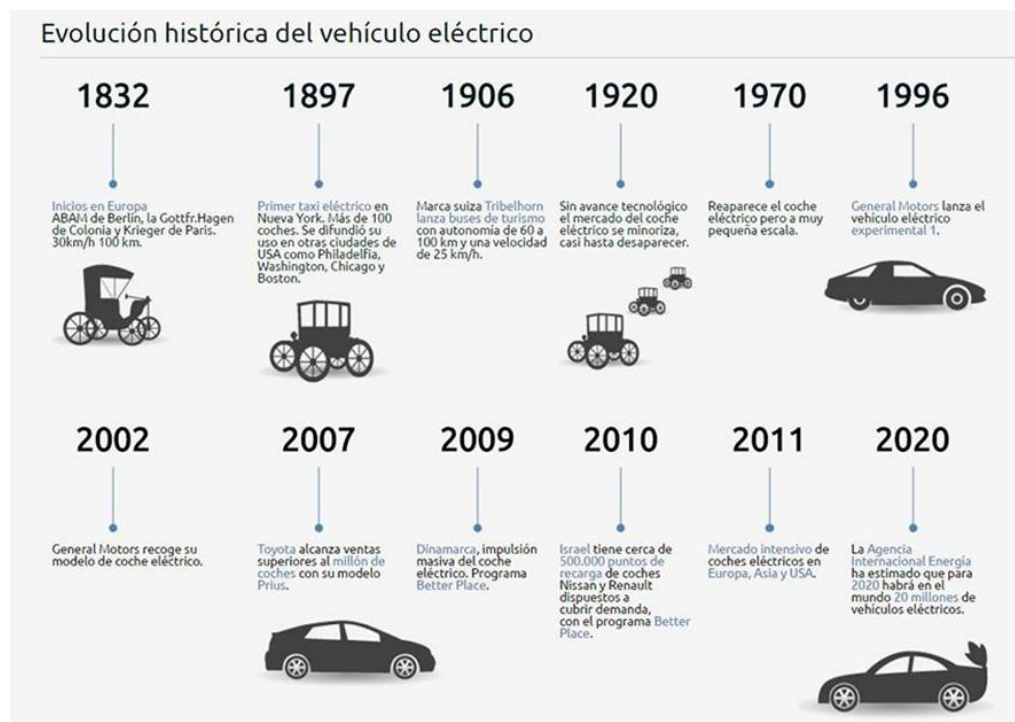


Ilustración 1. Evolución del vehículo eléctrico (elpais.com)

Como podemos ver en la ilustración el primer EV que podemos encontrar data del año 1832, donde un empresario escocés Robert Anderson inventó el primer carruaje eléctrico. El único inconveniente que tenía es que no disponía de baterías.



Ilustración 2. Prototipo del automóvil Robert Anderson (bloglet.com)

Sobre el año 1897 en la ciudad de Nueva York se podían encontrar los primeros taxis eléctricos, en la que llegaron a circular un total de 100 taxis. Además, llegaron a circular también en ciudades como Philadelphia, Washintong, Chicago y Boston.

Un par de años después, podríamos hablar del primer EV que es capaz de superar los 100 km/h, el cual recibe el nombre de: La Jamais Contente. Un vehículo con una carrocería de aleación ligera con forma de torpedo que actualmente se encuentra expuesto en el museo del automóvil de Compiègne, Francia. Una desventaja relevante de este automóvil era su aerodinámica ya que el puesto de conducción se encontraba en una posición elevada y el chasis inferior estaba expuesto.



Ilustración 3. "La Jamais Contente" (wikipedia.org)

Alrededor del año 1906 la empresa suiza Tribelhorn, lanza el que será el primer autobús turístico con una autonomía de entre unos 60 a 100 km y con una velocidad punta de unos 25 km/h.

En el año 1920 llegó la cadena de montaje de manos de Henry Ford. Este hecho supuso que:

- El vehículo térmico fuera más económico.
- No hubiera muchos avances tecnológicos en el EV.

Por tanto, el EV empieza a minimizar sus ventas hasta casi desaparecer, dejándolo solo para algunas aplicaciones industriales muy concretas como montacargas, toros elevadores, carros de golf, etc.

Tenemos que esperar hasta la década de los años 70 para poder volver a encontrar un coche eléctrico en la historia. Se trata del Legrand Electric Car, un coche creado por Glenn Legrand. Fue un proyecto amateur sin mucho rigor técnico, ya que el vehículo es un Volkswagen Escarabajo modificado en altura y anchura. La carrocería era totalmente nueva, fabricada de espuma de poliuretano y fibra de vidrio. Además, se sustituyó el motor térmico por un motor eléctrico, alimentado por 72 baterías conectadas en serie. Con todas estas modificaciones el Legrand Electric Car podía alcanzar una autonomía de unos 81 km y podía llegar a alcanzar una velocidad de unos 89 km/h.



Ilustración 4. Legrand Electric Car. (diariomotor.com)

En el año 1985, Sir Clive Sinclair (el creador del ZX Spectrum) fabricó el Sinclair C5. Este vehículo incorporaba un motor de 12 V el cual no disponía de la suficiente fuerza para subir una ligera pendiente ya que su batería se agotaba. Por este motivo, se le incorporó unos pedales para aportar más energía. Los principales motivos por los que no triunfó este EV fueron:

- No contaba con marcha atrás.
- Se consideraba una motocicleta eléctrica, por lo tanto, las personas de más de 14 años podrían utilizarlo, pero a los padres les preocupaba que sus hijos la utilizaran.
- Al tener una posición muy baja, el resto de conductores no podrían ver la motocicleta y así podría ocasionar accidentes.



Ilustración 5. Sinclair C5 (Wikipedia.org)

En el año 1996, la empresa norteamericana General Motor (GM) lanzó el General Motor EV1, el cual fue el primer EV moderno producido por una de las grandes empresas automovilísticas. El GMEV1 disponía un motor eléctrico trifásico de inducción que producía 102 kW a unos 7000 rpm. Este motor disponía de una capacidad que, según la generación y la versión, rondaba entre los 16,5 a los 26,4 kWh obteniendo así una autonomía de entre los 113 km a los 257 km. Dicha autonomía dependía de la capacidad de la batería. Este automóvil se lanzó al mercado en California y Arizona, pero únicamente se podía obtener por modalidad “leasing”.

Gracias al éxito obtenido, otras empresas como Toyota también animaron a sacar un EV. Con el auge de estos automóviles, las empresas petroleras empezaron una campaña en contra ellos. Como consecuencia, los gobiernos de California y Arizona

cedieron a las demandas de las empresas e interrumpieron su fabricación en 1999. Todos los vehículos que se vendieron fueron retirados para evitar su uso, la gran mayoría fueron destruidos y algunas unidades fueron donadas a museos.



Ilustración 6. General Motor EV1 (terra.org)

Al año siguiente de la salida el General Motors EV1, la empresa japonesa Toyota lanzó al mercado un vehículo híbrido que fue todo un éxito en Japón, el modelo Prius. Gracias a su éxito de ventas, en el año 2000 fue lanzado en todo el mundo, convirtiéndose en el vehículo referencia a mundial en el ámbito de los EV. Actualmente, es el automóvil más utilizado por los taxistas.



Ilustración 7. 1ª generación del Toyota Prius (elmundo.es)



Ilustración 8. Taxi de Jaén Toyota Prius (motorpasion.es)

En el año 2003 los fundadores de PayPal, tras la venta de la empresa a Ebay, tuvieron el sueño de crear un vehículo 100% eléctrico de gran autonomía que fuese capaz de competir con los vehículos térmicos. Este sueño se hizo realidad ya que de ahí nació la empresa Tesla Motors, Inc.

El primer EV que sacaron fue en colaboración con la marca Lotus. Este automóvil fue conocido como Tesla Roadster, un deportivo descapotable que utilizaba la carrocería del Lotus Elise. Sustituía el motor térmico por uno eléctrico y disponía de unas baterías de iones de litio, las cuales les otorgaba una autonomía de unos 322 km por carga. Con el dinero recaudado de la venta de este modelo, Tesla invirtió en el siguiente automóvil conocido como Tesla Model S. Este modelo se ha convertido en una referencia en los EV y a día de hoy se sigue produciendo. Gracias a este vehículo la empresa americana se afianzó en el mercado.



Ilustración 9. Tesla Roadster (autopista.es)

Entre los años 2011 y 2013 todas las empresas automovilísticas empezaron a sacar sus propios EV. Muchos de estos vehículos los podemos ver circular por las calles, y algunos de los que podemos ver son: Nissan Leaf, Renault Zoe, Renault Kangoo ze y el híbrido, más famoso de todos, el Toyota Prius.



Ilustración 10. Nissan LEAF (autonocion.com)



Ilustración 11. Renault Kangoo (renault.es)

1.3. Contextualización del marco político, social y económico del vehículo eléctrico.

El modelo actual económico y de consumo comenzó con la revolución industrial en el siglo XIX y se potenció tras la Segunda Guerra Mundial. Para poder entender este punto primero debemos de conocer la evolución a nivel político, de población y de consumo mundial.

Antes del comienzo de la revolución industrial el consumo de materias primas y recursos naturales era mucho menor que el que se tiene actualmente, por consiguiente, no se consumían muchos recursos naturales, por tanto, a la naturaleza se le daba tiempo suficiente para generar nuevos recursos. Con la llegada de la revolución industrial tuvimos un gran cambio que no sólo afectaría a la sociedad, sino que marcaría el desarrollo que dura hasta nuestros días. La aparición de las máquinas hizo que se

modificaran los aspectos sociales, económicos y políticos, así como el estilo de vida de la población.

Gracias a esta revolución hubo un abaratamiento de algunos recursos. Se produjo un incremento de forma sustancial del rendimiento del trabajo, a la vez que se disminuían los precios de las producciones. Al poder producir cualquier producto a bajo coste hizo que las naciones industrializadas generaran grandes riquezas. En consecuencia, la calidad de vida aumentó y supuso un incremento de las ganancias en la clase burguesa y un empobrecimiento económico en el proletariado.

En el plano social, la creación de las nuevas industrias causó que las personas que vivían en el campo empezaran a trasladarse a las grandes ciudades, por ello muchos pueblos y aldeas desaparecieron y muchos de los campos de cultivo fueron abandonados.

Con el desarrollo de la industria, además de lo mencionado anteriormente, se produjo un incremento del consumo de los recursos naturales, de la contaminación y un empobrecimiento de algunos países.

Todo esto generó unas consecuencias que podemos ver hoy en día. Actualmente, la sociedad mundial vive en una cultura de “usar y tirar”. ¿Qué es la cultura de “usar y tirar”? Es aquel movimiento en el que cada recurso tiene un solo uso, es decir, cuando compramos una botella de agua en un supermercado, es poca la gente que suele rellenarla, en su lugar compra otra botella nueva y desecha la vacía. Es un modelo no sostenible actualmente, el cual se está intentando combatir con el reciclaje o dándole a esos recursos un segundo uso. Esta cultura no solamente la podemos encontrar en objetos desechables (pañales, vasos y utensilios de plástico, maquinillas desechables, etc....), sino que también lo podemos ver en aparatos electrónicos y electrodomésticos, en software, en los muebles, en los vehículos, etc.... A continuación, podremos algunos ejemplos:

- El software: Con el rápido avance informático actual, muchos de los programas de uso diario pueden, con el paso del tiempo, llegar a quedarse obsoletos. Las consecuencias de esta obsolescencia pueden llegar a afectar a muchos entornos de trabajo. Un ejemplo de ello puede ser el programa Autocad, puesto que, si queremos abrir un dibujo en una versión antigua, el programa mostrará un error y no nos permitirá su apertura.
- Aparatos electrónicos y electrodomésticos: Cuando se empezaron a crear los primeros aparatos electrónicos y electrodomésticos se les proporcionaba una vida útil muy superior a la que se les dota actualmente. Por ejemplo, la bombilla

centenaria del parque de bomberos de Livermore (California). Esta bombilla se encendió (según un artículo del periódico ABC publicado el 4 de junio del 2018) el 18 de junio de 1901 y lleva encendida más de 100 años. En el año 2021, si no deja de funcionar, cumplirá 120 años de funcionamiento. Actualmente, sigue funcionando y lo podemos ver en el siguiente enlace, <https://wxyzwebcams.com/es/webcam-42.php>.

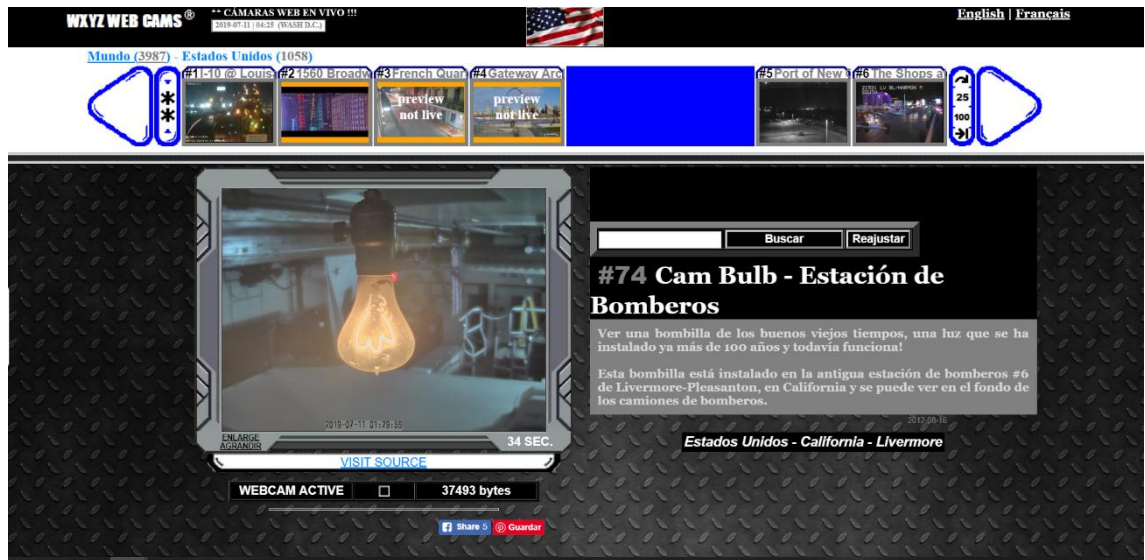


Ilustración 12. Bombilla de la estación de bomberos de Livermore (wxyzwebcams.com)

Llegados a este punto creo importante hablar sobre la obsolescencia programada. La obsolescencia programada es la vida útil que le da una fábrica o empresa a un producto, cuando pase este periodo de vida útil el producto se volverá obsoleto, inútil. Un ejemplo práctico de este concepto es la comparación de la bombilla del parque de bomberos con una bombilla LED. Según la web de Leroy Merlin, una bombilla LED tiene una vida útil de unas 50.000 horas. Con esto podemos establecer que la bombilla LED se fundirá antes que la del parque de bomberos, ya que la bombilla del parque de bomberos ya ha superado las 50.000 horas.

La cultura de “usar y tirar” no solo se puede encontrar en la obsolescencia programada sino también en la reparación de los aparatos tecnológicos. El abaratamiento de los costes, del precio y de la producción provoca que se reparen con mucha menos asiduidad estos aparatos ya que, por el mismo o incluso menor precio de la reparación, se puede adquirir un producto completamente nuevo. Por ello, el consumidor opta por deshacerse del producto averiado y adquirir uno nuevo.

En conclusión, gracias a la cultura “usar y tirar”, se está generando una gran cantidad de basura la cual está incrementando los niveles de contaminación del planeta y el consumo de muchos de sus recursos. Para describirlo de forma más gráfica podemos hablar del plástico. El plástico es el material principal que compone la gran mayoría de los productos desechables. Este material no se descompone con facilidad ya que tarda en degradarse casi unos 150 años. ¿Por qué es tan contaminante este material? La respuesta a esta pregunta es que es un elemento derivado del petróleo lo que significa que su extracción y manipulación se realiza mediante unos procesos muy contaminantes.

Podemos evitar en gran parte esta contaminación siguiendo estos pasos:

- Usar un cepillo de dientes de bambú y no uno de plástico.
- Usar bolsas de tela cuando realizamos la compra en el supermercado.
- Usar envases de cristal para guardar los alimentos, en vez de los de plástico.
- Fabricar los vehículos con piezas que puedan ser reutilizadas por modelos y para otros usos.
- Empezar a utilizar el vehículo eléctrico para reducir el uso de combustibles fósiles y reducir los gases contaminantes.

Una vez conocida la historia de la revolución industrial y sus posteriores consecuencias, podemos comenzar a hablar del consumo abusivo de los recursos naturales, en especial del petróleo y de sus consecuencias.

Conociendo previamente lo sucedido en este periodo de transición que marcó un antes y un después en todos los sentidos, a continuación, pasaré a enfocarlo al vehículo térmico describiendo brevemente su historia. El primer automóvil de combustión interna podemos encontrarlo fue el Patent-Motorwagen, atribuido a Karl Friedrich Benz y esta datado en el año 1866.



Ilustración 13. Benz Patent-Motorwagen (Wikipedia)

Gracias al abaratamiento del precio de los vehículos térmicos, debido a la cadena de montaje de Henry Ford, salió a la venta el modelo Ford T. Este modelo estaba al alcance de mucha más población debido a su precio.



Ilustración 14. Ford T (Wikipedia)

A consecuencia de ello, podemos observar un abuso de los carburantes por parte de las industrias y del transporte. Esta fue una época en la que la sociedad no tenía consciencia sobre el daño que esto le hacía al medio ambiente y la cual tenía un pensamiento equivocado ya que pensaban que los recursos eran ilimitados. Por ende, el gobierno y las marcas automovilísticas mostraban indiferencia ante esta situación. En los años previos a la crisis del petróleo, las marcas automovilísticas solo centraban su atención en producir vehículos con motores con mucho par y, como consecuencia, éstos tenían poca potencia. Por ejemplo, los modelos Ford Mustang, el Chevrolet Impala o Pontiac firebird Trans AM disponían de motores entre los V8 y los V12. El Ford Mustang disponía de un motor V8 de 225 CV con un consumo de 17.2 litros a los 100 km. Si este modelo lo comparamos con un coche producido en la actualidad, podemos encontrar vehículos con motores de 4 a 6 cilindros en línea, los cuales obtienen esa potencia con un consumo menor.

Esta tendencia se mantuvo hasta que, en 1973 con la llegada de la crisis del petróleo, la sociedad empezó a tener consciencia y a solicitar a las marcas nuevos vehículos con un consumo menor de carburante. En el siglo XXI esta mentalidad sigue presente. La ética medioambiental está más presente en la sociedad y en los gobiernos que empiezan a tomar más medidas, ayudas y consciencia. Algunas políticas que ya se han puesto y quieren poner en marcha en un futuro son:

- Ayudas económicas como el plan PIVE, para que los ciudadanos renovar los vehículos antiguos y más contaminantes por otros más actuales y menos contaminantes.
- Algunas ciudades, como por ejemplo Madrid, los vehículos más contaminantes tienen restringido el acceso al centro de la ciudad o a la ciudad, estas medidas se adoptan dependiendo del nivel de polución, o en algunos casos no se les permite el acceso.
- A partir del año 2040 en España, estará prohibida la venta de vehículos diésel o gasolina y a partir del 2050 su circulación

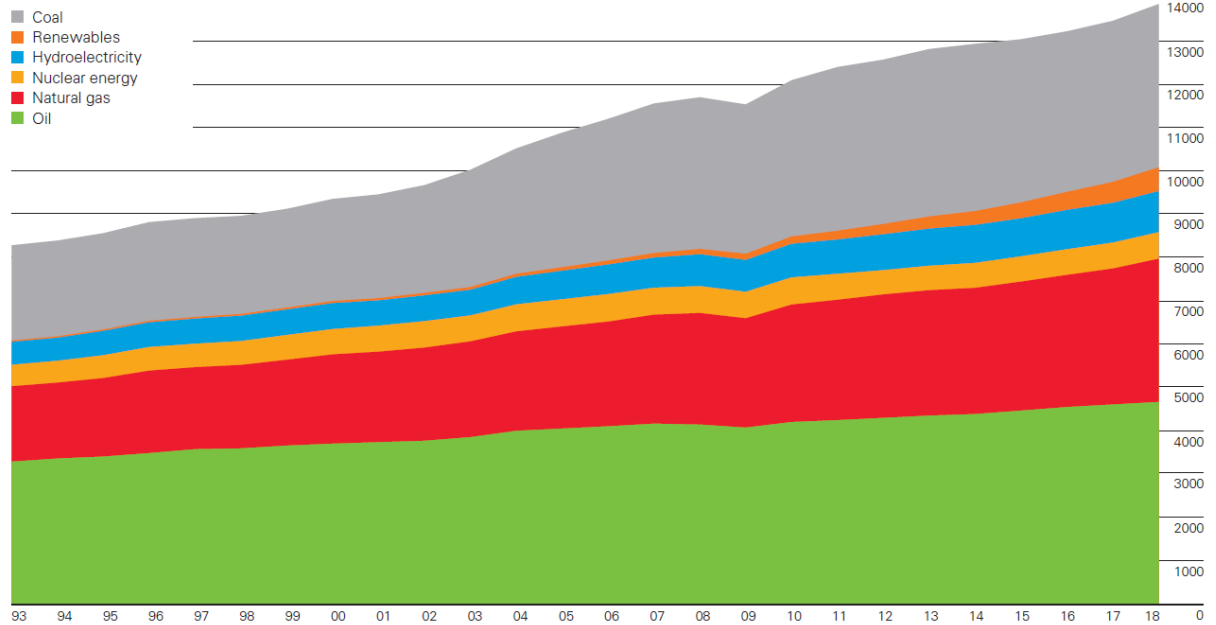
1.3.1. ¿Cómo hemos llegado a esta situación?

Hemos llegado a la situación de los ejemplos antes mencionados, por el abuso de los recursos naturales y por la contaminación, ha sido generada por la industria y la sociedad a lo largo de la historia.

El creciente aumento de población ha conducido a una necesidad de consumir más recursos naturales. Según el informe que publica British Petroleum (BP) cada año, el consumo mundial ha crecido un 2.9% en el 2018 y ha sido el crecimiento más fuerte desde 2010. En un periodo de 10 años ha aumentado casi el doble, ya que hemos tenido un aumento de la demanda. Las dos fuentes de energía que más han aumentado su demanda son el gas (ha crecido un 43%) y las energías renovables (han aumentado un 18% a nivel mundial). Aunque, aun habiendo crecido las energías renovables, el carbón y petróleo las más usadas.

World consumption

Million tonnes oil equivalent



Global energy consumption increased by 2.9% in 2018. Growth was the strongest since 2010 and almost double the 10-year average. The demand for all fuels increased but growth was particularly strong in the case of gas (168 mtoe, accounting for 43% of the global increase) and renewables (71 mtoe, 18% of the global increase). In the OECD, energy demand increased by 82 mtoe on the back of strong gas demand growth (70 mtoe). In the non-OECD, energy demand growth (308 mtoe) was more evenly distributed with gas (98 mtoe), coal (85 mtoe) and oil (47 mtoe) accounting for most of the growth.

Ilustración 15. Consumo mundial (bp.com)

El siguiente gráfico nos refleja lo mencionado anteriormente, el petróleo y carbón son los combustibles más usados. Si lo observamos partir del año 2016 podemos ver que el carbón ha empezado a bajar su uso y el petróleo, desde la crisis del ladrillo o crisis inmobiliaria (2006), que coincidió con una crisis mundial, comenzó a descender su uso. Además, el gas aumentó un 24% de tal forma que está alcanzado al carbón. Las energías hidráulica y nuclear se mantienen constantes. Me gustaría destacar del gráfico, el gran crecimiento de las energías renovables que ha aumentado 4% llegando a alcanzar a la energía nuclear.

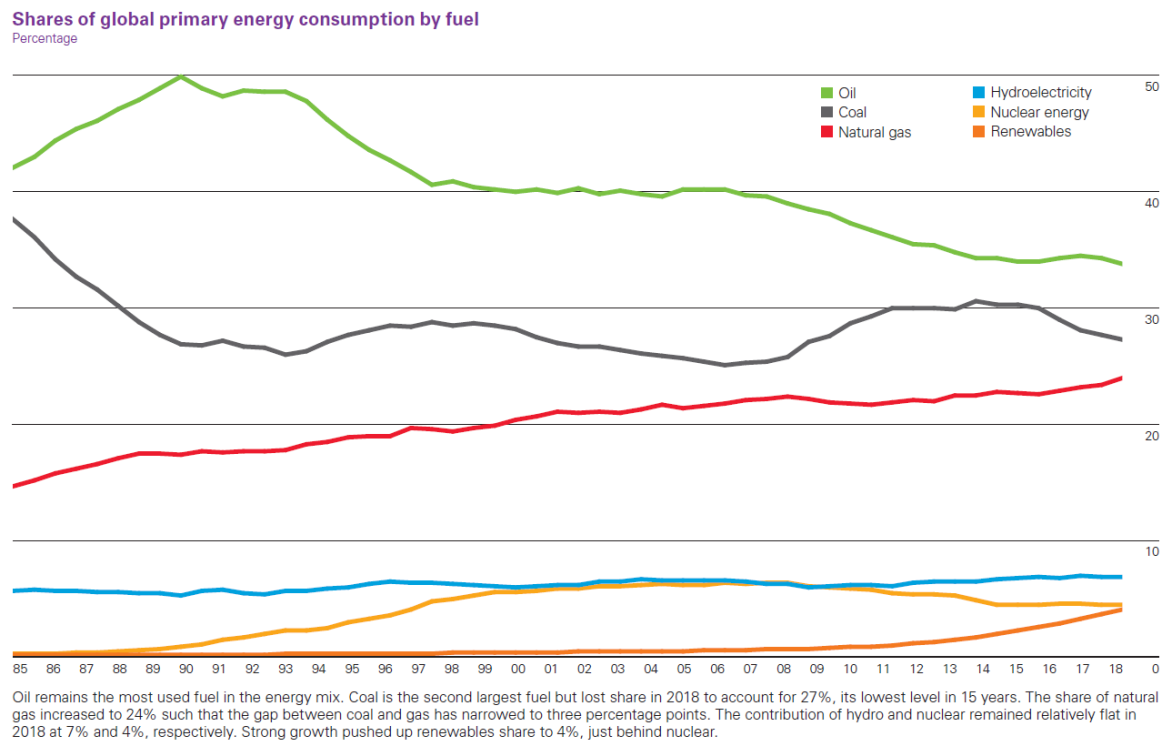


Ilustración 16. Evolución de consumo (bp.com)

Aunque estamos viendo como están descendiendo las energías más contaminantes, el carbón y el petróleo, las consecuencias de su utilización las estamos padeciendo, y algunas de estas consecuencias son:

- Las zonas deforestadas para conseguir madera o para construir minas de carbón.

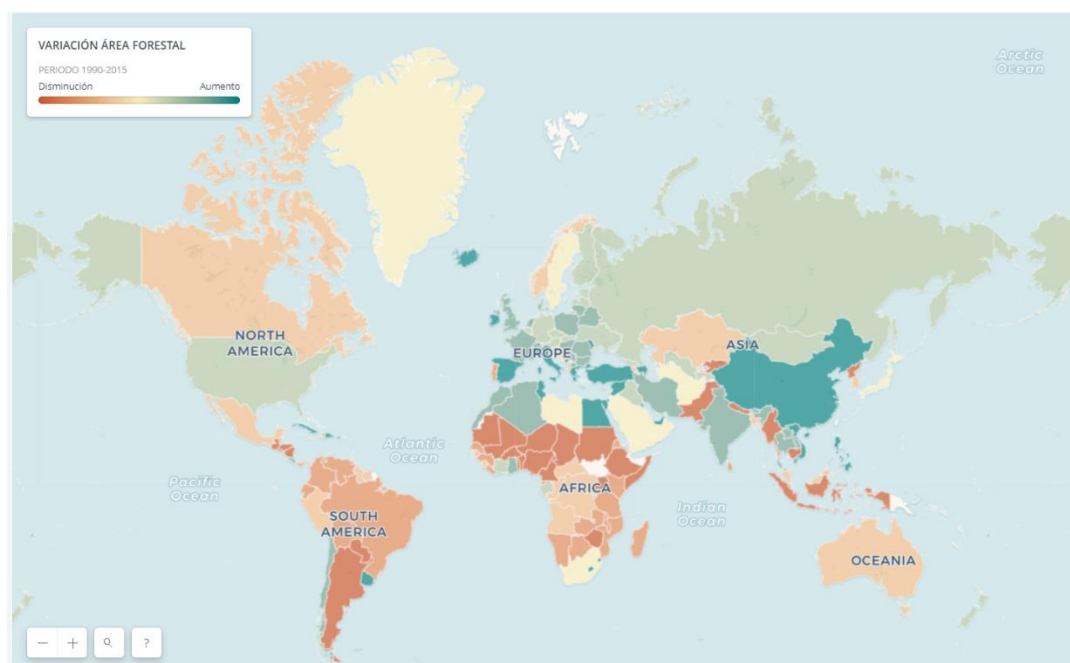


Ilustración 17. Zonas deforestadas (infografia-01-elpais.carto.com)

- El agujero de la capa de ozono y el efecto invernadero son consecuencia directa de la emisión del CO₂ producido por el consumo de carburantes y del carbón.

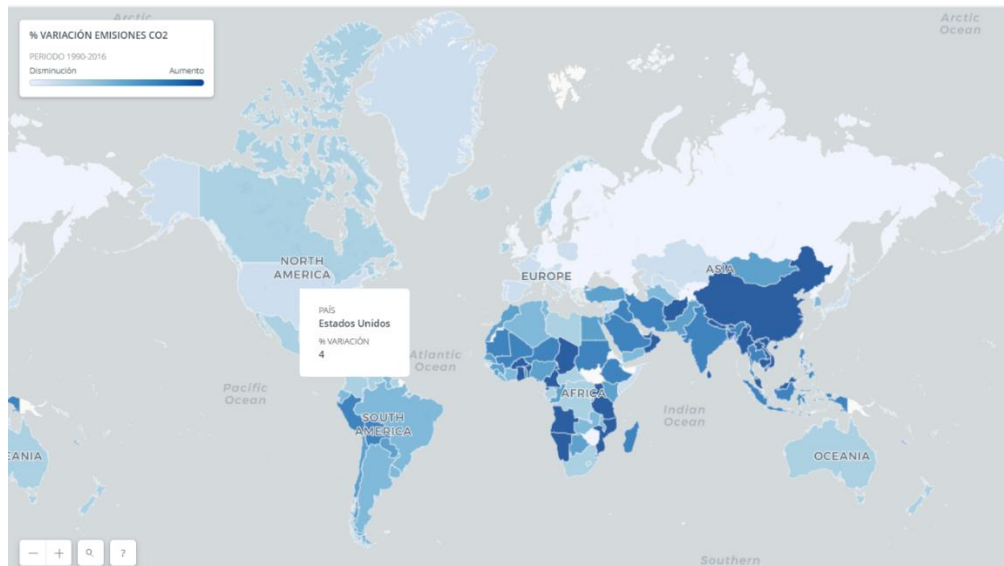


Ilustración 18. Emisiones de CO₂ (infografia-01-elpais.carto.com)

- En la ilustración 19(extraído de un artículo de la NASA) se nos muestra los aumentos de temperaturas sufridos desde 1880 hasta 2014. Estos registros han sido obtenidos por la NASA, la Agencia Meteorológica de Japón, National Climatic Data Center (NOAA) y el Met Office Hadley Center en el Reino Unido.

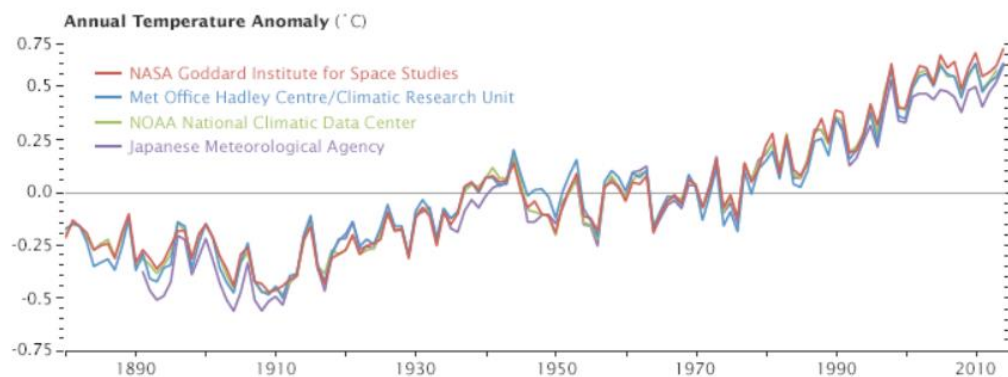


Ilustración 19. Aumento de la temperatura (earthobservatory.nasa.gov)

- El deshielo de los polos por culpa del calentamiento global, como se puede ver en el grafico como ha ido disminuyendo la banquisa ártica, y también se puede observar que en este 2019 hemos tenido una recuperación.

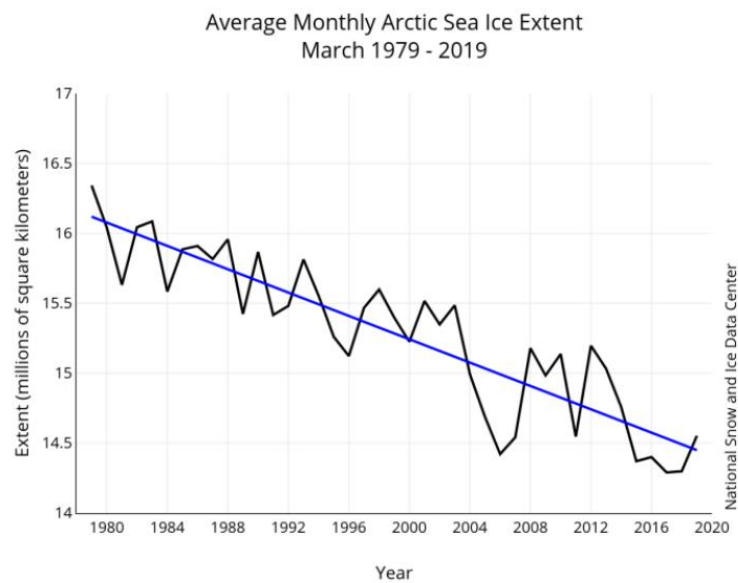


Ilustración 20. Deshielo de los polos (diablobanquisa.wordpress.com)

Estas son las consecuencias de la utilización de algunas fuentes de energía, pero como hemos comentado anteriormente ya estamos empezando a poner solución estos problemas y una de estas soluciones es la utilización de un EV.

1.4. Componentes y estructura de un vehículo eléctrico.

Un vehículo eléctrico se define como un vehículo que está impulsado mediante un motor que se alimenta con electricidad.

En la siguiente ilustración podemos ver los distintos elementos que componen un EV:

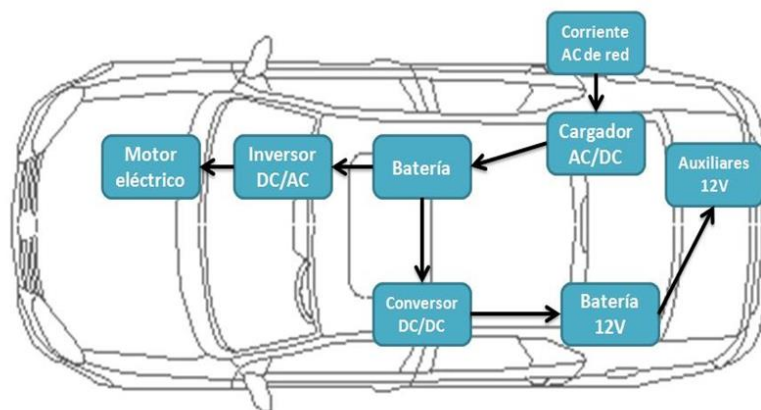


Ilustración 21. Partes de un vehículo eléctrico (ro-des.com)

1.4.1. Batería.

Para poder utilizar un EV necesitamos un elemento de almacenamiento de la energía, y este elemento es la batería. Las baterías más utilizadas para este fin son las baterías de ciclos, que pueden ser de vaso abierto o de gel y pueden durar de 400 a 800 ciclos según el régimen de carga de descarga.

Un EV está compuesto por dos tipos de baterías: una batería convencional y una o varias baterías de gran capacidad.

En cuanto a la tensión que nos pueden ofrecer varía entre los 6 y los 12 V y su capacidad se mediará en Ah, esta capacidad nos dirá la autonomía del EV.

En cuanto a su mantenimiento debemos de distinguir entre dos modelos: las que se deben de rellenar con agua destilada (como las que podemos encontrar en los vehículos térmicos) y las que están libre de mantenimiento.

Las baterías que encontramos en los EV actualmente son de Litio-ion, aunque se están investigando de otros elementos para que nos ofrezca una mayor autonomía. Las principales ventajas de estas baterías son:

- Una elevada densidad de cargas.
- Poco peso y menor tamaño en comparación a las que podemos encontrar en los vehículos tradicionales.
- Un alto voltaje por célula.
- No encontramos el efecto memoria, es decir, la capacidad de la batería no se verá afectada por alguna carga incompleta.
- Tendremos una descarga lineal, es decir, durante su uso la variación del voltaje será muy pequeña y con ello evitaremos tener que instalar circuitos reguladores.
- Baja tasa de auto descarga. Las baterías de Litio-Ion tienen una descarga de un 6% mensual sin uso mientras que una de tipo Ni-MH la descarga es de un 20% al mes sin uso.

La energía que se obtiene al cargar el EV se almacena en ella en corriente continua (DC).

Dependiendo del motor que tenga, se deberá de instalar un inversor, ya que:

- Si el motor es de corriente alterna (AC): Entre la batería y el motor deberemos de instalar dicho inversor para hacer el cambio de corriente.

- Si el motor es de corriente continua (DC) no hará falta instalarlo, sino que se conectará directamente la batería al motor.



Ilustración 22. Batería (motorgiga.com)

Para saber que batería debemos de instalar a nuestro EV, primero debemos de determinar la autonomía que queremos obtener. En la siguiente tabla podemos ver la autonomía de algunos de los EV que han estado o continúan en el mercado actual:

kWh/100km que consumen los principales vehículos eléctricos			
Modelo	Cap. de Batería (kWh)	Autonomía (km)	kWh _{Batería} /100km
Reva L-ion	11	120	9,17
Think Citi	25	200	12,50
Mitsubishi i-Miev	16	130	12,31
Citröen C-Zero	16	130	12,31
Renault Fluence ZE	22	160	13,75
Nissan Leaf	24	160	15,00
Tesla Roadster 42	42	257	16,34
Tesla Roadster 70	70	483	14,49
MEDIA	28,25	205	13,78

Tabla 1. Consumo de energía de un vehículo (motorpasionfuturo.com)

1.4.2. Conversor.

En un EV no solamente el motor funciona con la batería del vehículo, sino que como hemos mencionado en el punto anterior, hay otros elementos que también dependen de esta energía. Con la batería convencional o auxiliar hacemos uso de elementos como las luces del automóvil, el climatizador, la radio, etc. Para poder utilizar la energía de la batería de gran capacidad debemos colocar un conversor. Este elemento

se encarga de convertir la energía de la batería de gran capacidad a una tensión más adecuada para los elementos del vehículo.



Ilustración 23. Conversor (auto-electrico.net)

1.4.3. Inversor.

La corriente alterna (AC) es la forma más fácil de transportar la energía, pero no se puede almacenar. Por ende, debemos transformarla en DC y, en consecuencia, la podremos almacenar en baterías.

Cuando necesitamos esa energía para mover el EV debemos de transformarla de DC a AC y para ello utilizaremos un inversor, el cual se instalará entre la batería y motor del vehículo.

Si el motor de nuestro EV es DC no hará falta instalar un inversor y podremos hacer la conexión directamente.



Ilustración 24. Inversor (spanish.alibaba.com)

1.4.4. Motor eléctrico.

El motor es el encargado de recibir la energía eléctrica de las baterías y transformarla en energía cinética. Ésta de ser capaz de mover un vehículo.

Podemos encontrar varios tipos de motores, pero los podemos dividir en dos categorías:

- Los motores de DC.
- Los motores de AC.

Y dentro de estos dos tipos podemos encontrar distintos motores.

Primero hablaremos de los motores de DC, en el cual podemos encontrar:

- Motor de excitación independiente: Estos motores necesitan dos fuentes de tensión independientes para poder funcionar.

Este tipo de motores tiene las siguientes características:

- Pueden desarrollar un elevado par de arranque.
- Cuando disminuye la carga del motor, también lo hace la intensidad y la velocidad del motor aumenta.
- Las bobinas del motor son de gran sección, pero de pocas espiras.
- Motor serie: Es aquel donde los devanados del inductor y del inducido se encuentran en serie.

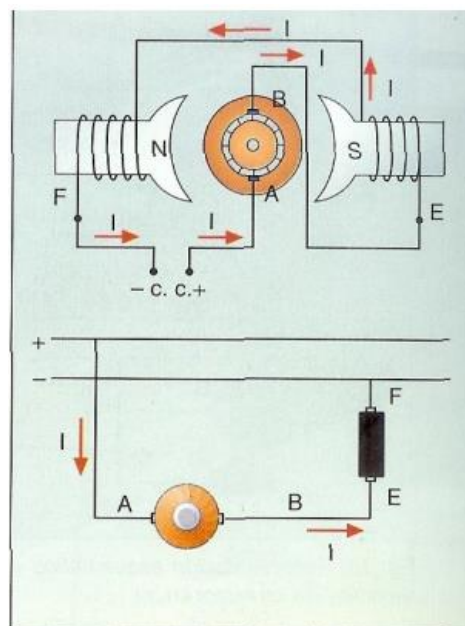


Ilustración 25. Motor serie (wordpress.com)

- Motor shunt o en paralelo: En este tipo de motores la bobina del inductor está conectada en paralelo con la bobina del inducido.

Este motor dispone de las siguientes características:

- El par de arranque de este motor será menor que en el motor serie.
- Si la intensidad disminuye y el motor empieza a funcionar en vacío, la velocidad apenas variará, por lo que es más estable que el motor en serie.
- Si el par del motor aumenta la velocidad se mantiene constante.

Estos motores se utilizan en los casos donde se necesite un par elevado a pequeñas velocidades y no haya grandes cargas.

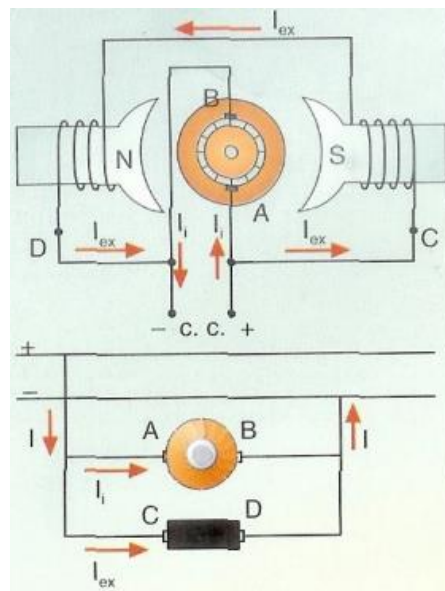


Ilustración 26. Motor shunt (wordpress.com)

- Motor compound o de excitación compuesta: Este tipo de motores están formados por dos devanados inductores, uno de ellos estará conectado en serie con el devanado inducido y el otro se conectará en paralelo.

Este tipo de motores tienen la ventaja de los motores en serie y en paralelo ya que disponen de un elevado par de arranque, y si el motor se encuentra en vacío no corre peligro. Este tipo de motor tiene también la ventaja que pueden llegar a un número muy alto de revoluciones.



Los motores de AC necesitan métodos de control más precisos porque presentan niveles de mayor rendimiento que los motores de DC. Además, disponen también de la frenada regenerativa con lo cual tiene un aumento de eficiencia importante.

Dentro de los motores de AC se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Por su velocidad de giro:
 - El motor asíncrono: Lo tendremos en cuenta cuando la velocidad del campo magnético generado es superior a la velocidad de giro.
 - El motor síncrono: Tiene una velocidad de giro del estator igual que la velocidad de giro del motor.
- Por el tipo de rotor:
 - Motores de anillos rozantes: Este tipo de motores están diseñados para eliminar los picos de corriente cuando se arrancan. Tienen la ventaja de disponen de unos potenciómetros que los ayudan a regular la corriente de cortocircuito. Gracias a ello pueden regular la velocidad de giro y el par del motor.

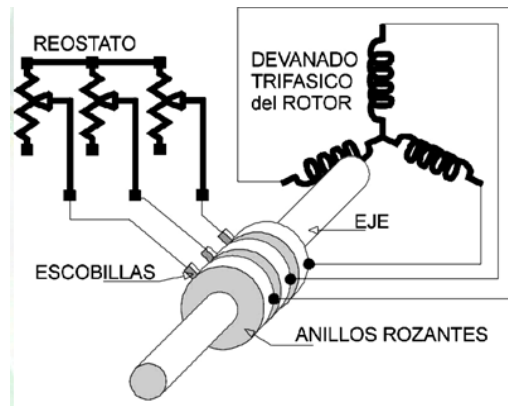


Ilustración 28. Motor de anillos rozantes (mailxmail.com)

- Motores con colectores o de anillos rotatorios: Estos tipos de motores se caracterizan por:
 - Poder dar alta potencia con unas dimensiones y peso reducidos.
 - Soportar sobrecargas temporales sin detenerse.
 - Adaptarse a la sobrecarga disminuyendo la velocidad, sin llevar a cabo un aumento del consumo eléctrico.
 - Producir un elevado par de funcionamiento.
- Motores de jaula de ardilla: En este tipo de motores el rotor de la máquina está montado dentro de un cilindro. Este cilindro está formado por unas barras conductoras longitudinales y conectadas en ambos extremos poniendo en cortocircuito los anillos que dan forma a la jaula.

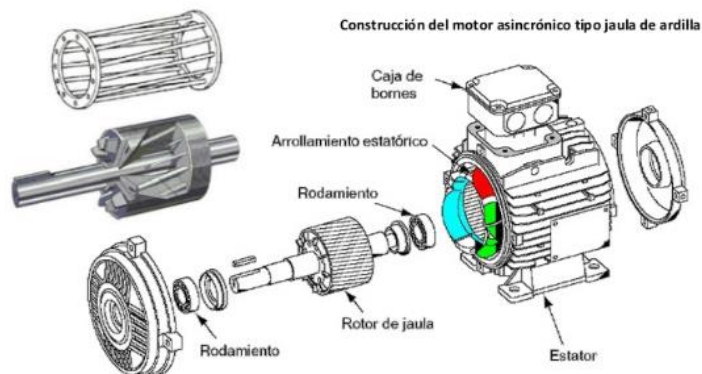


Ilustración 29. Motor asíncrono de jaula de ardilla (core.ac.uk)

Podemos encontrar motores de AC que ya llevan instalados el inversor. Lo que quieren hacer con este tipo de motores para los EV es instalar los elementos necesarios para que funcionen e intentar hacerlos lo más compactos posible.



Ilustración 30. Motor de corriente alterna con inversor de corriente (forococheelectricos.com)

En cualquier motor de un EV los más importantes a tener en cuenta siempre va a ser el voltaje y amperaje de funcionamiento, la capacidad de potencia nominal y las revoluciones que puede llegar a alcanzar.

1.4.5. Convertidores de velocidad.

Los convertidores de velocidad deben de ir instalados en los EV ya que su función es regular el giro del motor desde las más bajas revoluciones hasta su par máximo, es decir, es un componente de gran importancia.

La función de los controladores es la de recibir la energía de las baterías y, dependiendo de la señal que le envíe el acelerador, varían las frecuencias y corrientes de alimentación del motor. Como consecuencia tendremos una mayor o menor velocidad en el vehículo.

En el caso de los motores de AC, los controladores no solo producirán cambios de intensidad, sino que también producirán un campo giratorio. En consecuencia, esto impulsará a los motores trifásicos. Por ello, si instalamos un motor de AC en un EV la instalación será más complicada y aumentará el precio del vehículo.

1.5. Análisis de los diferentes sistemas de recarga.

En este apartado analizaremos los diferentes métodos para recargar un EV. En este punto hablaremos de los distintos modos y formas de recarga, de las diferentes formas con las que podemos obtener la energía y de los tipos conectores que podemos encontrar BEV y PHEV.

1.5.1. Modos de recarga.

Los modos de recarga de lo EV están en constante evolución e investigación. Por ello, se han estandarizado los diferentes modos dando como resultado 4 modos distintos: dos de ellos no exclusivos para EV y otros dos exclusivos para EV. Éstos, tienen características y usos distintos, ya que los BEV y PHEV necesitan una fuente de alimentación externa para la recarga de sus baterías.

Seguidamente, hablaremos de cada uno de los modos de recarga.

1.5.1.1. No exclusivos para vehículos eléctricos.

En este punto encontraremos los modos 1 y 2, los cuales no son exclusivos para el EV ya que la forma de recarga se realiza mediante un conector Schuko y es la recarga más lenta de un EV.

1.5.1.1.1. Modo 1.

La recarga se realizará mediante un conector Schuko, una toma de corriente monofásica de uso no exclusivo, es decir, es un enchufe convencional. Estos enchufes se conectan a la red con una intensidad máxima de 16A, y a una tensión máxima de 230V en corriente alterna (AC). Este tipo de instalación ofrecerá una potencia máxima de 3,7kW, también podemos encontrar su variante trifásica la cual nos aportaría una tensión máxima de 400V, y una potencia de 11kW. Este medio de recarga es idóneo para EV de poca potencia, aunque provocaría sobrecalentamiento en el circuito con un uso continuado.

Al tratarse de una carga muy lenta, el EV podría tardar casi 8 horas en realizar la recarga. Además de no contar con una protección específica para la recarga del EV.



Ilustración 31. Modo 1 (electromovilidad.net)

1.5.1.1.2. Modo 2.

El modo 2 es similar al modo 1 pero con una diferencia notable: el cable lleva incluido un sistema de protección. En este modo la instalación, por parte del usuario, tendrá una caja específica con un conector tipo Schuko. En esta caja se encontrará una protección adecuada para conectar un EV. Normalmente este enchufe solo se usaría para el EV, pero no es exclusivo.

Este modo de recarga es interesante para PHEV ya que sus baterías son de menor tamaño comparadas con las de un BEV o, sobre todo, si tenemos ciclomotor eléctrico como podría ser Silence S02.

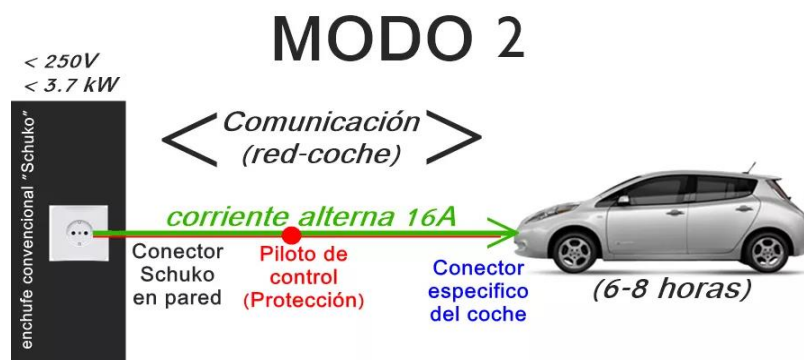


Ilustración 32. Modo 2 (electromovilidad.net)



Ilustración 33. Punto de recarga de pared (lugenergy.com)

1.5.1.2. Exclusivos para vehículos eléctricos.

En este subapartado encontraremos los modos 3 y 4, los cuales son exclusivos para el EV. La recarga se realizaría mediante un sistema de alimentación del vehículo eléctrico (SAVE) o más comúnmente conocido como Wall Box. Además, me gustaría destacar que estos modos recargan son más rápidos que los anteriores.

1.5.1.2.1. Modo 3.

En este modo utilizaremos un Wall Box. Este dispositivo incorpora varios sistemas de protección necesarios para la seguridad de la instalación y del EV. Según el reglamento de baja tensión en su instrucción técnica 52 (REBT ITC-BT 52) este modo de recarga es obligatorio para los puntos de recarga de uso público.

El modo 3 de recarga nos interesa especialmente para uso doméstico si tenemos PHEV de gran autonomía o para BEV.

Para este modo de recarga usaremos unos conectores específicos, hablaremos de ellos en apartado 3.3, que serán el tipo 1 (SAE J1772) o el tipo 2 (IEC 62196-2) la elección de un conector u otro dependerá del EV. Progresivamente, el modo 3 se está estandarizando y dejando atrás el modo 2. Esto es debido a los avances tecnológicos en cuanto a potencia y capacidad de las baterías y, también, es debido a que el modo 3 es más seguro, fiable y mucho más rápido.



Ilustración 34. Modo 3 (electromovilidad.net)



Ilustración 35. Punto de recarga (lugenergy.com)

1.5.1.2.2. Modo 4.

La recarga en modo 4 es la recarga más rápida. La cual se realiza en estaciones fuera de viviendas o sitios de pública concurrencia como: centros comerciales, parkings públicos, etc..... Este modo de recarga se encuentra en electrolineras o en algunos puntos de la vía pública. Además, nos permite recargar como mínimo un 70% de la batería en menos de 30 minutos. El conector estándar más utilizado para este tipo de recarga es el CHAdeMo.

El modo se consideraría 4 cuando supera los 50 kWh. Debemos distinguir entre dos modos del tipo 4: el primero es el de carga super rápida y el segunda de carga ultra rápida. Este último modo no es aconsejable utilizarlo a diario ya que está pensado para realizar trayectos largos o en situaciones concretas en las que dispongamos de poco tiempo para hacer una recarga. Si utilizáramos este modo a diario podríamos dañar las baterías del EV.

La recarga en modo 4 se realiza en corriente continua (DC), a diferencia de los otros modos que son en AC. Los puntos de recarga que usan el modo 4 no están diseñados ni son recomendables para garajes particulares. Esto se debe a que usan potencias muy elevadas y a su elevado coste.

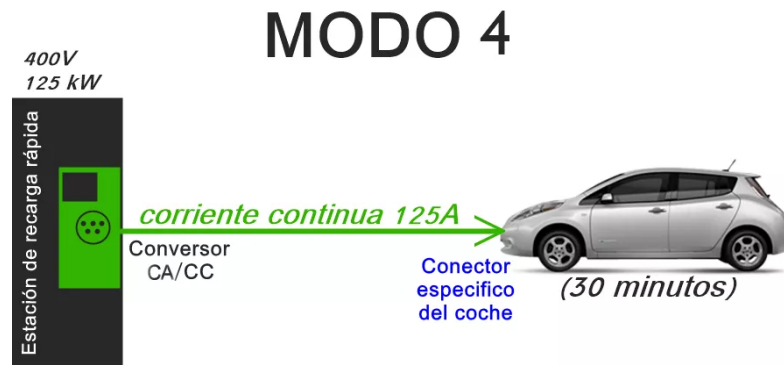


Ilustración 36. Modo 4 (electromovilidad.net)



Ilustración 37. Supercharger (tesla.com/es_ES/)

1.5.2. Distintas formas de recarga.

En este subapartado hablaremos de las distintas formas que podemos recargar los EV, partiendo de las tecnologías ya existentes y de algunas que serán tendencia de futuro.

1.5.2.1. Recarga conductiva.

La recarga conductiva es la forma más habitual y desarrollada para recargar los EV. Para realizar la recarga debes de conectar el vehículo a una toma de corriente mediante un cable. Un extremo del cable se conectará a un enchufe que puede ser un Schuko o un conector específico y el otro extremo se conectará el vehículo directamente.



Ilustración 38. Renault Zoe cargando (renault.es)

1.5.2.2. Recarga mediante sustitución de baterías.

La recarga por reemplazo de baterías o swapping de baterías, consiste en el remplazo una batería gastada por otra cargada al 100%, la cual tarda unos pocos minutos. Este sistema se vio afectado por la bancarrota de la empresa Better Place, que fue la que apostó por esta tecnología. Actualmente esta tecnología no ha desaparecido ya podemos encontrar vehículos como el Tesla model S que está preparado para este sistema. Aunque principalmente lo encontraremos en vehículos de dos ruedas como motocicletas: un ejemplo de ello el scooters Silence S01.



Ilustración 39. Motocicleta extrayendo la batería (silence.eco)



Ilustración 40. Silence S01 (silence.eco)

1.5.2.3. Recarga por inducción magnética.

Para la explicación de la recarga de inducción utilizaremos un símil muy parecido el smartphone. Muchos smartphones, hoy en día, incorporan la tecnología de recarga inalámbrica mediante el siguiente funcionamiento: cuando detectamos que el teléfono tiene poca batería en lugar de coger el cable y conectar el teléfono a un enchufe lo dejamos sobre una base. El teléfono mediante un campo de inducción magnética se irá recargando. Pues este procedimiento lo podemos extrapolar al EV con la única diferencia de que tenemos dos formas para hacer la recarga: la primera consistiría en estacionar nuestro vehículo sobre una placa conductora y la segunda forma consistiría en circular sobre un asfalto preparado para esta recarga y el vehículo se iría recargando mientras circulamos.



Ilustración 41. Carga por inducción (bmw.de)

Este sistema consta de dos elementos: una bobina, en la base de carga, y otra bobina situada a cierta distancia, que se encontraría en los bajos del vehículo. Una bobina, no es más que un cable de cierto grosor, enrollado un determinado número de veces. Dependiendo de estos parámetros y del material que tengamos, podremos obtener un valor de inductancia.

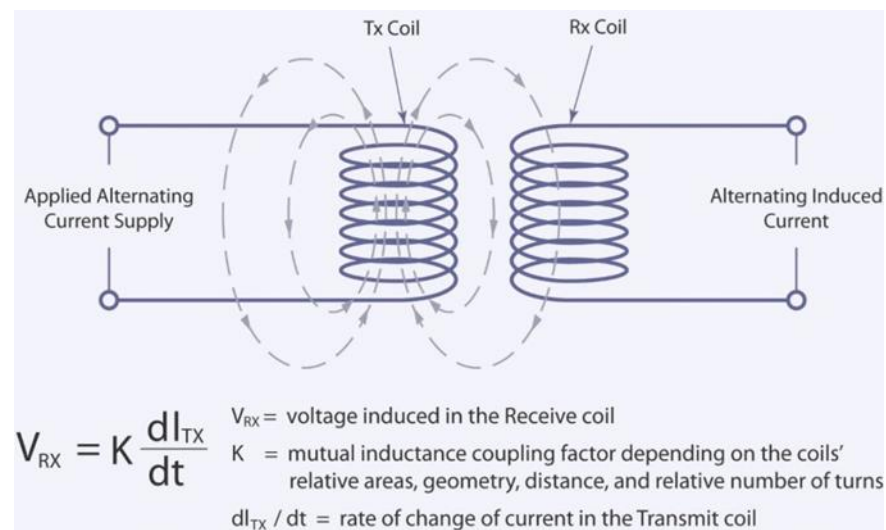


Ilustración 42. Funcionamiento de recarga por inducción (pistonudos.com)

El principio de la recarga sería similar a la de un transformador eléctrico. En la primera bobina haremos pasar una corriente alterna, en la cual se creará en su interior un campo magnético. El campo generado pasará también por la segunda bobina, si están lo suficientemente cerca, se inducirá un campo magnético y por lo tanto en la segunda bobina circulará corriente eléctrica.

Para aumentar la potencia de carga debemos de intentar es que la distancia entre la base de recarga y el vehículo sea la menor posible, para que la inductancia sea lo mayor posible. Además, tenemos que procurar que ambas bobinas sean idénticas en el número de vueltas, para que entren en resonancia. Otra circunstancia para que podamos obtener la mayor potencia posible es que ambos centros coincidan para que transmisión de potencia sea la máxima. Así que es importante que estén muy bien alineadas.



Ilustración 43. Recarga por inducción (bmw.de)

En el apartado 9 hablaremos más sobre esta tecnología que es una de las propuestas de futuro para el EV y, sobre todo nos centraremos en el transporte público.

1.5.3. Conectores existentes para la recarga.

En este apartado hablaremos de los distintos conectores que podemos encontrarnos para recargar a los BEV y a los PHEV. A continuación, empezaremos a enumerarlos y a dar una breve explicación de cada uno de ellos.

- **Enchufe Schuko.**

Es el conector doméstico común, el tipo Schuko, responde al estándar CEE 7/4 tipo F y es compatible con las tomas de corriente europeas. Está compuesto por dos bornes y toma tierra y puede soportar corrientes hasta 16 A. Se utiliza para recargas lentas, no tiene comunicación y lo podemos encontrar en multitud de aparatos eléctricos.



Ilustración 44. Enchufe Schuko (sonymag.es)

- Saae J1773.

El conector Saae J1772, mejor conocido como Yazaki o tipo 1, es el conector estándar en Norteamérica para los EV. Tiene unas dimensiones de 43 mm de diámetro y está compuesto de cinco bornes: dos de corriente, dos complementarios y uno de toma tierra. El conector dispone de un sensor de proximidad y de control. Este tipo de conector lo podemos encontrar en el Nissan Leaf o e-NV200.

- Nivel 1: Hasta 16 A, para recarga lenta.
- Nivel 2: Hasta 80 A, para recarga rápida.



Ilustración 45. Saae J1773 (edn.com)

- Mennekes.

El conector Mennekes, también es conocido como el tipo 2, es un conector alemán del tipo industrial, VDE-AR-E 2623-2-2, a priori no es específico para lo EV, pero varios modelos lo están utilizado. Tiene unas dimensiones de 55mm de diámetro, dispone de siete bornes (cuatro de ellos para una

corriente, dos para comunicaciones y otro para toma tierra). Este conector dispone de un sensor de proximidad. Podemos tomar como ejemplo los vehículos de la marca Tesla ya que cuando acercamos su conector al vehículo y pulsamos un botón se nos abre el puerto de carga.

- Monofásico, hasta 16 A, para recarga lenta.
- Trifásico, hasta 63 A, para recarga rápida.



Ilustración 46. Conector Tesla (insideevs.com)



Ilustración 47. Mennekes (edn.com)

- CHadeMO.

El conector CHadeMO es el estándar japonés y está pensado principalmente para cargas rápida en corriente CC. El conector está formado por diez bornes, una toma tierra y comunicación a red. Admite hasta 200^a, lo cual se consideraría una carga ultra rápida. El conector y el cable son de mayor diámetro.

Podemos encontrar esta conexión en el Kia soul EV y en el Hyindai Ioniq eléctrico.



Ilustración 48. Hyundai cargando (hyundai.es)



Ilustración 49. CHAdeMO (wikipedia.com)

- Conector único combinado (CCS).

El conector único combinado se ha propuesto como estándar para los EV. Tiene cinco bornes para corriente, un borne para la protección a tierra y otro para comunicación a red. Es compatible para carga lenta y rápida.



Ilustración 50. Conector único combinado (edn.com)

1.6. Estudio del parque automovilístico de la Escuela Politécnica Superior de Linares.

Basándome en los puntos anteriormente trabajados sobre el vehículo eléctrico y su trascendencia, procedo a realizar un estudio sobre el estado en el que se encuentra el parque automovilístico de la Escuela Politécnica de Linares. El objetivo que persigue este estudio es conocer las características, los usuarios, los tipos de vehículos que lo usan... para posteriormente desarrollar un proyecto que busca la implantación de diferentes puntos de recarga para EV dentro de este.

1.6.1. Introducción a la encuesta.

Para dar comienzo a este estudio, comencé por la redacción de una encuesta con la finalidad de conocer las características del parque automovilístico de la Escuela Politécnica Superior de Linares (EPSL). Dicha encuesta fue realizada mediante la plataforma de formularios de Google y enviada a los cuatro grupos que conforman la EPSL: Alumnado, personal docente, personal investigador y personal administrativo. Las cuestiones planteadas en dicha encuesta fueron las siguientes:

- 1- ¿Es usted...?
 - Hombre
 - Mujer
- 2- Usted pertenece al rango de edad de...
 - Menor de 25 años.
 - Mayor de 25 años.
- 3- Forma parte del ESPL por ser...
 - Estudiante.
 - Docente.
 - Investigador.
 - Administrativo.
- 4- Por favor, ¿Podría indicarnos el número de vehículos de los que dispone?
 - 1
 - 2
 - 3
 - 4
 - 5

5- ¿Cuántos de ellos tienen Diésel como combustible?

- ☐ 1
- ☐ 2
- ☐ 3
- ☐ 4
- ☐ 5

6- Y ¿Gasolina?

- ☐ 1
- ☐ 2
- ☐ 3
- ☐ 4
- ☐ 5

7- ¿Alguno de ellos es Híbrido?

- ☐ 1
- ☐ 2
- ☐ 3
- ☐ 4
- ☐ 5

8- ¿Alguna de ellos es Híbrido Enchufable?

- ☐ 1
- ☐ 2
- ☐ 3
- ☐ 4
- ☐ 5

9- ¿Dispone de algún Vehículo Eléctrico 100%?

- ☐ 1
- ☐ 2
- ☐ 3
- ☐ 4
- ☐ 5

10- Si en su área de trabajo/ estudio, dispusiese de un punto de recarga para Vehículos Eléctricos o Híbridos Enchufables, ¿consideraría la posibilidad de cambiarse a uno de ellos?

- ☐ Si.

- No.
- Tal vez.

11- Marque las razones por las que no se animaría en la adquisición de un vehículo eléctrico aun cuando se mejorasen sustanciosamente las infraestructuras de recarga dentro del Campus.

- Mi vehículo es nuevo o tiene menos de 5 años.
- En mi garaje no dispongo de un lugar de recarga.
- La autonomía de un vehículo eléctrico para mí es insuficiente.
- Normalmente aparco en la calle y no dispongo de un punto de recarga.
- Los precios de los vehículos eléctricos o híbridos los veo muy elevados.
- Creo que este tipo de vehículos está aún por mejorar.
- No he probado ninguno.
- Prefiero un vehículo a combustión y con cambio manual.
- Escasez de infraestructura de recarga para trayectos largos.
- El vehículo eléctrico no contribuye a la sostenibilidad ya que la energía seguirá proviniendo de centrales convencionales.
- La ausencia de ruido los hace peligrosos para los viandantes.
- Hay pocos talleres especializados.
- Tarda mucho tiempo en cargar.

12- ¿Conoce las ventajas de un Vehículo Eléctrico o Híbrido?

- Si.
- No.
- Tal vez.

13- Señale de las siguientes opciones las que considere ventajas que la incorporación del vehículo eléctrico puede aportar a un nuevo modelo de desarrollo más sostenible.

- Reducción de las emisiones de CO₂.
- Poder entrar en el centro de las ciudades.
- Impulso a la descarbonización del sistema energético.
- Contribuye a mejorar la calidad del aire que se respira en las ciudades.
- Minimiza la contaminación acústica de nuestras ciudades.
- Evita generar residuos propios del motor de combustión como aceites, filtros, etc....

- Mecánicas más sencillas reduciendo considerablemente los gastos de mantenimiento y las averías.
- Tiene una mayor eficiencia que un vehículo térmico.

14- En un futuro próximo, ¿baraja la posibilidad de adquirir un Vehículo Eléctrico o Híbrido?

- Si.
- No.
- Tal vez.

15- Después de realizar la encuesta ha cambiado su opinión respecto a la posibilidad de hacerse con un vehículo eléctrico.

- Si.
- No.

La encuesta se les ha realizado a 67 personas de la EPSL y los datos recogidos son a fecha del 04 de julio de 2019 a las 10:45. A continuación, mostraremos y analizaremos los resultados obtenidos mediante una encuesta realizada.

1. ¿Es usted...?

El 79,1% de los encuestados eran hombres, mientras que el 20,9% eran mujeres. De estos datos podemos deducir que de todas las personas que han respondido a la encuesta hay un mayor número de hombres que de mujeres.

1- ¿Es usted...?

67 respuestas

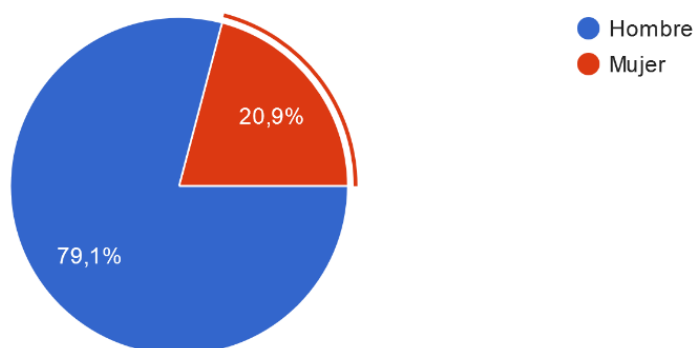


Ilustración 51. Análisis de la respuesta 1 (docs.google.com)

2. Usted pertenece al rango de edad de...

El 56,7% de los encuestados son menores de 25 años, mientras que el 43,3% son mayores de 25 años. De estos datos podemos observar que la gran mayoría de los encuestados son personas con un rango de edad menor de 25 años.

2- Usted pertenece al rango de edad de...

67 respuestas

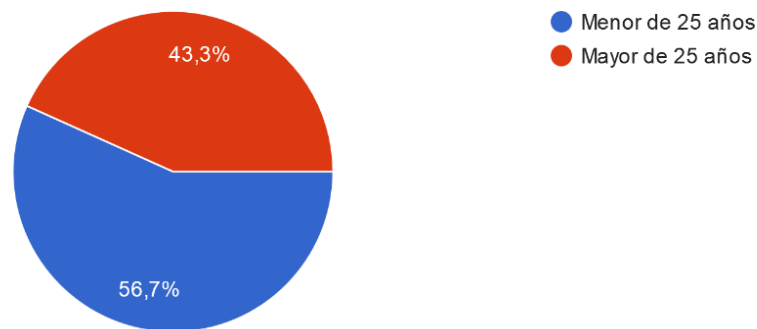


Ilustración 52. Análisis de la respuesta 2 (docs.google.com)

3. Forma parte del ESPL por ser...

Como podemos ver en el siguiente gráfico, la mayor parte de los encuestados son estudiantes siendo el 92,5%, seguidos por el grupo docente que representa el 4,5%, los investigadores llegan al 3% y del personal administrativo no hemos recibido respuesta.

3- Forma parte de la EPSL por ser...

67 respuestas

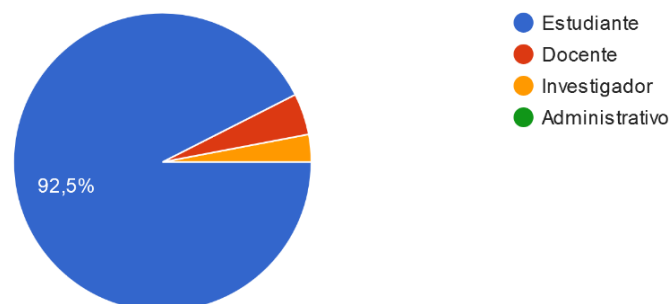


Ilustración 53. Análisis de la respuesta 3 (docs.google.com)

4. *Por favor, ¿Podría indicarnos el número de vehículos de los que dispone?*

Como podemos ver en el diagrama de barras un 53,7% de las personas encuestadas solo disponen de un solo vehículo, el 25,4% tiene dos vehículos para su uso, el 14,9% de los encuestados se encuentran en posesión de tres vehículos y el 6% de ellos disponen de cinco vehículos. Podemos decir que hay un total de 120 vehículos.

4- Por favor, ¿podría indicarnos el número de vehículos de los que dispone?



67 respuestas

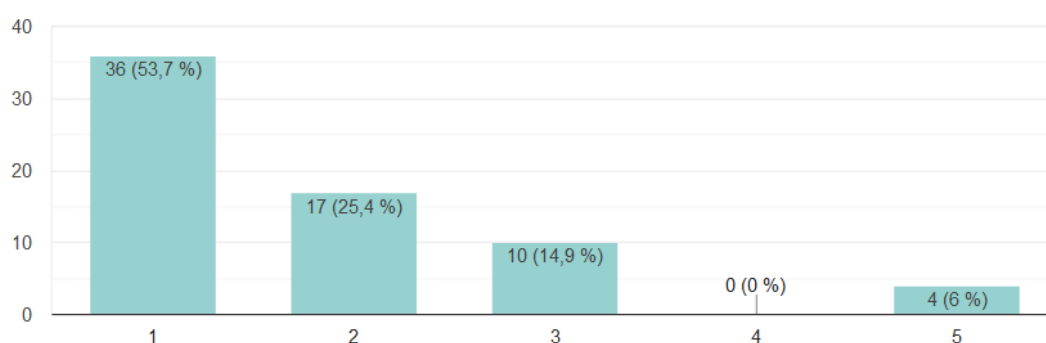


Ilustración 54. Análisis de la respuesta 4 (docs.google.com)

5. *¿Cuántos de ellos tienen Diésel como combustible?*

De esos 120 vehículos encuestados 81 de ellos son diésel, de los cuales el 50,7% solo dispone de un vehículo diésel, el 20,9% tienen dos vehículos, el 7,5% poseen tres vehículos y solo un 1,5% utilizan cuatro vehículos diésel.

5- ¿Cuántos de ellos tienen Diésel como combustible?

67 respuestas

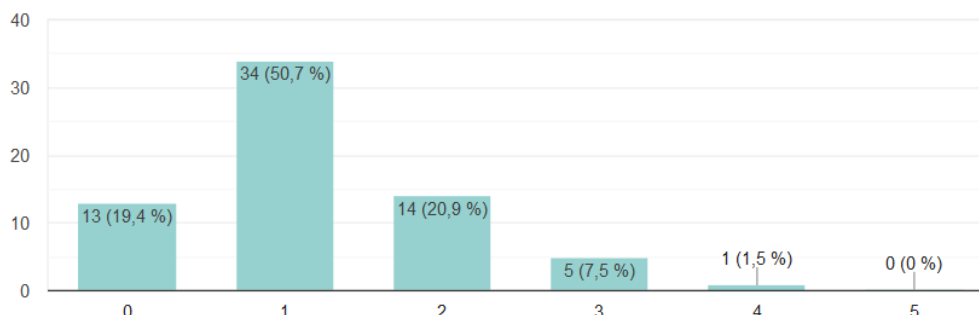


Ilustración 55. Análisis de la respuesta 5 (docs.google.com)

6. Y ¿Gasolina?

De los 120 vehículos de los encuestados, 38 son vehículos de gasolina donde 34,3% disponen solamente un vehículo, el 6% tienen en su propiedad dos vehículos. Como podemos observar en la gráfica, solamente el 1,5% de los encuestados dispone de tres y cuatro vehículos de gasolina.

6- Y ¿Gasolina?

67 respuestas

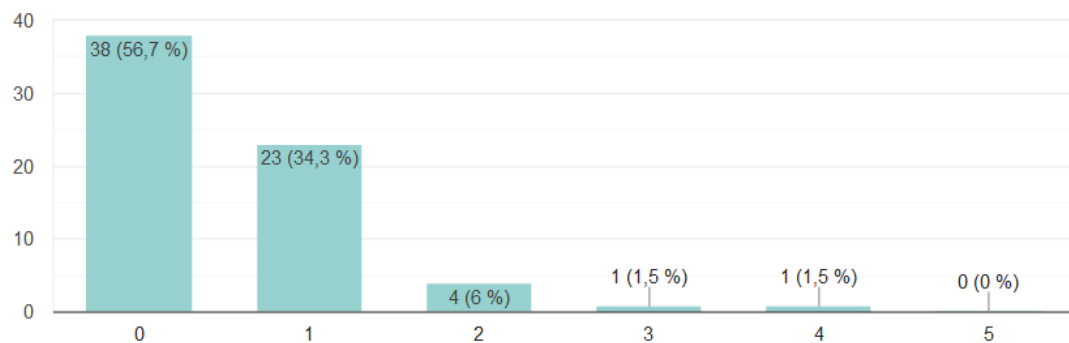


Ilustración 56. Análisis de la respuesta 6 (docs.google.com)

7. ¿Alguno de ellos es Híbrido?

Mediante la siguiente gráfica podemos destacar que sólo una persona de las encuestadas dispone de un vehículo híbrido (HEV).

7- ¿Alguno de ellos es Híbrido?

67 respuestas

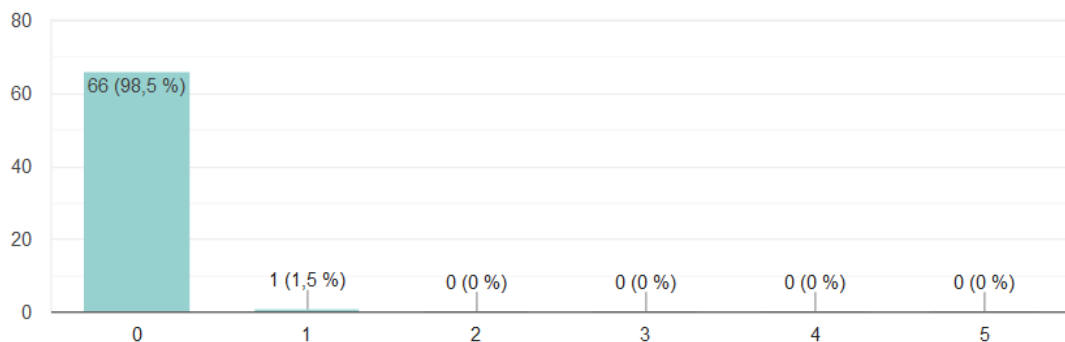


Ilustración 57. Análisis de la respuesta 7 (docs.google.com)

8. ¿Alguno de ellos es Híbrido enchufable?

Como podemos ver en la gráfica, solamente una persona es propietaria de un vehículo híbrido enchufable (PHEV).

8- ¿Alguno de ellos es Híbrido Enchufable?

67 respuestas

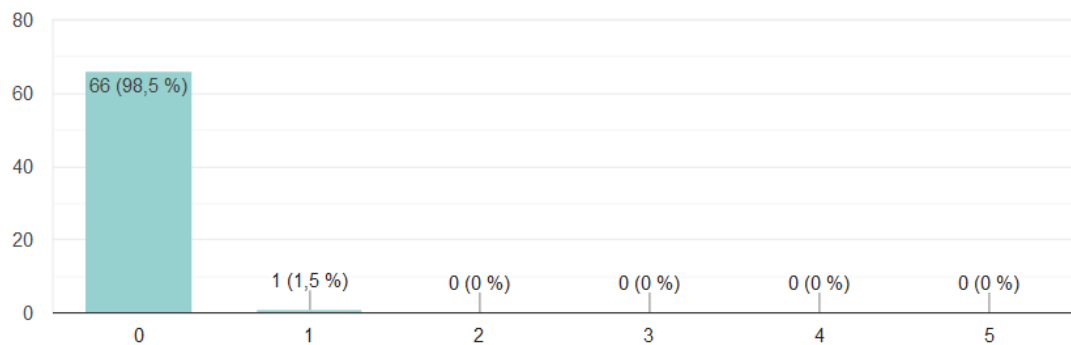


Ilustración 58. Análisis de la respuesta 8 (docs.google.com)

9. ¿Dispone de algún vehículo eléctrico 100%?

Como observar en la gráfica, solamente una persona es usuario de un vehículo eléctrico 100%(BEV).

9- ¿Dispone de algun Vehículo Eléctrico 100%?



67 respuestas

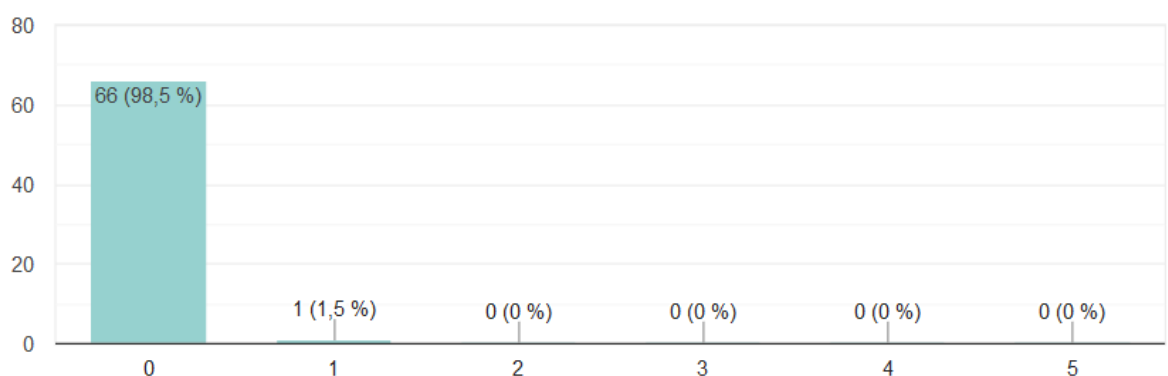


Ilustración 59. Análisis de la respuesta 9 (docs.google.com)

10. Si en su área de trabajo/ estudio, dispusiese de un punto de recarga para Vehículos Eléctricos o Híbridos Enchufables, ¿consideraría la posibilidad de cambiarse a uno de ellos?

El siguiente diagrama muestra que un 56,7% de los encuestados estarían dudosos de cambiarse a BEV o PHEV, un 32,8% está dispuesto a cambiarse a algunas de estas dos alternativas y el 10,4% no se cambiaría a ninguna de estas dos alternativas.

10- Si en su área de trabajo/ estudio, dispusiese de un punto de recarga para Vehículos Eléctricos o Híbridos E...sibilidad de cambiarse a uno de ellos?

67 respuestas

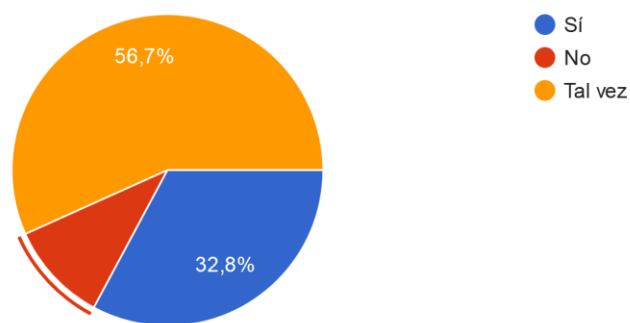


Ilustración 60. Análisis de la respuesta 10 (docs.google.com)

11. Marque las razones por las que no se animaría en la adquisición de un vehículo eléctrico aun cuando se mejoras en sustanciosamente las infraestructuras de recarga dentro del Campus.

Basándonos en el siguiente diagrama de barras, podemos establecer que:

- El 48,5% de los encuestados no se cambiará a un EV, porque no hay suficientes puntos de recarga.
- Un 45,5% no se cambiaría porque cree que este tipo de vehículos está aún por mejorar.
- El 40,9% no se cambiaría porque el precio de estos vehículos es demasiado elevado.
- El 36,4% de las personas encuestadas no se cambiaría a algunos de estos vehículos por no disponer en su garaje de un punto de recarga.

- El 31,8% de los encuestados no se cambiarían porque hay pocos talleres especializados en reparar estos vehículos sin ser la casa oficial y un 31,8% piensa que estos vehículos tienen poca autonomía.
- Un 30,3% piensa que el tiempo de recarga de los vehículos es demasiado elevado.
- Un 27,3% que no dispone de un garaje y tiene que aparcar su vehículo en la calle y no dispone de un punto de recarga.
- El 25,8% de las personas encuestadas todavía no ha tenido la oportunidad de probar alguno de estos vehículos.
- Un 22,7% de los encuestados su vehículo tiene menos de 5 años o es nuevo y no tiene la necesidad de cambiarlo.
- El 21,2% piensa que el EV no contribuye a la sostenibilidad ya que la energía seguirá proviniendo de centrales convencionales.
- Un 15,2% no se cambiaría a un EV o un híbrido porque prefieran un vehículo tradicional con su motor térmico y su caja de cambios manual.
- Un 7,6% piensa que son peligrosos por la ausencia de ruido, ya que estamos acostumbrados al ruido de los motores térmicos.

11- Marque las razones por las que no se animaría en la adquisición de un vehículo eléctrico aún cuando se mejorasen sustancialmente las infraestructuras de recarga dentro del Campus.

66 respuestas

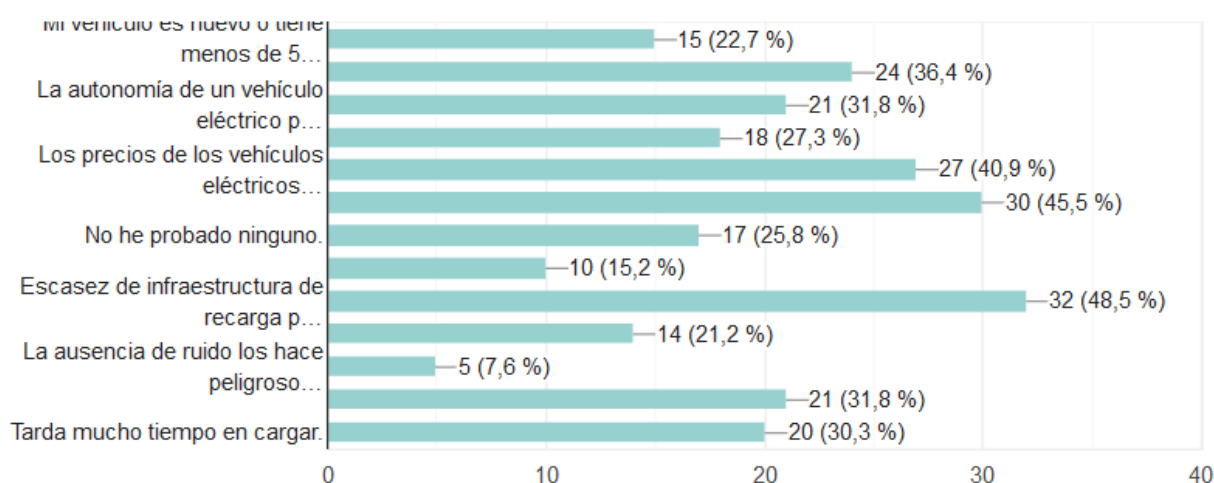


Ilustración 61. Análisis de la respuesta 11 (docs.google.com)

12. ¿Conoces las ventajas del vehículo eléctrico o Híbrido?

Como podemos ver a continuación 74,6% de los encuestados sí conocen las ventajas de un BEV o un HEV, mientras que el 16,4% tienen dudas sobre sus ventajas y el 9% no conocen ninguna ventaja.

12- ¿Conoce las ventajas de un Vehículo Eléctrico o Híbrido?

67 respuestas

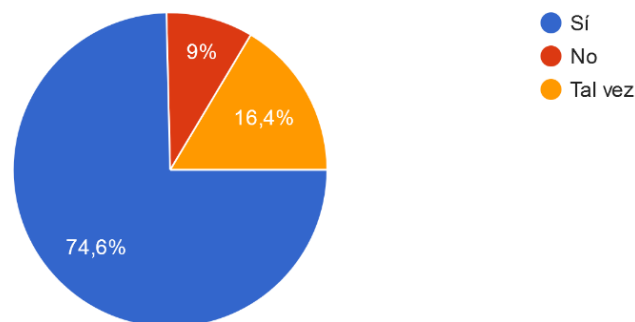


Ilustración 62. Análisis de la respuesta 12 (docs.google.com)

13. Señale de las siguientes opciones las que considere ventajas que la incorporación del vehículo eléctrico puede aportar a un nuevo modelo de desarrollo más sostenible.

A continuación, basándonos en los datos recogidos en la encuesta, podemos decir que:

- Un 82,1% de los encuestados piensa que el EV reduciría las emisiones de CO2 a la atmósfera.
- El 70,1% piensa que la calidad del aire que se respira en las ciudades mejoraría.
- Un 62,7% piensa que se evitaría la generación de residuos propios del motor de combustión como aceites, filtros, etc.....
- El 56,7% piensa que se minimizaría la contaminación acústica de las ciudades.
- Un 44,8% creen que será un impulso para la descarbonización del sistema energético.

- El 41,8% de las personas encuestadas creen que una de las ventajas que tendrán será una mecánica más sencilla reduciendo considerablemente los gastos de mantenimiento y las averías.
- Un 34,3% piensa que una de las ventajas es que un EV es más eficiente que un vehículo térmico.
- El 31,3% piensa que una de las ventajas del BEV o del HEV es que puede entrar en el centro de algunas ciudades.

13- Señale de las siguientes opciones las que considere ventajas que la incorporación del vehículo eléctrico puede aportar a un nuevo modelo de desarrollo más sostenible.

67 respuestas

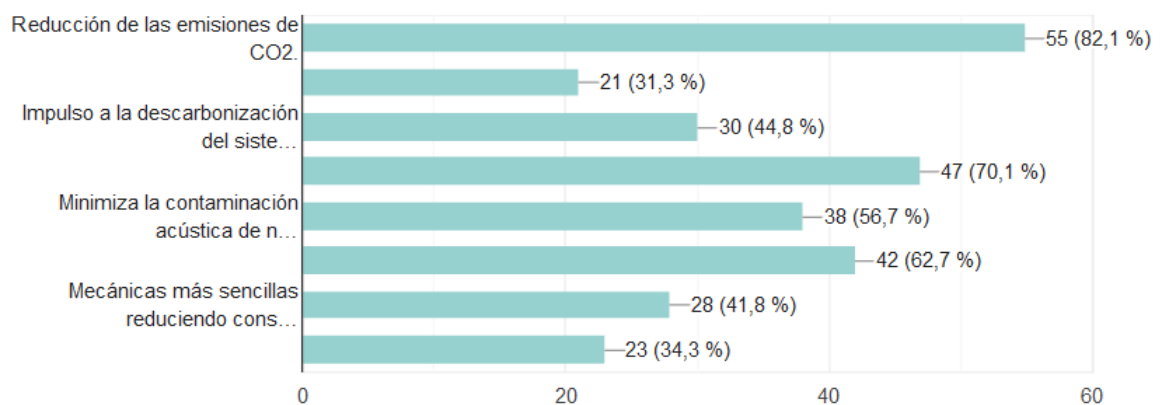


Ilustración 63. Análisis de la respuesta 13 (docs.google.com)

14. En un futuro próximo, ¿baraja la posibilidad de adquirir un Vehículo Eléctrico o Híbrido?

Un 56,7% de las personas encuestadas se plantearían cambiar su vehículo térmico a un BEV o a un HEV, el 35,8% de los encuestados estaría dudando si hacerlo, mientras que el 7,5% se volvería a comprar un vehículo térmico.

14- En un futuro próximo, ¿baraja la posibilidad de adquirir un Vehículo Eléctrico o Híbrido?

67 respuestas

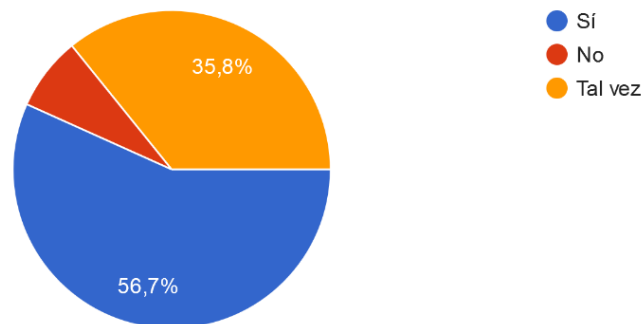


Ilustración 64. Análisis de la respuesta 14 (docs.google.com)

15. Después de realizar la encuesta ha cambiado su opinión respecto a la posibilidad de hacerse con un vehículo eléctrico.

Una vez realizada la encuesta el 79,1% de los encuestados no ha cambiado su opinión sobre el EV, mientras que el 20,9% si ha cambiado de opinión.

15- Después de realizar la encuesta ha cambiado su opinión respecto a la posibilidad de hacerse con un vehículo eléctrico.

67 respuestas

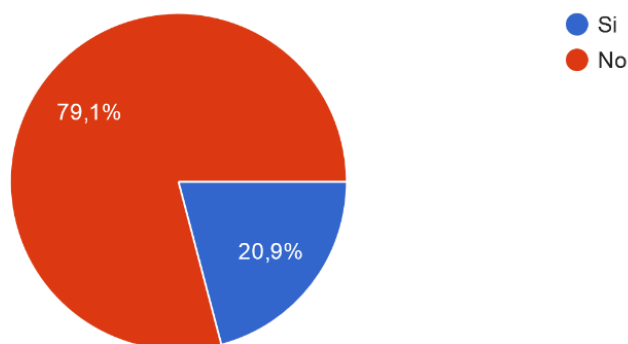


Ilustración 65. Análisis de la respuesta 15 (docs.google.com)

1.7. Conclusión sobre la encuesta.

Una vez realizada la encuesta, podemos establecer como conclusión que la gran mayoría de los vehículos que aparkan en el parking del campus son vehículos térmicos, donde más de la mitad de esos vehículos son diésel y un porcentaje menor son vehículos de gasolina. Además, encontramos un pequeño porcentaje de HEV, PHEV y de BEV.

A raíz de esto, podemos llegar a la conclusión de que si instalamos puntos de recarga en parking del campus un poco más de la mitad de los encuestados podrían cambiarse a un BEV o un PHEV, mientras que algo menos de la mitad se cambiarían seguro y resto no se cambiarían.

Por otro lado, hemos podido observar que la gran mayoría no se cambiarían porque piensa que todavía es pronto ya que no hay suficientes puntos de recarga. Además, los garajes no se encuentran adaptados para la recarga. Otro de los motivos es que piensan que el EV todavía no ha madurado lo suficiente y que el precio es demasiado elevado. Esto podemos verlo claramente en el siguiente ejemplo: en la marca Volkswagen (VW), una de las marcas más vendidas en España, podemos ver la diferencia notable de precio entre el modelo VW Golf en su versión térmica y en su versión 100% eléctrica. Los datos están sacados de la web oficial de VW, donde podemos ver una diferencia de 18.140€ entre ambas versiones, estos precios son los fijados por la marca sin incluir ningún extra, sin elegir la versión y sin elegir motorización.



Ilustración 66. Comparación entre un vehículo térmico y uno eléctrico (volkswagen.es)

Hemos observado también que la gente está muy concienciada con el BEV y el HEV como se puede ver en la pregunta 12 y 13. Una gran mayoría de los encuestados conocen los beneficios de estos vehículos y marcan la opción de reducción de las emisiones de CO₂ y la de mejora del aire en las ciudades, dos puntos muy importantes para la salud de las personas.

Y para terminar este apartado podemos ver que gran parte de los encuestados se animaría a adquirir un BEV o un HEV o un PHEV.

Una vez ya explicada ya la historia del EV, la situación del marco político. social y económico, los componentes y la estructura de un EV, el análisis de los diferentes sistemas de recarga y el estudio del parque automovilístico de la Escuela Politécnica Superior de Linares. Procederemos a realizar el proyecto de la infraestructura de recarga para el vehículo eléctrico en el campus científico tecnológico de Linares.

1.8. Definiciones.

- A: Amperios.
- AC: Corriente alterna.
- Al: Aluminio.
- $\cos \rho$: Factor de potencia.
- Cu: Cobre.
- DC: Corriente continua.
- E_{AC} : Energía producida por potencia instalada (kWh)
- EV: Vehículo eléctrico.
- G: Irradiación global en el plano fijo (W/m^2).
- G_b : Irradiación directa en el plano fijo (W/m^2).
- G_d : Irradiación difusa en el plano fijo (W/m^2).
- G_i : Radiación global cada 1 hora (kW/m^2).
- G_{Stc} : Irradiación estándar (kW/m^2).
- H_i : Radiación horaria (kW/m^2).
- HEV: Vehículo híbrido.
- I_b : Corriente máxima del conductor (A).
- I_{inv} : Corriente proporcionada por el inversor (A)
- I: Corriente máxima que debe ser capaz de soportar el conductor en condiciones de funcionamiento (A).
- I_{poste} : Intensidad del poste (A).
- ITC: Instrucción técnica.
- ITC-BT: Instrucción técnica de baja tensión.
- IMD: Insolation Monitoring Device (sistemas de monitorización).
- I_{mmpa} : Corriente en el punto de máxima potencia del generador de la zona A (A).
- I_{mmpb} : Corriente en el punto de máxima potencia del generador de la zona B (A).
- $I_{mmp,m}$: Corriente en el punto de máxima potencia del módulo (A).
- I_n : Corriente asignada del interruptor (A).
- I_{sca} : Corriente cortocircuito del generador de la zona A (A).

- I_{scb} : Corriente cortocircuito del generador de la zona B (A).
- $I_{sc,m}$: Corriente cortocircuito del módulo (A).
- I_T : Corriente máxima que aguanta una persona en corriente continua (A).
- I_Z : Corriente admisible para la sección elegida (A).
- I_2 : Corriente que asegura la actuación del interruptor para un tiempo largo (A).
- $I_{CG-CePR}$: Corriente entre la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga (A).
- $I_{max\ CePR-ePR\ Corregida}$: Corriente máxima entre el cuadro de protección de los puntos de recarga a los puntos de recarga (A).
- $I_{max\ CePR-ePR}$: Corriente máxima entre Del cuadro de protección de los puntos de recarga a los puntos de recarga (A).
- $I_{max\ CG-CePR\ Corregida}$: Corriente máxima entre la caja general al cuadro de protección de los puntos de recarga corregida (A).
- $I_{max\ CG-CePR}$: Corriente máxima entre la caja general al cuadro de protección de los puntos de recarga (A).
- $I_{max\ CG-CBT\ Corregida}$: Corriente máxima entre la caja general y el cuadro de baja tensión corregida (A).
- $I_{max\ CG-CBT}$: Corriente máxima entre la caja general y el cuadro de baja tensión corregida (A).
- $I_{max\ inv-CG\ Corregida}$: Corriente máxima entre el inversor y la caja general corregida (A).
- $I_{max\ inv-CG}$: Corriente máxima entre el inversor y la caja general (A).
- I_z : Corriente admisible para la sección elegida (A).
-
- K_V : Coeficiente de variación de tensión con la variación de temperatura ($V/^{\circ}C$).
- kW: Kilovatio.
- kWh: Kilovatio hora.
- L_{ZA} : Longitud del módulo más alejado de la zona A hasta la caja de conexión de la zona A.

- L_{ZB} : Longitud del módulo más alejado de la zona B hasta la caja de conexión de la zona B.
- $L_{ZA\ GA-CA}$: Longitud desde la caja de conexión de la zona A hasta el inversor A.
- $L_{ZB\ GB-CB}$: Longitud desde la caja de conexión de la zona B hasta el inversor B.
- $L_{ZA\ CA-CG}$: Longitud desde el inversor A hasta la caja de conexión general.
- $L_{ZB\ CB-CG}$: Longitud desde el inversor B hasta la caja de conexión general.
- L_{CG-CT} : Longitud desde la caja de conexiones generales hasta el centro de transformación.
- L_{CT-CBT} : Longitud desde el centro de transformación hasta el cuadro de baja tensión.
- $L_{CG-CePR}$: Longitud desde la caja de conexiones generales hasta el centro de transformación.
- m: Metros.
- ms: Milisegundos.
- N_{pa} : Numero de módulos en paralelo de la zona A.
- N_{pb} : Numero de módulos en paralelo de la zona B.
- N_s : Numero de módulos en serie.
- N_{ma} : Numero de módulos en la zona A.
- N_{mb} : Numero de módulos en la zona B.
- N_{mc} : Numero de módulos en la zona C.
- NePR: Número de puntos de recarga.
- P_{ac} : Potencia del inversor en corriente alterna (kW).
- P_{int} : Potencia fotovoltaica de la instalación (kW).
- P_{mmpa} : Máxima potencia fotovoltaica del generador zona A (kW).
- P_{mmpb} : Máxima potencia fotovoltaica del generador zona B (kW).
- $P_{mmp,m}$: Máxima potencia fotovoltaica de cada módulo (kW).
- $P_{inv\ max}$: Potencia máxima de los inversores (kW).
- P_{ePR} : Potencia de cada punto de recarga (kW/puntos de recarga).
- PHEV: Vehículo híbrido enchufable.

- PR: Factor de pérdidas estimadas de radiación.
- R_{an} : Características resistivas para el IMD (Ω).
- Riso: Resistencia del aislamiento (Ω).
- REV: Vehículo 100% eléctrico.
- S: Sección del conductor (mm^2).
- $S_{CG-CePR}$: Sección del conductor desde el cuadro protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga (mm^2).
- $S_{nCG-CePR}$: Sección normalizada del conductor desde el cuadro protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga (mm^2).
- S_{CG-CBT} : Sección del conductor desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (mm^2).
- $S_{nCG-CBT}$: Sección normalizada del conductor desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (mm^2).
- S_{inv-CG} : Sección del inversor hasta la caja general (mm^2).
- $S_{ninv-CG}$: Sección normalizada del inversor hasta la caja general (mm^2).
- $t_{desconexión}$: Tiempo máximo de desconexión.
- ΔT : Incremento de temperatura ($^{\circ}\text{C}$).
- V_{ac} : Tensión del inversor en corriente alterna (V).
- V_c : Tensión máxima en régimen permanente (V).
- V_p : Tensión de paso (V).
- V_{max} : Tensión máxima potencia de generador (V).
- V_{mmpa} : Tensión en el punto de máxima potencia del generador de la zona A (V).
- V_{mmpb} : Tensión en el punto de máxima potencia del generador de la zona B (V).
- $V_{mmp,m}$: Tensión en el punto de máxima potencia del módulo (V).
- $V_{mmp,max,inv}$: Tensión de máxima potencia del inversor (V).
- $V_{mmp,min,inv}$: Tensión de mínima potencia del inversor (V).
- V_n : Tensión nominal del descargador (V).
- V_{oc} : Tensión en circuito abierto (V).
- $V_{oc,m}$: Tensión de vacío del módulo (V).
- V_{Tmp} : Tensión a la nueva temperatura (V).

- $V_{T, \text{stc}}$: Tensión en condiciones estándar (V).
- V_T : Tensión máxima que aguanta una persona en ambiente húmedo (V).
- ΔV_{max} : Caída de tensión máxima (V).
- $\Delta V_{m \text{ Gx-Cx}}$: Caída de tensión entre el módulo y la caja de conexión (V).
- $\Delta V_{m \text{ C-invX}}$: Caída de tensión entre la caja de conexión y el inversor (V).
- $\Delta V_{m \text{ Gx-invX}}$: Caída de tensión total desde el modulo más alejado hasta su inversor (V).
- ΔV_{CG-CBT} : Tensión máxima que tiene que soportar el conductor desde el cuadro general hasta el cuadro de baja tensión (V).
- $\Delta V_{CePR-ePR}$: Tensión máxima que tiene que soportar el conductor desde el cuadro protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga (V).
- W : Vatio.
- XLPE: Polietileno reticulado.
- Y_i : Productividad fotovoltaica de cada hora (kWh/Wp).
- σ_{Al} : Conductividad del aluminio ($\text{m}\Omega^{-1}$).
- σ_{cu} : Conductividad del cobre ($\text{m}\Omega^{-1}$).
- λ_{CG-CBT} : Longitud virtual desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (m).
- β_{inst} : Inclinación máxima de la instalación de estudio ($^\circ$).
- β_{refe} : Inclinación máxima de a Latitud de referencia ($^\circ$).
- φ_{insta} : Latitud de instalación de estudio ($^\circ$).
- φ_{refe} : Latitud de referencia ($^\circ$).

2. MEMORIA

ÍNDICE DE LA MEMORIA.

2. MEMORIA.....	71
2.1. OBJETIVO DEL PROYECTO.	74
2.2. PROMOTOR.....	74
2.3. LOCALIZACIÓN.	74
2.4. ANTECEDENTES.....	75
2.5. ALCANCE.....	75
2.6. REQUISITOS DEL DISEÑO.	75
2.7. SOLUCIÓN ADOPTADA.....	76
2.8. POTENCIA DEL GENERADOR.....	76
2.9. MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	76
2.10. INVERSOR.....	77
2.11. GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	79
2.12. INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS.....	80
2.13. CAJA DE CONEXIONES Y CUADRO DE BAJA TENSIÓN.....	80
2.14. PUNTOS DE RECARGA.....	81
2.15. CONDUCTORES.....	82
2.15.1. DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO A LA CAJA DE CONEXIONES.....	82
2.15.2. DE LA CAJA DE CONEXIONES AL INVERSOR.....	83
2.15.3. DEL INVERSOR AL CUADRO GENERAL.....	83
2.15.4. DEL CUADRO GENERAL AL CUADRO DE BAJA TENSIÓN.....	84
2.15.5. DEL CUADRO GENERAL AL CUADRO DE PROTECCIONES DE LOS PUNTOS DE RECARGA.....	84
2.15.6. DEL CUADRO DE PROTECCIONES DE LOS PUNTOS DE RECARGA A LOS PUNTOS DE RECARGA.....	84
2.16. PROTECCIONES.....	84
2.16.1. SOBREINTENSIDADES.....	85
2.16.1.1. Limitación de sobreintensidad.....	85
2.16.1.2. Desconexión automática.....	85
2.16.1.3. Faltas entre líneas.....	86
2.16.2. SOBRETENSIONES.....	86
2.16.2.1. Externas.....	86
2.16.2.2. Internas.....	86
2.16.3. PROTECCIÓN DE LAS PERSONAS.....	88
2.16.3.1. Contactos directos.....	88
2.16.3.2. Contactos indirectos.....	88
2.16.4. SECCIONADOR.....	88
2.16.5. Electrodo.....	89

2.17. MONITORIZACIÓN Y MEDIDA.	89
2.18. ESTUDIO DE VIABILIDAD.	90
2.19. PLANIFICACIÓN.	90
2.20. ORDEN DE PRIORIDAD DE DOCUMENTOS.	91
2.21. NORMATIVA, REGLAMENTACIÓN, DISPOSICIONES LEGALES Y BIBLIOGRAFÍA.	91
2.21.1. NORMATIVA Y DISPOSICIONES LEGALES.	91
2.21.2. PROGRAMAS DE CÁLCULO.	92
2.21.3. BIBLIOGRAFÍA.	92

2.1. Objetivo del proyecto.

El objetivo de este proyecto es definir las condiciones del diseño y dimensionado de una instalación fotovoltaica conectada a la red en la modalidad de autoconsumo con excedentes, que permitirá recargar los EV con energía solar y cuando no se disponga de suficiente energía o no se produzca la misma, poder obtener la energía mediante la red de distribución, se implementará un sistema de recarga balanceado, se realizará un estudio de rentabilidad, el beneficio económico de la instalación y propuestas de futuras.

Dentro del presente proyecto se contemplarán las siguientes actuaciones:

- Estudio de la radiación solar del emplazamiento.
- Definir la potencia a instalar.
- Diseño del generador fotovoltaico.
- Diseño de la instalación de baja tensión, incluyendo tanto la parte de DC como la parte de AC.
- Determinación de las protecciones oportunas para la protección de equipos, personas e interconexiones.
- Diseño de los puntos de recarga para el EV.
- Determinación de las protecciones apropiadas para el EV y las personas.
- Estudio de rentabilidad de la instalación.
- Propuestas de futuro para el EV.

2.2. Promotor.

Se ha recibido el encargo para la realización de dicho proyecto de parte de la Escuela Politécnica Superior de Linares, con motivo de la realización del trabajo de fin de grado.

2.3. Localización.

El lugar donde se realizará la instalación de los puntos de recarga será en el parking del Campus Científico Tecnológico de Linares. Este parking se encuentra en la

provincia de Jaén, en la ciudad de Linares, en la Ronda Sur s/n Campus Científico – Tecnológico.

Y las coordenadas del campus son.

- Latitud 38.085988.
- Longitud -3.645616.

Podemos ver su situación exacta en los planos 1 y 2, que se encuentran en este proyecto en el apartado de planos.

2.4. Antecedentes.

Originalmente el parking del campus cuenta únicamente con un punto de recarga para el EV. Con el presente proyecto se pretende implementar varios puntos de recarga como fuente de energía se utilizará energía fotovoltaica, la cual nos proporcionará una recarga ecológica.

2.5. Alcance.

El alcance de este proyecto es el diseño de la instalación fotovoltaica, a la correspondiente conexión a los puntos de recarga, a la red y a un sistema de monitorización. Quedando exentos de estudio de otros aspectos como el estudio de la marquesina y los soportes de los módulos.

2.6. Requisitos del diseño.

Los requisitos que se han tenido en cuenta para la instalación han sido:

- Instalar la máxima potencia posible para poder obtener el mayor número de puntos de recarga.
- Implantar un sistema de recarga balanceado para poder aprovechar la energía obtenida y poder instalar un número mayor de puntos de recarga.

2.7. Solución adoptada.

Se he determinada una inclinación de los módulos de 20° por motivos de seguridad, el motivo por el cual se ha decidido utilizar esta inclinación es, por los esfuerzos debidos al viento que podrían poner en peligro la estructura de la marquesina.

Los módulos del generador fotovoltaico irán ubicados en los espacios destinados a los aparcamientos del parking del campus. Para ello se instalará una estructura metálica que nos permita instalar los módulos y también nos permitirá sombra a los vehículos estacionados en el campus.

2.8. Potencia del generador.

La potencia que se va a instalar será de unos 305 kW, dicho valor se ha determinado en el Anexo II: Calculo, en el apartado II.2.3. En base a el número de módulos solares que se pueden instalar.

Los paneles solares se ubicarían en las zonas A y B del Anexo II: Calculo, en el apartado II.2.1., debido a las zonas de instalación y disponer de una amplia área podemos colocar los paneles con un Azimut de 0° y por tanto poder captar mayor radiación.

2.9. Módulo fotovoltaico.

El módulo fotovoltaico escogido es de la marca ERA SOLAR, el “ESPSC monocrystalline solar module de 24 V y de 370W”, el cual cuenta con las siguientes características:

ESPSC monocrystalline solar module	
Potencia nominal (P _{mpp})	370 W
Tensión nominal (V _{mpp})	40,1 V
Corriente nominal (I _{mpp})	9,23 A
Corriente de corto (I _{sc})	9,95 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	48,3 V
Coeficiente de rendimiento	19%

Coefficiente de tensión	-0,38038 %/°K
Coefficiente de corriente	+0,02973 %/°K
Coefficiente de potencia	-0,57402 %/°K
Tensión límite	1000 V/DC
Temperatura de operación normal	45 °C
Células	72 piezas monocristalinas de 156 x 156 mm
Peso	21,5 kg

Tabla 2. Características del módulo fotovoltaico.

La descripción completa del módulo se encuentra en el Anexo V: Catálogos, en el apartado V.1. Catálogo del módulo fotovoltaico.

2.10. Inversor.

Para la conexión de los dos distintos subgeneradores a la red se utilizarán 2 inversores, El inversor elegido será de la marca Reillo y el modelo seleccionado será el Sirio K200 HV, el cual cuenta con las siguientes características:

Sirio K200 HV	
Potencia nominal AC	200 KVA
Potencia máxima AC	200 kW
ENTRADA	
Tensión continua máxima en circuito abierto	880 Vdc
Rango completo de MPPT	450 ÷ 760 Vdc
Intervalo de ejercicio	450 ÷ 760 Vdc
Corriente de entrada máxima	500 Adc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	540 Vdc
Tensión de Ripple	<1%
Número de entradas	1
Número de MPPT	1

Conectores CC	Busbar
SALIDA	
Tensión de ejercicio	400 Vac
Intervalo operativo	340 ÷ 460 Vac (1)
Intervalo para la máxima potencia	340 ÷ 460 Vac
Intervalo de frecuencia	47,5 ÷ 51,5 Hz (1)
Intervalo de frecuencia configurable	47 ÷ 53 Hz
Corriente nominal	289 Aca
Corriente máxima	364 Aca
Contribución a la corriente de cortocircuito	546 Aac
Distorsión de armónicos (THDi)	<3%
Factor de potencia	De 0,9 ind. a 0,9 cap (1)
Separación galvánica	Transformador BF
Conectores CA	Busbar
SISTEMA	
Rendimiento máximo	96,2 %
Rendimiento europeo	95,2 %
Consumo stand-by	< 32W
Consumo de noche	< 32 W
Protecciones internas	Magnetotérmico lado AC – Seccionador en el lado DC
Protección funcionamiento en isla	Si
Detección dispersión hacia tierra	Si
Disipación de calor	Ventiladores controlado
Temperatura de servicio	-20°C ÷ 45°C (sin reducción de potencia)
Temperatura de almacenamiento	-20°C ÷ 70°C
Humedad	5 ÷ 95% sin condensación
Peso	1580 kg
STANDARDS	
EMC	EN61000-6-3, EN61000-6-2, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Seguridad	EN62109-1, EN62109-2

Directivas	Directiva de baja tensión: 2006/95/EC, EMC Directiva: 2004/108/EC
Supervisión de la red	CEI 0-21, CEI 0-16, A70, VDE 0126-1- 1, G59/2, Real Decreto 413/2014, PO12.3

Tabla 3. Características del inversor

- (1) Estos valores pueden variar de acuerdo con las regulaciones locales.

La descripción completa del inversor se encuentra en el Anexo V: Catálogos en el apartado V.2. Catálogo del inversor.

2.11. Generador fotovoltaico.

Esta instalación estará formada por 2 generadores independientes, el generador que se encuentra en la zona A está formado por 525 módulos, 15 módulos en serie y 35 módulos en paralelo y la zona B dispondrá de 300 módulos, 15 módulos en serie y 19 módulos en paralelo, esta es la composición de cada generador. En la siguiente tabla se muestra los parámetros y los valores de operación en condiciones estándar de ambos generadores:

Generador fotovoltaico	
Número de módulos en serie, Ns	15
Número de módulos en paralelo Zona A, Npa	35
Número de módulos en paralelo zona B, Npb	19
Número de módulos totales zona A, Nta	525
Número de módulos totales B, Ntb	300
Número de módulos totales, Nt	825
Tensión en circuito abierto, Voc (V)	724,5
Corriente en cortocircuito zona A, Isca (A)	348,28

Corriente en cortocircuito zona B, I_{scb} (A)	199
Corriente en máxima potencia zona A, I_{maxa} (A)	323,05
Corriente en máxima potencia zona B, I_{maxb} (A)	184,6
Potencia máxima zona A, P_{mmpa} (kW)	194,31
Potencia máxima zona B, P_{mmpb} (kW)	111,04
Potencia máxima, P_{mmp} (kW)	305,35
Potencia soportada inversor, P_{inv} (kW)	244,28

Tabla 4. Valores del generador fotovoltaico.

El cálculo de estos valores se encuentra en el Anexo II: Cálculos, apartado II.2.3. Generador fotovoltaico.

La situación de los generadores se puede ver en los Planos.

2.12. Instalación de los módulos.

Para la instalación de los módulos se fabricará una estructura metálica que se ha diseñado para ello. Esta estructura ha sido diseñada para la sujeción de los módulos solare y para aparcamiento de los vehículos que estación en el parking del campus.

La sujeción de los módulos se realizará mediante 4 tornillos los cuales se atornillarán al marco de los módulos y las pletinas de la estructura nombrada.

2.13. Caja de conexiones y cuadro de baja tensión.

Las cajas de conexión CA y CB, se utilizarán para la conexión de los dos generadores fotovoltaicos con su correspondiente inversor, esta caja se instalará lo más cerca posible del inversor, la caja general se utilizará para conectar los inversores con el cuadro de baja tensión, que se encuentra cerca de parking, y esta caja a su vez se conectará al transformador y los puntos de recarga.

2.14. Puntos de recarga.

Para la instalación de los puntos de recarga se ha seleccionado un poste de la marca Wallboxok, esta marca nos ofrece varias opciones para la recarga de los EV, pero se ha seleccionado el Pole con dos tomas, el motivo de su elección es que al tener cada poste dos puntos de recarga podemos instalar solo un poste entre cada dos plazas de estacionamiento, estos postes están preparados para hacer la carga semirápida. A continuación, mostraremos las características del poste seleccionado:

Wallboxok Pole de 2 tomas	
Configuración de tomas de salida.	2 tomas
Tensión de entrada (Vac)	230/400
Frecuencia de entrada (Hz)	50/60
Tolerancia (%)	10
Potencia de salida por toma (kW)	3.2-22
Corriente de salida (A)	6-32
Velocidad variable por toma independiente	Si
Control de potencia	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851
Estado de la recarga	Retroiluminación LED
Software de gestión del punto de recarga	Opcional
Bloqueo del conector (opcional)	Si
Tipo de conector trifásico	2 x IEC 62196-2
Tª Ambiente de trabajo (°c)	-10 a 50
Tipo de material	Acero inoxidable
Grado de protección mecánica	IP54
Grado de protección	IK10
Anti vandalismo	Si
Anclaje	7 puntos al suelo

Embornamiento	Interno, con puerta de acceso para el instalador
Peso (kg)	28
Dimensiones parte frontal (mm)	850 x 450 x 320
Dimensiones parte trasera (mm)	1050 x 450 x 320
Dimensiones de la puerta	900 x 320 x 20
Pantalla frontal	Personalizable
Cerradura en la puerta	Si

Tabla 5. Características del poste de recarga. (wallboxok.com)

La descripción completa de los puntos de recarga se encuentra en el Anexo V: Catálogos en el apartado V.3. Catálogo de los puntos de recarga.

Para la instalación de los puntos de recarga se realizará la canalización como se muestra en el plano y el esquema unifilar que se deberá de utilizar será el esquema 3b de la ITC-BT-52.

2.15. Conductores.

Todos los cálculos del dimensionado de los conductores se encuentran en el Anexo II: Calculo en el apartador II.3. Cálculo del conductor.

2.15.1. Del módulo fotovoltaico a la caja de conexiones.

En este subapartado encontramos que tenemos que instalar dos conductores distintos, una para cada zona, todos los conductores que se instalan entre los módulos fotovoltaicos hasta la caja de conexiones deberán de ser del tipo H1Z2Z2-K, el conductor que se muestra en la ilustración.



Ilustración 67. Conductor (nexans.es)

Los conductores a utilizar en la zona A será de 10 mm² y de una longitud de 742 m y para la zona B será de 6 mm² y de una longitud de 424 m.

2.15.2. De la caja de conexiones al inversor.

En este subapartado se tendrán dos conductores ya que cada generador no produce la misma corriente. Para la caja de conexiones de la zona A hasta el inversor, el conductor seleccionado será el de 120 mm² y será del tipo H1Z2Z2-K y tendrá una longitud de 57 m y para la caja de conexiones de la zona B hasta el inversor, el conductor seleccionado será el de 50 mm² y tendrá una longitud de 27 m.

2.15.3. Del inversor al cuadro general.

El conductor seleccionado para la conexión entre el inversor y el cuadro general será el de 240 mm² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV. Y según la ITC-BT-07 y al ser cuatro conductores el conductor de neutro será de 120 mm². La longitud que tendrán dicho conductor será de 9 m para el inversor de la zona A, y de 7 m para el inversor de la zona B.



Ilustración 68. Conductor cobre. (globalmarket.com)

2.15.4. Del cuadro general al cuadro de baja tensión.

Para este conductor el seleccionado que ira desde el cuadro general hasta el cuadro de baja tensión será, de 300 mm^2 y estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0,6/1 kV, y el neutro tendrá que ser de 150 mm^2 .

La longitud que tendrá este conductor será de 30 m desde el cuadro general hasta el cuadro de baja tensión, y la distancia que hay entre la caja de baja tensión hasta el transformador será de 1 m.

2.15.5. Del cuadro general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga.

Para el dimensionado de este conductor veremos que será el mismo que en el apartado anterior, el de 300 mm^2 y estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0,6/1 kV, y el neutro tendrá que ser de 150 mm^2 .

La longitud que tendremos desde el cuadro general hasta el cuadro de protecciones de los puntos de recarga será de 11 m.

2.15.6. Del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga.

Para el conductor seleccionado se ha cogido el punto de recarga más alejado que en el presente proyecto se encuentra a una 127,33 m, una vez realizado los cálculos podemos decir que el conductor seleccionado es de 10 mm^2 y estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0,6/1 kV, y el neutro será también de 10 mm^2 .

La longitud del conductor será de 1472 m para los puntos de recarga de la zona A y de 696 m para los puntos de recarga en la zona B.

2.16. Protecciones.

Para la protección de la instalación se realizará mediante un sistema flotante, el motivo de seleccionar este sistema es el más eficiente para la protección de los equipos, para las personas, ya que todos los equipos, la estructura, los soportes de los módulos, protección de los mismo, las carcasas de inversores y cuadro de baja tensión, los puntos

de recarga y cualquier masa que tenga la posibilidad de contacto estarán conectados a tierra.

Todos los cálculos sobre las protecciones estarán en el Anexo II: Calculo en el apartado II.4. Protecciones.

2.16.1. Sobreintensidades.

2.16.1.1. Limitación de sobreintensidad.

Se ha decidido instalara un inversor que sea incapaz de alimentar en inversa, con esto evitaremos la instalación de baterías y se conectara a tierra las masas metálicas del módulo y la estructura para proteger al sistema de posibles sobreintensidades.

2.16.1.2. Desconexión automática.

Se instalará un interruptor automático con el propósito de proteger las partes activas del sistema por consecuencia de una sobreintensidad.

Esta protección se colocará a la salida de cada generador y se conectara en serie en cada una de las ramas, como cada generador tendrá una intensidad distinta se tendría que instalar un interruptor distinto en cada generador, pero por las intensidades de cada corriente podemos instalar un interruptor automático de 16 A en cada rama del generador y también se instalara un interruptor automático bipolar bidireccional de corriente nominal de 630 A en la generador de la zona A y de 230 A en el generador de la zona B.

Para la protección de los puntos de recarga contra la sobreintensidad se utilizará un interruptor automático de 32 A, ya que esta es la máxima intensidad que puede aguantar el poste y se instalara en cada poste un interruptor automático para protegerlos.

Para el control del sistema ante posibles desconexiones automática en caso de que el sistema lo requiera se llevaran a cabo mediante el sistema IMD. El motivo de utilizar este sistema es que es capaz de controlar todos los parámetros como pueden ser:

- Control de la corriente de la instalación.
- Desconexión de los generadores si se detecta una sobreintensidad.
- Choques eléctricos o cortocircuitos.

Los IMD tendrá las siguientes características instaladas:

Zona A		Zona B	
Pac (kW)	200	Pac (kW)	200
Voc (V)	724,5	Voc (V)	724,5
Vmpp (V)	610,5	Vmpp (V)	610,5
Icca (A)	323,05	Icca (A)	184,6
Ran (k Ω)	666,7	Ran (k Ω)	666,7
Ilimite (A)	543,32	Ilimite (A)	310,44
T des (ms)	100	T des (ms)	100

Tabla 6. Características del Insolation Monitoring Devices.

2.16.1.3. Faltas entre líneas.

Para evitar estas faltas separando el cableado positivo de corriente con el cable negativo de corriente.

2.16.2. Sobretensiones.

2.16.2.1. Externas.

No se instalarán protecciones contra rayos ya que la zona donde se va a realizar la obra, es una zona donde es prácticamente nula que caiga un rayo.

2.16.2.2. Internas.

Para la protección contra sobretensiones internos se utilizarán descargadores. Estos deberán de ir instalados a la salida de cada generador, en la entrada y la salida de cada inversor a la entrada del transformador y en cada punto de recarga.

Como no se ha instalado ninguna medida de protección externa, la corriente de los inversores tendrá que ser como mínimo de 20 kA.

A la salida de los dos generadores nos encontramos con corriente en DC por lo tanto los descargadores tendrán de ser de DC, y deberán de ser instalado con los siguientes valores:

Descargador del generador		
V_p (V)	≤	601,5
V_c (V)	=	661,65
V_n (V)	=	724,5

Tabla 7. Descargador de generador.

Los descargadores que se deberán de instalar antes de entrar al inversor también tendrán que ser de DC, y tendrán que tener que cumplir con las siguientes condiciones:

Descargador del inversor a la entrada		
V_p (V)	≤	760
V_c (V)	=	836
V_n (V)	=	880

Tabla 8. Descargador del inversor a la entrada.

Los descargadores que se instalarán a la salida del inversor tendrán que ser de AC, y tendrán que cumplir con los siguientes valores:

Descargador del inversor a la salida		
V_p (V)	≤	400
V_c (V)	=	440
V_n (V)	=	460

Tabla 9. Descargador del inversor a la salida.

Para la protección de los puntos de recarga tendremos que tener en cuenta las sobretensiones temporales y transitorias. Para las sobretensiones temporales se instalar entre fase y neutro una protección de 440 V, y para la transitorias en cada punto de recarga y en el cuadro de protecciones de los puntos de recarga se instalará una protección de sobretensiones de 440 V, ambas tendrán ir coordinadas para no dejar sin servicio a la instalación.

2.16.3. Protección de las personas.

Para la protección de las personas tendremos que cumplir tanto con los contactos directos como con los contactos indirectos.

2.16.3.1. Contactos directos.

Para la protección contra contactos directos se instalarán interruptores diferenciales de 30 mA para el sistema fotovoltaico, y para los puntos de recarga se instalará también interruptores diferenciales de 30 mA, pero con estos con rearme automática en cada uno de los puntos.

Se ha decidido por este valor porque es la corriente que es capaz de soportar un cuerpo humano en AC.

También se programará el sistema IMD para que, ante el primer fallo, mande un aviso al personal cualificado para que ponga solución al fallo, para que no se produzca un segundo fallo que llegue a un cortocircuito.

2.16.3.2. Contactos indirectos.

Para realizar esta protección se utilizarán protecciones por corte automático de la instalación.

2.16.4. Seccionador.

Como nos indica el Real decreto 614/2001 se deberá de instalar un seccionador que pueda ser capaz de hacer un corte general en caso de que fuera necesario.

El seccionador que deberemos de instalar en cada uno de los generadores, en la zona A el seccionador deberá de soportar una corriente de 400 A y una tensión de 1000 V, mientras que el seccionador de la zona B tendrá que soportar una corriente de 200 A y una tensión de 1000 V, y todo ello en DC.

Para el seccionador que ira en los inversores se instalara a la salida de ellos, ambos inversores deberán de soportar una corriente de 400 A y una tensión de 480 V, y a la salida de estos la corriente que circulara será en AC.

2.16.5. *Electrodo.*

Todas las masas de la instalación irán conectadas a tierra al tratarse de un sistema flotante.

Para ello se utilizará una pica vertical, la cual tendrá una resistencia de

Este electrodo tendrá que cumplir con el BOE-A 2011-19242, el cual nos especifica:

- La puesta a tierra de la instalación interconectadas, no deberá de afectar a la puesta a tierra de la red de distribución de la empresa distribuidora, y se deberá de asegurar que esta no produzca transferencias de defectos a la red de distribución.
- Se deberá de disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación generadora.
- Todas las masas de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la de neutro de la empresa distribuidora.

2.17. **Monitorización y medida.**

Se instalará un sistema de monitorización y comunicaciones. Este sistema nos permitirá llevar un registro de los principales parámetros del parking, nos permitirá determinar el correcto funcionamiento de los puntos de recarga, se realizará un mantenimiento preventivo y correctivo y se mejorará el funcionamiento de los sistemas que componen la instalación. Este equipo se instalará en el punto de conexión con la red, antes de entrar en el cuadro general de protecciones.

Este sistema debe cumplir con la norma UNE-EN 61726:2000 “monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis”. Debido a la potencia que dispone la instalación fotovoltaica se ha optado por la monitorización analítica. Este sistema recoge datos automáticamente cada 10 minutos, y guardara la media obtenida cada hora. Para un sistema fotovoltaico conectado a la red, solo se monitorizarán los siguientes parámetros:

- Irradiación global en el plano de generación.
- Temperatura ambiente.
- Corriente a la salida del generador.
- Tensión a la salida del generador

- Potencia a la salida del inversor.

A partir de estos valores descritos, se podrá estimar la irradiación diaria en la superficie del generador, la energía diaria que ofrece el generador, la energía que se produce diariamente, el rendimiento del sistema, así como las pérdidas y la eficiencia del inversor.

También se instalará en la estancia que hay antes de salir del parking, un sistema que controle los diferentes puntos de recarga, este sistema se utilizara para la gestión de los puestos de recarga, para realizar el sistema de recarga balanceado, para llevar un control de los EV que se encuentran cargando y para saber si la energía que se está utilizando para recargar los EV, procede de los módulos fotovoltaicos o de la red eléctrica.

2.18. Estudio de viabilidad.

Para el estudio de viabilidad se realizarán varios casos de financiación uno positivo, uno intermedio y otro negativo.

2.19. Planificación.

Se prevén una duración de 9 días de la instalación.

1º Día: Se llevará el material al parking del campus y se empezará con la instalación de la estructura metálica con los soportes de los módulos, y se empezará con la preinstalación de los inversores.

4º Día: Se instalarán los módulos fotovoltaicos en los soportes y se realizara la conexión entre ellos.

5º Día: Se terminará de instalar los inversores y se abrirán las zanjas por donde irá el cableado.

6º Día: Se instalarán todos los conductores, la caja de conexión y las protecciones.

7º Día: Se procederá a reparar el suelo del parking y a sellar las zanjas, se instalará el cuadro de baja tensión, los equipos de medida y de control y se realizará una prueba de puesta en marcha.

9º Día: Se instalarán los puntos de recarga del EV, se delimitarán las zonas de aparcamiento y se realizara otra prueba de puesta en marcha.

2.20. Orden de prioridad de documentos.

El orden de prioridad en el documento de este proyecto será el siguiente:

1. Planos.
2. Pliego de condiciones.
3. Presupuesto.
4. Memoria.

2.21. Normativa, Reglamentación, disposiciones legales y bibliografía.

2.21.1. Normativa y disposiciones legales.

- UNE-EN 61724:2000: monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, e intercambio de datos.
- UNE-HD 60364-7-712: Instalaciones eléctricas de baja tensión parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales del sistema de alimentación solar fotovoltaica.
- UNE-EN 50618:2015: Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.
- ITC-BT-52: Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos.
- ITC-BT-07: Redes subterráneas para distribución en baja tensión.
- UNE-EN 62446-1:2017: Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- ITC-BT-23: Instalaciones interiores o receptores. Protección contra sobretensiones.
- ITC-BT-24 Protección contra los contactos directos e indirectos.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- 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.

2.21.2. Programas de cálculo.

- PVGIS para la obtención de datos de radiación.
- AutoCAD para la realización de planos.

2.21.3. Bibliografía.

- Anónimo. Modos de recarga de vehículos eléctricos (tipos de carga eléctrica). LuGEnerGy. [consultada: 02 septiembre 2019]. Disponible en: <https://www.lugenergy.com/modos-de-recarga-vehiculos-electricos/>
- Muñoz Fernández, Víctor. Consecuencia de la revolución industrial. Red Historia, 2018. [consultada: 10 julio 2019]. Disponible en: <https://redhistoria.com/consecuencias-de-la-revolucion-industrial/>
- Gargantilla, Pedro. El misterio de la bombilla encendida desde hace 117 años. ABC ciencia, 2018. [consultada: 10 julio 2019]. Disponible en: https://www.abc.es/ciencia/abci-misterio-bombilla-encendida-desde-hace-117-anos-201806030307_noticia.html
- Trías de Bes, Fernando. Un mundo de usar y tirar. El país, 2006. [consultada: 11 julio 2019]. Disponible en: https://elpais.com/diario/2006/01/29/eps/1138519621_850215.html
- Anónimo. El gobierno se ‘asusta’ y retira la prohibición de los coches diésel a partir de 2040. El confidencial digital, 2019. [consultada: 17 julio 2019]. Disponible en: <https://www.elconfidencialdigital.com/articulo/dinero/gobierno-asusta-retira-prohibicion-coches-diesel-2040/20190215164200121861.html>
- Nasa, World of change: Global temperaturas. [consultada: 17 julio 2019]. Disponible en: <https://earthobservatory.nasa.gov/world-of-change/DecadalTemp>
- Anónimo. ¿Qué es la obsolescencia programada? EcoInventos, 2018. [consultada: 17 julio 2019]. Disponible en: <https://ecoinventos.com/que-es-obsolescencia-programada/#respond>
- Anónimo. Evolución histórica del vehículo eléctrico. Blogspot, 2015. [consultada: 21 septiembre 2016]. Disponible en: <http://vehic-electricos-iid.blogspot.com/2015/12/en-este-blog-voy-hablaros-sobre-la.html>
- López, Saul. Los diferentes tipos de vehículos eléctricos. Youtube, 2016. [consultada: 21 septiembre 2016]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=NVvIFletYnY>
- Murias, Daniel. Historia de los coches eléctricos. Motorpasión, 2010. [consultada: 21 septiembre 2016]. Disponible en:

<https://www.motorpasion.com/coches-hibridos-alternativos/historia-de-los-coches-electricos>

- Palazuelos, Félix. Cuando los coches eléctricos eran más populares y mejores que los de gasolina. Hipertextual, 2016. [consultada: 21 septiembre 2016]. Disponible en: <https://hipertextual.com/2016/01/historia-del-coches-electrico>
- Anónimo. Vehículos eléctricos. Wikipedia. [consultada: 21 septiembre 2016]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Veh%C3%ADculo_el%C3%A9ctrico
- Anónimo. El coche eléctrico. Endesa Educa. [consultada: 21 septiembre 2016]. Disponible en: https://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-uso-de-la-electricidad/coche-electrico
- Cruz Oliver, Francisco, Hernández Hernández, José Manuel y Reguera Marchena Jose Antonio. Trabajo sobre el vehículo eléctrico, 2017.
- Otero. Corea estrena dos autobuses eléctricos con sistema de recarga bajo asfalto, 2013. [consultada: 4 octubre 2019]. Disponible en: <https://www.motorpasion.com/coches-hibridos-alternativos/corea-estrena-dos-autobuses-electricos-con-sistema-de-recarga-bajo-asfalto>

ANEXO I: DETERMINAR LA PORTENCIA FOTOVOLTAICA

ÍNDICE DEL ANEXO I.

ANEXO I: DETERMINAR LA PORTENCIA FOTOVOLTAICA.....	94
--	----

Para poder determinar la potencia fotovoltaica, primero debemos de saber dónde irá ubicado el generador fotovoltaico, en este proyecto irá ubicado en la parte superior del parking. Para ello se habilitará una estructura metálica que servirá como soporte de los módulos y también proporcionará sombra a los vehículos estacionados:

En este parking podemos distinguir tres zonas, como se puede ver en el plano 3.2:

- Zona A 5 x 191,8 m, lo que nos da una superficie de 959 m².
- Zona B 5 m x 109,4 m, lo que nos da una superficie de 547 m².
- Zona C 5 m x 20 m, lo que nos da una superficie de 100 m².

Una vez ya sabemos dónde irán ubicados los módulos fotovoltaicos, ya tenemos elegido el módulo fotovoltaico y de acuerdo con el diseño de la estructura metálica, que podemos ver en el plano 3.3, calcularemos la potencia fotovoltaica. Primero debemos calcular la superficie que tenemos para instalar los módulos, una vez sacada esta superficie, lo dividiremos por la superficie de un módulo y podremos obtener el número total de módulos que podemos instalar:

- Zona A. Disponemos de una superficie de 5,321 m x 191,8 m = 1020,568 m², $N_{ma}=1020,568/1,940= 526,07$ módulos, cogeremos 525 módulos.
- Zona B. Disponemos de una superficie de 5,321 m X 109,4 m = 582,117 m², $N_{mb}=582,117/1,940=300,06$ módulos, podremos instalar 300 módulos.
- Zona C. Disponemos de una superficie de 5,321 m x 20 m = 106,42 m², $N_{mc}=106,42/1,940=54,86$ módulos, podremos instalar unos 55 módulos.

Una vez sacados los módulos necesarios para cada zona, calcularemos la potencia que podemos obtener de cada zona.

Solamente calcularemos la zona A y B, por ser las zonas con mayor superficie, en donde aparcaran más vehículos y por ser superficies rectas lo cual nos facilitará la instalación de los módulos.

Para la zona A dispones de un total de 525 módulos, podemos obtener una potencia de 194,25 kW.

Para la zona B hemos obtenido 300 módulos, de los cuales se podrá obtener una potencia de 111 kW.

Si sumamos la potencia que genera cada zona podremos obtener una potencia de 305,25 kW.

ANEXO II: CÁLCULO

ÍNDICE DEL ANEXO II.

ANEXO II: CÁLCULO	97
II.1. PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA.....	99
II.1.1. RADIACIÓN SOLAR.	99
II.1.2. PRODUCTIVIDAD FOTOVOLTAICA.	99
II.1.3 ENERGÍA FOTOVOLTAICA.	101
II.2. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.	103
II.2.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	103
II.2.2. INVERSOR.....	103
II.2.3. GENERADOR FOTOVOLTAICO.	105
II.2.3. COMPROBACIÓN DEL INVERSOR.	110
II.2.4. PUNTOS DE RECARGA.	111
II.3. CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES.	112
II.3.1. DEL MÓDULO A LA CAJA DE CONEXIONES.	113
II.3.1.1. Criterio de caída de tensión.....	114
II.3.1.2. Criterio térmico.....	115
II.3.1.3. Elección del conductor.....	115
II.3.2. DE LA CAJA GENERAL AL INVERSOR.	117
II.3.3. DEL INVERSOR AL CUADRO DE BAJA TENSIÓN.	119
II.3.3.1. Caída de tensión.....	119
II.3.3.2. Criterio térmico.....	128
II.3.3.3. Elección del conductor.....	135
II.3.3.4 Canalización.....	138
II.4. PROTECCIONES.....	141
II.4.1. SOBREINTENSIDADES.	141
II.4.1.1. Limitación de sobreintensidad	141
II.4.1.2. Desconexión automática.	142
II.4.1.3. Faltas entre líneas.....	145
II.4.2. SOBRETENSIONES.....	145
II.4.2.1. Externas.	145
II.4.2.2. Internas.....	146
II.4.3. PROTECCIÓN DE PERSONAS.	148
II.4.3.1. Contactos directos.....	148
II.4.3.2. Contactos indirectos.....	149
II.4.4. SECCIONADOR.....	151
II.4.5. ELECTRODO.	152

II.1. Producción fotovoltaica.

II.1.1. Radiación solar.

Partiendo de los datos recopilados gracias a la base de datos PVGIS cada hora para un ángulo de 20° y el azimut de 0°, tal y como podemos ver en el Anexo IV: Datos de radiación.

$$H_i = \sum G_i \times 0,25$$

Ecuación 1. Radiación solar

Donde:

- H_i : Radiación horaria (Wh/m²).
- G_i : Radiación global cada hora (kW/m²).

	Hi (Wh/m2)											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	3	12,75	14	10,25	6,25	1	0	0	0
7:00	0	0,25	12,75	31,75	50,5	56,75	52,75	42	29,5	15,25	1,5	0
8:00	11,25	31,25	56	76,25	99	107,25	107	95,5	74,75	61,75	42	25,25
9:00	52,25	69,5	105	124,5	146	157	161	148,5	128,25	109,5	79	57,5
10:00	90,25	108,75	148,75	165	187,75	200	206,25	195	171	151,5	116,25	98
11:00	121,25	141,75	179,25	195	214,25	229,75	237	229,75	201	177	143,75	123,5
12:00	136,25	160	195,5	201,5	226,25	244,5	252,5	246,25	217	191	154,5	140,75
13:00	130,5	156,5	188,75	197,25	226,25	237,75	249,25	242,5	212,75	181	139,25	136,25
14:00	114,75	141,25	171,25	175,75	198,5	218,25	230,25	221,5	188,75	155	119,75	115
15:00	86,75	113	135,75	146,25	167,5	182,75	196,5	184,5	146,75	115	85,25	80,75
16:00	51,5	76	94	102	124	136,5	151,5	138	100,5	66,25	45,5	45,75
17:00	14,75	32,75	48	56,25	75	89	97,75	82,5	50	22,75	4,5	0,5
18:00	0	0,5	10	18,25	30,5	40,75	44,75	30,25	9	0	0	0
19:00	0	0	0	0,5	4,75	9,5	8,5	3,25	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	809,5	1031,5	1345	1493,25	1763	1923,75	2005,25	1865,75	1530,25	1246	931,25	823,25

Tabla 10. Tabla de irradiación horaria.

II.1.2. Productividad fotovoltaica.

Se define como productividad fotovoltaica, como la capacidad de generación de una instalación fotovoltaica para cada kilovatio pico instalado.

$$Y_i = \frac{H_i}{G_{Stc}} \times PR$$

Ecuación 2. Productividad fotovoltaica

Siendo:

- Y_i : Productividad fotovoltaica de cada hora (kWh/Wp).

- Gsc: Irradiación estándar (kW/ m²).
- PR: Factor de pérdida estimado de radiación.

El factor de pérdida estimada de radiación son las pérdidas que puede tener un generador fotovoltaico, algunos de los factores más usuales por los cuales podemos tener pérdidas son:

- Por suciedad y polvo de los módulos.
- Pérdidas por cableado.
- Pérdidas por error en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Por la temperatura.

Por ello se han estimado unos valores de perdidas en función de los parámetros a lo largo del año para asegurar que las pérdidas que hemos mencionado anteriormente no sean superiores a los que hemos tenido en cuenta.

Se estimado los siguientes datos:

PR											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0,79	0,78	0,76	0,75	0,73	0,72	0,71	0,71	0,73	0,75	0,78	0,79

Tabla 11. Datos de PR mensual

Una vez estimados estos datos procederemos a calcular la productividad horaria, en el caso de esta instalación la inclinación de los módulos será de 20° y con un azimut de 0°, por lo cual se han obtenido estos valores:

Estudio de una infraestructura de recarga para el vehículo eléctrico en el campus científico tecnológico de
Linares | Jose Antonio Reguera Marchena

	Yi (kWh/kWp)											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0,00225	0,0093075	0,01008	0,0072775	0,0044375	0,00073	0	0	0
7:00	0	0,000195	0,00969	0,0238125	0,036865	0,04086	0,0374525	0,02982	0,021535	0,0114375	0,00117	0
8:00	0,0088875	0,024375	0,04256	0,0571875	0,07227	0,07722	0,07597	0,067805	0,0545675	0,0463125	0,03276	0,0199475
9:00	0,0412775	0,05421	0,0798	0,093375	0,10658	0,11304	0,11431	0,105435	0,0936225	0,082125	0,06162	0,045425
10:00	0,0712975	0,084825	0,11305	0,12375	0,1370575	0,144	0,1464375	0,13845	0,12483	0,113625	0,090675	0,07742
11:00	0,0957875	0,110565	0,13623	0,14625	0,1564025	0,16542	0,16827	0,1631225	0,14673	0,13275	0,112125	0,097565
12:00	0,1076375	0,1248	0,14858	0,151125	0,1651625	0,17604	0,179275	0,1748375	0,15841	0,14325	0,12051	0,1111925
13:00	0,103095	0,12207	0,14345	0,1479375	0,1651625	0,17118	0,1769675	0,172175	0,1553075	0,13575	0,108615	0,1076375
14:00	0,0906525	0,110175	0,13015	0,1318125	0,144905	0,15714	0,1634775	0,157265	0,1377875	0,11625	0,093405	0,09085
15:00	0,0685325	0,08814	0,10317	0,1096875	0,122275	0,13158	0,139515	0,130995	0,1071275	0,08625	0,066495	0,0637925
16:00	0,040685	0,05928	0,07144	0,0765	0,09052	0,09828	0,107565	0,09798	0,073365	0,0496875	0,03549	0,0361425
17:00	0,0116525	0,025545	0,03648	0,0421875	0,05475	0,06408	0,0694025	0,058575	0,0365	0,0170625	0,00351	0,000395
18:00	0	0,00039	0,0076	0,0136875	0,022265	0,02934	0,0317725	0,0214775	0,00657	0	0	0
19:00	0	0	0	0,000375	0,0034675	0,00684	0,006035	0,0023075	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 12. Datos de la productividad horaria.

II.1.3 Energía fotovoltaica.

Para calcular la energía fotovoltaica de la instalación utilizaremos la siguiente ecuación.

$$E_{ac} = P_{int} \times Y_i$$

Ecuación 3. Energía producida

Donde los parámetros son:

- E_{ac} : Energía producida por la potencia instalada (kWh).
- P_{int} : Potencia fotovoltaica instalada (kW).

E (kWh)												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0,6851475	2,8342268	3,0694608	2,2160715	1,3512631	0,2222923	0	0	0
7:00	0	0,0593795	2,9507019	7,2511444	11,225761	12,442279	11,404661	9,0804882	6,5576229	3,4828331	0,3562767	0
8:00	2,7063326	7,4224313	12,959946	17,414166	22,006938	23,514262	23,133625	20,647301	16,616349	14,102619	9,9757476	6,0742132
9:00	12,569412	16,507487	24,299898	28,433621	32,454676	34,42181	34,808538	32,106012	28,508987	25,007884	18,763906	13,832367
10:00	21,710802	25,830061	34,424856	37,683113	41,735379	43,84944	44,591683	42,15941	38,011983	34,599949	27,611444	23,575164
11:00	29,168252	33,668148	41,483397	44,534588	47,626125	50,372044	51,239898	49,672432	44,680752	40,423703	34,143184	29,709518
12:00	32,776695	38,002848	45,244096	46,019074	50,293633	53,60594	54,59103	53,239767	48,237429	43,621058	36,6965	33,859228
13:00	31,393458	37,171536	43,68196	45,048448	50,293633	52,126022	53,888373	52,429009	47,292687	41,337233	33,074354	32,776695
14:00	27,604593	33,549389	39,631977	40,138224	44,125022	47,850701	49,780534	47,888765	41,957672	35,399288	28,442757	27,664734
15:00	20,868832	26,839511	31,416297	33,400941	37,23396	40,067426	42,483713	39,889287	32,621395	26,263988	20,248392	19,425454
16:00	12,388989	18,051353	21,754194	23,295015	27,564245	29,927243	32,754618	29,83589	22,340376	15,130341	10,80706	11,005753
17:00	3,5483028	7,778708	11,108525	12,846516	16,671923	19,513001	21,133755	17,836673	11,114615	5,1957019	1,0688301	0,1202815
18:00	0	0,1187589	2,314276	4,1679806	6,7799152	8,9343234	9,675044	6,5401135	2,0006307	0	0	0
19:00	0	0	0	0,1141913	1,0558884	2,0828484	1,8377179	0,7026568	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total diario	194,73567	244,99961	311,27012	341,03217	391,90132	421,7768	433,53926	403,37907	340,16279	284,5646	221,18845	198,04341
Total mensual	6036,8057	6859,9891	9649,3738	10230,965	12148,941	12653,304	13439,717	12504,751	10204,884	8821,5024	6635,6535	6139,3456

Tabla 13. Datos de la Energía producida.

La energía producida anualmente que se puede estimar ronde el valor de 115.325,232 kWh para la instalación.

Una vez ya calculada la energía que se producirá, mostraremos la gráfica de producción horaria de la instalación en los meses de máxima y mínima generación, siendo los meses de julio y enero donde podemos ver el máximo y el mínimo.

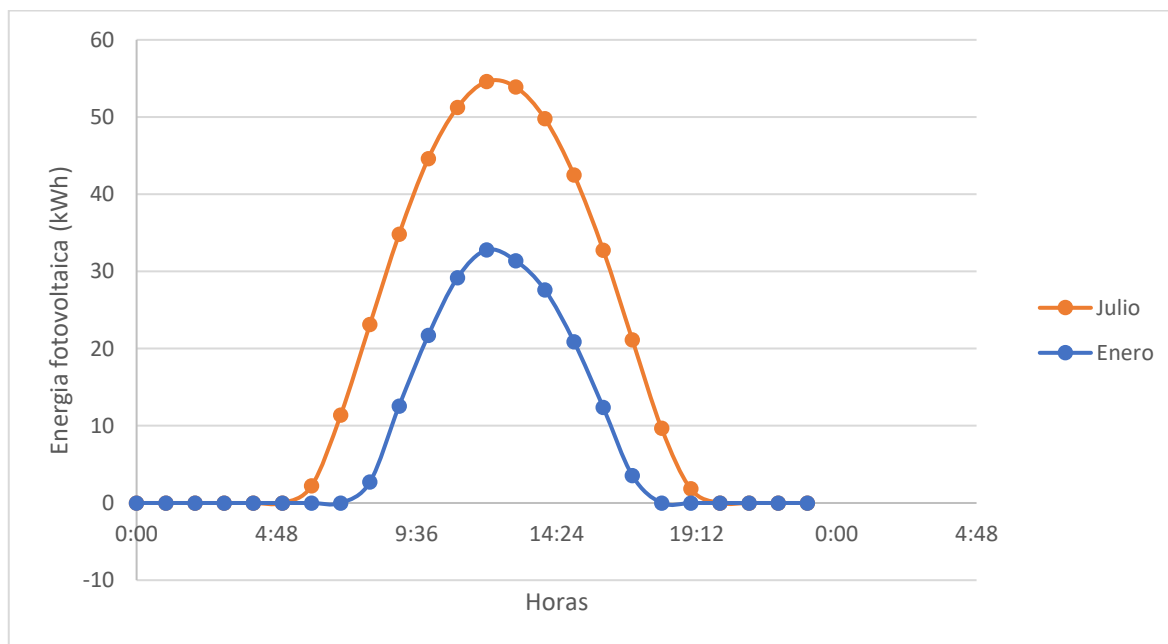


Ilustración 69. Máxima y mínima energía generada.

II.2. Componentes de la instalación.

II.2.1. Módulo fotovoltaico.

Para la elección del módulo, se ha basado en que el módulo produzca máxima energía posible, y con una eficiencia óptima, siendo en nuestro caso de una eficiencia del 19%.

Las características de placa fotovoltaica seleccionada en condiciones estándar de funcionamiento son la siguientes:

ESPSC monocrystalline solar module	
Potencia nominal (P_{mmpp})	370 W
Tensión nominal (V_{mpp})	40,1 V
Corriente nominal (I_{mpp})	9,23 A
Corriente de corto (I_{sc})	9,95 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	48,3 V
Coefficiente de rendimiento	19%
Coefficiente de tensión	-0,38038 %/°K
Coefficiente de corriente	+0,02973 %/°K
Coefficiente de potencia	-0,57402 %/°K
Tensión limite	1000 V/DC
Temperatura de operación normal	45 °C
Células	72 piezas monocristalinas de 156 x 156 mm
Peso	21,5 kg

Tabla 14. Características del módulo fotovoltaica.

Todos los detalles y características de módulo lo podemos encontrar en el Anexo V: Catálogo.

II.2.2. Inversor.

Para la conexión de los dos distintos subgeneradores a la red se utilizarán 2 inversores, que serán los encargados de convertir la DC producida por los módulos fotovoltaicos en AC, esta energía se empleara para la recarga de los EV y cuando no esté

utilizando esta energía para la recarga de EV se inyectara a la red. Todos los inversores utilizados tendrán un funcionamiento completamente automático con seguimiento del punto de máxima potencia. El inversor elegido será de la marca Reillo y el modelo seleccionado será el Sirio K200 HV, el cual cuenta con las siguientes características:

Sirio K200 HV	
Potencia nominal AC	200 KVA
Potencia máxima AC	200 kW
ENTRADA	
Tensión continua máxima en circuito abierto	880 Vdc
Rango completo de MPPT	450 ÷ 760 Vdc
Intervalo de ejercicio	450 ÷ 760 Vdc
Corriente de entrada máxima	500 Adc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	540 Vdc
Tensión de Ripple	<1%
Número de entradas	1
Número de MPPT	1
Conectores CC	Busbar
SALIDA	
Tensión de ejercicio	400 Vac
Intervalo operativo	340 ÷ 460 Vac (1)
Intervalo para la máxima potencia	340 ÷ 460 Vac
Intervalo de frecuencia	47,5 ÷ 51.5 Hz (1)
Intervalo de frecuencia configurable	47 ÷ 53 Hz
Corriente nominal	289 Aca
Corriente máxima	364 Aca
Contribución a la corriente de cortocircuito	546 Aac
Distorsión de armónicos (THDi)	<3%
Factor de potencia	De 0,9 ind. a 0,9 cap (1)
Separación galvánica	Transformador BF

Conectores CA	Busbar
SISTEMA	
Rendimiento máximo	96,2 %
Rendimiento europeo	95,2 %
Consumo stand-by	< 32W
Consumo de noche	< 32 W
Protecciones internas	Magnetotérmico lado AC – Seccionador en el lado DC
Protección funcionamiento en isla	Si
Detección dispersión hacia tierra	Si
Disipación de calor	Ventiladores controlado
Temperatura de servicio	-20°C ÷ 45°C (sin reducción de potencia)
Temperatura de almacenamiento	-20°C ÷ 70°C
Humedad	5 ÷ 95% sin condensación
Peso	1580 Kg
STANDARDS	
EMC	EN61000-6-3, EN61000-6-2, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Seguridad	EN62109-1, EN62109-2
Directivas	Directiva de baja tensión: 2006/95/EC, EMC Directiva: 2004/108/EC
Supervisión de la red	CEI 0-21, CEI 0-16, A70, VDE 0126-1- 1, G59/2, Real Decreto 413/2014, PO12.3

Tabla 15. Características del inversor.

- (1) Estos valores pueden variar de acuerdo con las regulaciones locales.

La descripción completa del inversor se encuentra en el Anexo V: Catálogos en el apartado V.2. Catálogo del inversor.

II.2.3. Generador fotovoltaico.

La instalación estará formada por 2 generadores independientes, una de ellos se encontrará en la zona A que estará formado por unos 525 módulos, y el otro se encontrara

en la zona B esta estará formada por unos 300 módulos fotovoltaicos, tal y como se muestra en el Anexo I: Determinar la potencia fotovoltaica, cada generador contara con su propio inversor, los cuales serán de las mismas características.

Lo primero que debemos hacer para calcular el generador fotovoltaico de este proyecto, será calcular el número de módulos que se deben de conectar en serie y en paralelo.

Para calcular el número de módulos en serie que podrá soportar el sistema, utilizaremos las siguientes ecuaciones:

$$N_s = \frac{V_{mmp,max,inv}}{V_{mmp,m}}$$

Ecuación 4. Módulos en serie máximos.

Donde:

- N_s : Número de módulos en serie.
- $V_{mmp,m}$: Tensión en el punto máxima potencia del módulo (V).
- $V_{mmp,max,inv}$: Tensión máxima potencia del inversor (V).
- $V_{mmp,min,inv}$: Tensión de mínima potencia del inversor (V).

$$N_s = \frac{760}{40,1} = 18,95$$

Al salirnos de resultado 18.95, redondearemos el número al alza y obtendremos que podemos instalar en serie un máximo de 19 módulos.

Para el número de módulos en serie mínimos se utilizará la misma fórmula, pero cambiando la tensión máxima potencia del inversor por la mínima.

$$N_s = \frac{V_{mmp,min,inv}}{V_{mmp,m}}$$

Ecuación 5. Módulos en serie mínimos.

$$N_s = \frac{450}{40,1} = 11,22$$

Al darnos este resultado redondearemos a la baja, por lo tanto, podemos conectar como mínimo 11 módulos en serie.

Como podemos observar podemos observar podemos conectar entre $11 < N_s < 19$ módulos en serie, en este proyecto escogeremos la opción de 15 módulos en serie, ya que cuando hagamos en calculo para los módulos en paralelo nos saldrán números enteros.

Para el cálculo de los módulos que debemos conectar en paralelo debemos de dividir el número de módulos totales entre el número de módulos en serie escogidos, deberemos de calcular el número de módulos en paralelo según la zona.

$$N_P = \frac{N_T}{N_S}$$

Ecuación 6. Módulos en paralelo.

- Zona A

$$N_{Pa} = \frac{525}{15} = 35 \text{ módulos.}$$

- Zona B

$$N_{Pb} = \frac{300}{15} = 20 \text{ módulos.}$$

Una vez ya cálculos los módulos en serie y paralelo, podremos calcular los distintos parámetros del generador.

Para calcular la corriente de cortocircuito tendremos que utilizar el número de módulos en paralelo y multiplicarlos por la corriente de cortocircuito del módulo seleccionado, a continuación, mostraremos la ecuación:

$$I_{sc} = N_P \times I_{sc,m}$$

Ecuación 7. Corriente de cortocircuito.

Donde los parámetros son:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito del generador (A).
- $I_{sc,m}$: Corriente de cortocircuito del módulo (A).

Como tenemos dos generadores con distintos módulos en paralelo, mostraremos el resultado de ambas zonas:

- Zona A

$$I_{sca} = 35 \times 9,95 = 348,28 \text{ A}$$

- Zona B

$$I_{scb} = 20 \times 9,95 = 199 \text{ A}$$

Para calcular la tensión en vacío utilizaremos el número de módulos en serie con la siguiente ecuación.

$$V_{oc} = N_s \times V_{oc, m}$$

Ecuación 8. Tensión en vacío.

- V_{oc} : Tensión de vacío del generador (V).
- $V_{oc,m}$: Tensión de vacío del módulo (V).

$$V_{oc} = 15 \times 48,3 = 724,5 \text{ V.}$$

Una vez sacadas las tensiones de vacío y la intensidad de cortocircuito procederemos a calcular la tensión y la intensidad en el punto de máxima potencia del generador, para ello utilizaremos la tensión y la intensidad de máxima potencia de los módulos, para calcularlo utilizaremos las siguientes expresiones:

- V_{mmp} : Tensión en el punto máxima potencia del generador (V).
- $V_{mmp,m}$: Tensión en el punto de máxima potencia del módulo (V).
- I_{mmp} : Corriente en el punto de máxima potencia del generador (A).
- $I_{mmp,m}$: Corriente en el punto de máxima potencia del módulo (A).
- P_{mmp} : Potencia real del generador (kW).

$$V_{mmp} = N_s \times V_{mmp, m}$$

Ecuación 9. Tensión en el punto máxima potencia del generador.

$$I_{mmp} = N_p \times I_{mmp, m}$$

Ecuación 10. Corriente en el punto de máxima potencia del generador

$$P_{mmp} = V_{mmp} \times I_{mmp}$$

Ecuación 11. Potencia máxima del generador.

En este caso nos vuelve a pasar como en el cálculo de la corriente de cortocircuito, al tener dos generadores con distintos números de módulos en paralelo, por ello hay que calcular dos intensidades máximas y dos potencias máximas y luego sumarlas.

$$V_{mmp} = 15 \times 40,1 = 601,5 \text{ V.}$$

$$I_{mmpa} = 35 \times 9,23 = 323,05 \text{ A.}$$

$$I_{mmpb} = 20 \times 9,23 = 184,6 \text{ A.}$$

$$P_{mmpa} = 601,5 \times 323,05 = 194,31 \text{ kW.}$$

$$P_{mmpb} = 601,5 \times 184,6 = 111,04 \text{ kW.}$$

$$P_{mmp} = 194,31 + 111,04 = 305,35 \text{ kW.}$$

Para la potencia en corriente continua que debe de poder soportar el inversor dependerá de una constante que varía según la zona geográfica, siendo en el caso de este proyecto un valor de 0,8 al encontrarse al sur de Europa, por tanto:

$$P_{in} = 0,8 \times P_{mmp}$$

Ecuación 12. Potencia del inversor.

$$P_{ina} = 0,8 \times 194,31 = 155,448 \text{ kW.}$$

$$P_{inb} = 0,8 \times 111,04 = 88,832 \text{ kW.}$$

$$P_{in} = 0,8 \times 305,35 = 244,28 \text{ kW.}$$

Una vez realizados todos los cálculos podemos decir que el generador de la instalación dispones de unos 825 módulos, donde 525 pertenecen a la zona A y 300 a la zona B, el valor de los módulos en serie podría fluctuar entre los 11 y los 19 módulos, en este presente proyecto hemos escogido 15 módulos en serie y por consecuencia nos da como resultado en la zona A de 35 módulos y en la zona B de 20 módulos en paralelo.

Seguidamente mostraremos las características de los generadores:

Características	
Número de módulos en serie. N_s	15
Número de módulos en paralelo zona A, N_{pa}	35
Número de módulos en paralelo zona B, N_{pb}	19
Número de módulos totales zona A, N_{ta}	525
Número de módulos totales zona B, N_{tb}	300
Número de módulos totales, N_t	825
Tensión en circuito abierto, V_{oc} (V)	724,5

Corriente en cortocircuito zona A, Isca (A)	348,25
Corriente en cortocircuito zona B, Isca (A)	199
Tensión de máxima potencia, Vmax (V)	601,5
Corriente de potencia zona A, Imaxa (A)	323,05
Corriente de potencia zona B, Imaxb (A)	184,6
Potencia máxima zona A, Pmmpa (kW)	194,31
Potencia máxima zona B, Pmmpb (kW)	111,04
Potencia máxima, Pmmp (kW)	305,35
Potencia soportada inversor zona A, Pinva (kW)	155,448
Potencia soportada inversor zona B, Pinvb (kW)	88,832
Potencia soportada inversor, Pinv (kW)	244,28

Tabla 16. Características de los generadores.

II.2.3. Comprobación del inversor.

Una vez calculado el generador procederemos a dimensionar el inversor, este debe garantizar el funcionamiento del generador en las condiciones óptimas, y deberá garantizar un uso seguro y productivo.

Para esto el inversor escogido deberá de cumplir una serie de condiciones, dependiendo de una tensión de funcionamiento:

Para poder determinar las tensiones de funcionamiento según la temperatura, deberemos utilizar la siguiente ecuación.

$$V_{tmp} = V_{t,stc} + K_V \times \Delta T$$

Ecuación 13. tensión a la nueva temperatura.

Donde:

- V_{tmp} : Tensión a la nueva temperatura (V).
- $V_{t,stc}$: Tensión en condiciones estándar (V).
- K_V : Coeficiente de variación de tensión con la variación de temperatura (V/°C).
- T : Incremento de temperatura (°C).

1. El inversor escogido su tensión máxima de entrada deberá ser mayor o igual a la tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico a una temperatura de funcionamiento mínima de -10°C .

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) \leq V_{\max,inv}$$

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = 724,5 + \frac{-0,38038 \times 724,5}{100} \times (-10 - 25)$$

$$820,95 \leq 880 \text{ V}$$

Cumplimos con la condición.

2. Dicho inversor su tensión de entrada mínima tiene que ser menor o igual a la tensión en el punto máxima potencia del generador, a la temperatura máxima de 70°C .
- 3.

$$V_{mmp}(70^{\circ}\text{C}) \geq V_{\min,inv}$$

$$V_{mmp}(70^{\circ}\text{C}) = 601,5 + \frac{-0,38038 \times 601,5}{100} \times (70 - 25)$$

$$498,54 \geq 390 \text{ V}$$

Como podemos observar cumplimos con la condición.

4. La tensión de entrada máxima del inversor tiene que ser mayor o igual a la tensión en el punto de máxima potencia del generador a la temperatura de funcionamiento mínima (-10°C).
- 5.

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) \leq V_{\min,inv}$$

$$V_{OC}(-10^{\circ}\text{C}) = 601,5 + \frac{-0,38038 \times 601,5}{100} \times (-10 - 25)$$

$$681,58 \leq 880 \text{ V}$$

Como se puede ver cumplimos con la condición.

II.2.4. Puntos de recarga.

Para calcular los puntos de recarga que podemos instalar, primero deberemos de saber cuánta potencia podemos obtener de la instalación fotovoltaicos. Para ello deberemos de mirar cuanta potencia nos aporta los inversores, en el caso del presente

proyecto podemos observar que un inversor nos proporciona una potencia máxima en AC de 200 kW, al disponer de dos inversores podemos llegar a obtener una potencia de 400 kW.

Una vez que conocemos la potencia que tenemos, le siguiente que deberemos de hacer es saber qué modo de recarga vamos a utilizar. En el caso del presente proyecto vamos a utilizar el modo 3, el cual se explica en el punto 1.5.1.2.1. modo 3, sabemos que en este modo la potencia que consume cada punto es de 7.4 kW, lo quedemos hacer para calcular cuántos puntos podemos instalar tendremos que usar la siguiente ecuación:

$$NePR = \frac{P_{inv\ max}}{P_{ePR}}$$

Ecuación 14. Número de plazas.

Donde:

- NePR: Número de puntos de recarga.
- $P_{inv\ max}$: Potencia máxima de los inversores (kW).
- P_{ePR} : Potencia de cada punto de recarga (kW/puntos de recarga).

Una vez que ya sabemos lo que son cada parámetro calcularemos el número de plazas.

$$NePR = \frac{400}{7,4} = 54 \text{ puntos de recarga}$$

Como podemos ver nos salen unos 54 puntos de recarga en total, por lo que en cada zona tendremos unos 27 puntos de recarga. Pero como vamos a utilizar un sistema de recarga balanceado podemos aumentar el número de puntos de recarga, porque en cada zona instalaremos 30 puntos de recarga, lo que nos supone en total de unos 60 puntos.

II.3. Cálculo de los conductores.

En este apartado calcularemos los conductores que se van a utilizar, los cuales serán diferentes dependiendo de la parte de la instalación a la que pertenezcan, por tanto, deberemos calcular los conductores de las distintas partes de la instalación.

Las 4 partes en las que se divide la instalación son:

1. Conductor utilizado entre las ramas de los módulos con la primera caja de conexiones.
2. Conductor utilizado de unión entre la caja de conexiones con el inversor.
3. Conductor utilizado de unión entre ambos inversores con la caja de conexiones, con el centro de transformación y el cuadro de baja tensión.
4. Conductor utilizado entre el cuadro de baja tensión con los puntos de recarga de los EV.

Las distancias entre todos los tramos son las siguientes:

Cableado	Longitud (m)
L_{ZA}	200,71
L_{ZB}	114,19
$L_{ZA\ GA-CA}$	56,41
$L_{ZB\ GB-CB}$	26,6
$L_{ZA\ CA-CG}$	8,34
$L_{ZB\ CB-CG}$	6,71
L_{CG-CT}	29,61
L_{CT-CBT}	1
$L_{CG-CePR}$	10,7
$L_{CePR-ePR}$	127,53

Tabla 17. Longitudes de los cables.

II.3.1. Del módulo a la caja de conexiones.

En este apartado calcularemos el conductor que ira desde el módulo hasta la caja de conexión de la zona respectiva, estos conductores se instalarán en el lado de DC, los cuales serán los adecuados para su instalación en exteriores, ya que deberán soportar las condiciones climáticas. Dichos conductores deberán seguir la normativa vigente, en el caso del presente proyecto esta normativa será la UNE-EN 50618:2015: “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.”

Los conductores seleccionados deberán de cumplir tanto con el criterio de caída de tensión, como con el criterio térmicos para el caso más desfavorable, de esta manera

nos aseguraremos de que noremos ningún problema de dimensionado entre las demás ramas.

Como tendremos una temperatura ambiente de hasta 60°C no será necesario aplicar un factor de corrección intensidad admisible.

II.3.1.1. Criterio de caída de tensión.

El criterio de caída de tensión nos limitará el conductor a una caída del 1,5%, para saber cuál será esta tensión utilizaremos esta ecuación.

$$\Delta V_{\max} = \frac{1,5}{100} \times V_{\max}$$

Ecuación 15. Caída de tensión.

Los datos que tendremos que escoger serán:

- $\Delta V_{\max}$: Caída de tensión máxima (V).
- $V_{\max}$: Tensión de máxima potencia del generador (V).

Como tenemos dos generadores fotovoltaicos en la zona A y B tendríamos que calcular dos caídas de tensión, pero como en ambos casos la tensión de máxima potencia del generador es la misma solo tendremos que realizar un cálculo que mostraremos a continuación:

$$\Delta V_{\max} = \frac{1,5}{100} \times 601,5 = 9,0225 \text{ V}$$

Una vez sacada la caída de tensión, procederemos al cálculo de la sección del conductor. Para poder calcular esta sección utilizaremos la siguiente ecuación:

$$S_{Zx} = \frac{2 \times L_{Zx} \times I_{\text{mmp},m}}{\Delta V_{\max} \times \sigma_{\text{cu}}}$$

Ecuación 16. Sección del conductor

Y los parámetros que se utilizaremos son:

- S: Sección del conductor (mm²).
- L_{Zx} : Longitud del módulo más alejado de la zona X a la caja de conexión.
- $I_{\text{mmp},m}$: Corriente en el punto de máxima potencia del módulo (A).
- σ_{cu} : Conductividad del cobre (56 mΩ⁻¹).

Como tenemos dos zonas tendremos también dos longitudes mayores.

$$S_{ZA} = \frac{2 \times 200,71 \times 9,23}{9,0225 \times 56} = 7,333 \text{ mm}^2$$

$$S_{ZB} = \frac{2 \times 114,19 \times 9,23}{9,0225 \times 56} = 4,177 \text{ mm}^2$$

Por lo que podemos ver en los cálculos la zona A tiene una sección de 7,333 mm² como esta sección no está normalizada cogeremos la inmediatamente superior que este normalizada en este caso será 10 mm², y en la zona B pasa exactamente lo mismo tenemos una sección de 4,177 mm² como esta no está normalizada, cogeremos la de 6 mm².

II.3.1.2. Criterio térmico.

Para calcular la sección con el criterio térmico, tendremos que multiplicar la corriente de cortocircuito del módulo por 1,25.

$$I_b = 1,25 \times I_{sc,m}$$

Ecuación 17. Intensidad criterio térmico.

Y los parámetros que se van a utilizar son:

- I_b : Corriente máxima del conductor (A).
- $I_{sc,m}$: Corriente de cortocircuito del módulo (A).

$$I_b = 1,25 \times 9,95 = 12,4375 \text{ A}$$

II.3.1.3. Elección del conductor.

Según la tabla A3 de la norma UNE 50618:2015 estas son las intensidades máximas admisibles junto con la sección que corresponde.

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620
Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4). Temperatura máxima del conductor: 120 °C.			
NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.			

Tabla 18. Secciones normalizadas según su intensidad máxima admisible. (une.org)

Como se puede observar en el apartado anterior la intensidad máxima del conductor es de 12,4375 A, tendremos que mirar en la columna de un único cable al aire libre, y con la intensidad antes mencionada escogeríamos el conductor de 1.5 mm², si escogemos esta sección no estaremos cumpliendo con el criterio de caída de tensión, por lo tanto deberemos de guiarnos por las secciones calculadas con el criterio de caída de tensión, por lo tanto para la zona A la sección escogida será de 10 mm² y con una intensidad máxima admisible de 98 A y para la zona B se escogerá la de 6 mm² cuya intensidad máxima admisible será de 70 A.

Una vez ya elegidas las secciones se procederá a comprobar se la caída de tensión de estas secciones es menor que la caída de tensión calculada en el apartado anterior, para ello utilizaremos la siguiente ecuación donde los parámetros elegido son los siguientes:

- S_n : Sección nominal (mm²).
- $\Delta V_{m_{Gx-Cx}}$: Caída de tensión entre el módulo y la caja de conexiones (V).

$$\Delta V_{m \text{ Gx-Cx}} = \frac{2 \times L_{zx} \times I_{mmp,m}}{Sn \times \sigma_{cu}}$$

Ecuación 18. Caída de tensión de la sección.

$$\Delta V_{m \text{ GA-CA}} = \frac{2 \times 200,71 \times 9,23}{10 \times 56} = 6,616 \text{ V}$$

$$\Delta V_{m \text{ GB-CB}} = \frac{2 \times 114,19 \times 9,23}{6 \times 56} = 6,274 \text{ V}$$

Como se puede observar ambas caídas de tensión son menores que la caída de tensión máxima que es de 9,023 V.

Una vez elegidas las secciones, los cables que se deberán de utilizar serán H1Z2Z2-K, ya que son los que la norma UNE antes mencionada obliga a utilizar.

II.3.2. De la caja general al inversor.

Del tramo que va desde la caja de conexión al inversor, la corriente que circulará por ese conductor será DC, estos conductores irán al aire bajo tubo protector sin armadura. En este caso estudiaremos el criterio térmico, y como hemos comentado en el apartado anterior, (II.3.1.2. Criterio térmico), multiplicaremos la corriente de cortocircuito, pero esta vez la del generador por 1,25, y para ello utilizaremos la ecuación 16.

$$I_{bx} = 1,25 \times I_{sc,x}$$

Ecuación 19. Corriente máxima del conductor del generador.

Donde los parámetros que se muestran son los siguientes.

- I_{bx} : Corriente máxima del conductor del generador X (A).
- $I_{sc,x}$: Corriente de cortocircuito del generador X (A).

$$I_{bA} = 1,25 \times 348,25 = 435,313 \text{ A}$$

$$I_{bB} = 1,25 \times 199 = 248,75 \text{ A}$$

Una vez obtenidas ambas intensidades se buscará una sección normalizada, para ello se utilizará la tabla A-3 que hemos mencionado anteriormente. La sección de la zona A será de 120 mm^2 y para la zona B de 50 mm^2 .

Una vez sacados ya estas secciones, calcularemos la caída de tensión en cada zona, con la siguiente ecuación que es la misma que la ecuación 17.

$$\Delta V_{m \text{ C-inv}x} = \frac{2 \times L_{Zx \text{ Gx-Cx}} \times I_{mmp,m}}{S_n \times \sigma_{cu}}$$

Ecuación 20. Caída de tensión inversor.

Donde:

- $\Delta V_{m \text{ C-inv}x}$: Caída de tensión entre la caja de conexión y el inversor (V).
- $L_{Zx \text{ Gx-Cx}}$: Longitud desde la caja de conexión de la zona X hasta el inversor X.
- S_n : Sección normalizada (mm^2).

$$\Delta V_{m \text{ C-inv}A} = \frac{2 \times 56,41 \times 9,23}{120 \times 56} = 0,155 \text{ V}$$

$$\Delta V_{m \text{ C-inv}B} = \frac{2 \times 26,6 \times 9,23}{50 \times 56} = 0,175 \text{ V}$$

Una vez sacada la caída de tensión se deberá de comprobar que la sección de cada zona no supera el 1,5%, para ello utilizaremos la siguiente ecuación, y donde los parámetros que se van a seguir son estos:

- $\Delta V_{mG-\text{inv}x}$: Caída de tensión total desde el módulo más alejado hasta su inversor (%).
- $\Delta V_{m \text{ C-inv}x}$: Caída de tensión entre la caja de conexión y el inversor (V).
- $\Delta V_{m \text{ Gx-Cx}}$: Caída de tensión entre el módulo y la caja de conexiones (V).
- V_{mmp} : Tensión en el punto máxima potencia del generador (V).

$$\Delta V_{mG-\text{inv}x} = \frac{\Delta V_{m \text{ C-inv}x} + \Delta V_{m \text{ Gx-Cx}}}{V_{mmp}}$$

Ecuación 21. Caída de tensión entre la caja de conexión y el inversor.

$$\Delta V_{mG-\text{inv}A} = \frac{6,616 + 0,155}{601,5} = 0,0113 = 1,13\%$$

$$\Delta V_{mG-invB} = \frac{6,274 + 0,175}{601.5} = 0,0107 = 1,07\%$$

Como se puede ver las caídas de tensión de los generadores, el de la zona A es de un 1,13% y de la zona B es de 1,07%, siendo la caída de tensión permitida de un 1,5%.

II.3.3. Del inversor al cuadro de baja tensión.

Para el dimensionado del conductor que va desde el inversor al cuadro de baja tensión tenemos que tener en cuenta que ahora la corriente es AC. Para realizar los cálculos necesarios para el dimensionado del conductor, seguiremos el reglamento de baja tensión en especial la ITC-BT-40 “Instalaciones generadoras de baja tensión”. Según dicta esta ITC la conexión de los cables tienen que estar dimensionados para aguantar una intensidad de 125% de la intensidad máxima del generador, y la caída de tensión entre el generador, en el presente proyecto el inversor, y el punto de interconexión a la red no puede ser mayor del 1,5% de la intensidad nominal. Para poder cumplir con estos criterios tendremos que dividir la sección en dos tramos, el primer tramo que va del inversor a una caja de conexiones será de cobre, y de la caja de conexiones al cuadro de baja tensión se realizará de aluminio, ambas secciones irán canalizadas bajo tubo y subterráneamente.

Para dimensionar los conductores se deberá tener en cuenta los criterios de caída de tensión y el criterio térmico, una vez calculados se escogerá el más restrictivo.

II.3.3.1. Caída de tensión.

II.3.3.1.1. Desde la caja de conexión hasta el cuadro de baja.

Para dimensionar la sección del conductor que conecta el inversor con el cuadro de baja tensión deberemos tener en cuenta que disponemos de 2 inversores de las mismas características. Para poder calcular la intensidad del inversor deberemos utilizar la siguiente ecuación:

$$I_{inv} = \frac{P_{ac}}{\sqrt{3} \times V_{ac} \times \cos \rho}$$

Ecuación 22. Corriente del inversor.

Y los parámetros que vamos a utilizar son:

- I_{inv} : Corriente proporcionada por el inversor (A).
- P_{ac} : Potencia activa del inversor en AC (W).
- V_{ac} : Tensión del inversor en AC (V).
- $\cos \rho$: Factor de potencia del inversor.

Para calcular la intensidad total deberemos de multiplicar la corriente del inversor por el número de inversores.

$$I_{inv} = \frac{200000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,9} = 320,75 \text{ A}$$
$$I_{total} = 2 \times 320,75 = 641,50 \text{ A}$$

Una vez calculada la intensidad total que proporcionan los inversores, procederemos a dimensionar el conductor, para ello tendremos que utilizar las longitudes virtuales, y para ello utilizaremos la siguiente ecuación.

$$\lambda_{CG-CBT} = \frac{I_{inv} \times (L_{ZA \text{ CA-CG}} + L_{ZB \text{ CB-CG}} + 2 \times L_{CG-CT} + 2 \times L_{CT-CBT})}{I_{total}}$$

Ecuación 23. Longitud virtual desde caja general hasta el cuadro de baja tensión.

Donde:

- λ_{CG-CBT} : Longitud virtual desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (m).
- $L_{ZA \text{ CA-CG}}$: Longitud desde el inversor A hasta la caja de conexión general (m).
- $L_{ZB \text{ CB-CG}}$: Longitud desde el inversor B hasta la caja de conexión general (m).
- L_{CG-CT} : Longitud desde la caja de conexiones generales hasta el centro de transformación (m).
- L_{CT-CBT} : Longitud desde el centro de transformación hasta el cuadro de baja tensión (m).

$$\lambda_{CG-CBT} = \frac{320,72 \times (8,34 + 6,71 + 2 \times 29,61 + 2 \times 1)}{641,50} = 38,17 \text{ m}$$

La caída de tensión deberá de estar en torno a 1.5% de la tensión del inversor, y para ello usaremos la siguiente ecuación.

$$\Delta V_{\max CG-CBT} = 0,015 \times V_{AC}$$

Ecuación 24. Tensión máxima entre la caja general y el cuadro de baja tensión.

Donde:

- $\Delta V_{\max CG-CBT}$: Tensión máxima que tiene que soportar el conductor desde el cuadro general hasta el cuadro de baja tensión (V).
- V_{AC} : Tensión del inversor en AC (V).

$$\Delta V_{\max CG-CBT} = 0,015 \times 400 = 6 \text{ V}$$

Una vez sacadas la longitud virtual y la tensión máxima, procederemos a calcular la sección que deberemos utilizar con la siguiente ecuación:

$$S_{CG-CBT} = \frac{\sqrt{3} \times \lambda_{CG-CBT} \times I_{\text{total}} \times \cos \rho}{\Delta V_{\max CG-CBT} \times \sigma_{AL}}$$

Ecuación 25. Sección entre la caja general y el cuadro de baja tensión.

Y los parameros a utilizar son:

- S_{CG-CBT} : Sección del conductor desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (mm^2).
- σ_{AL} : Conductividad del aluminio ($35 \text{ m}\Omega^{-1}$).

$$S_{CG-CBT} = \frac{\sqrt{3} \times 38,17 \times 641,56 \times 0,9}{6 \times 35} = 181,78 \text{ mm}^2$$

Al realizar el cálculo podemos ver que nos sale una sección de $181,78 \text{ mm}^2$, al no ser una sección normalizada tendremos que coger la inmediatamente la más próxima por encima, en este caso será de 185 mm^2 .

Una vez sacada la sección, tendremos que comprobar si la caída de tensión que nos sale con la sección normalizada es menor de 6 V, con la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{CG-CBT} = \frac{\sqrt{3} \times \lambda_{CG-CBT} \times I_{total} \times \cos \rho}{S_{nCG-CBT} \times \sigma_{AL}}$$

Ecuación 26. Caída de tensión entre la caja general y el cuadro de baja tensión.

Y los parámetros son:

- ΔV_{CG-CBT} : Caída de tensión desde el cuadro general hasta el cuadro de baja tensión (V).
- $S_{nCG-CBT}$: Sección normalizada del conductor desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (mm²).

$$\Delta V_{CG-CBT} = \frac{\sqrt{3} \times 38,17 \times 641,56 \times 0,9}{185 \times 35} = 5,869 \text{ V}$$

Como podemos observar, aunque la caída de tensión es menor que la caída de tensión máxima que es de 6 V, por motivos de seguridad al estar muy próximo a este valor, se cogerá la siguiente sección normalizada, que este caso es de 240mm².

$$\Delta V_{CG-CBT} = \frac{\sqrt{3} \times 38,17 \times 641,56 \times 0,9}{240 \times 35} = 4,544 \text{ V}$$

Como podemos ver ahora la caída de tensión con este nuevo conductor ha bajado a 4,544 V.

Si queremos utilizar una sección de cobre en vez de aluminio se realizarían los mismos cálculos, solo tendríamos que cambiar la conductividad del cable, que en vez de ser de 35 será de 56, al realizar este cambio la sección del conductor cambia a 120 mm², con una caída de tensión de 5,68 V sería menor que la máxima, pero por motivo de seguridad se subiría la sección a 150 mm², donde la caída de tensión sería la misma que podemos ver en con la sección de aluminio.

II.3.3.1.2. Del inversor a la caja general.

Para realizar los cálculos para dimensionar la sección cogeremos el inversor B, por ser el más alejado de la caja general, esta distancia será de 8,34 m. Una vez que tenemos claro la distancia calcularemos la caída de tensión con la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{\max \text{ inv-CG}} = \Delta V_{\max \text{ CG-CBT}} - \Delta V_{\text{CG-CBT}}$$

Ecuación 27. Caída de tensión del inversor hasta la caja general.

Estos datos los obtenemos del apartado anterior, (II.3.3.1.1), y obtenemos la caída de tensión máxima entre el inversor y la caja general.

$$\Delta V_{\max \text{ inv-CG}} = 6 - 4,544 = 1,456 \text{ V}$$

Una vez obtenida esta caída de tensión máxima, dimensionaremos el conductor.

$$S_{\text{inv-CG}} = \frac{\sqrt{3} X L_{\text{ZB CB-CG}} X I_{\text{inv}} X \cos \rho}{\Delta V_{\max \text{ inv-CG}} X \sigma_{\text{cu}}}$$

Ecuación 28. Sección del inversor y la caja general.

Donde los parámetros son:

- $S_{\text{inv-CG}}$: Sección del inversor hasta la caja general (mm^2).
- $L_{\text{ZB CB-CG}}$: Longitud desde el inversor B hasta la caja de conexión general (m).
- $\Delta V_{\max \text{ inv-CG}}$: Tensión máxima desde el inversor hasta la caja general (V).

$$S_{\text{inv-CG}} = \frac{\sqrt{3} X 8,34 X 320,75 X 0,9}{1,456 X 56} = 51,14 \text{ mm}^2$$

Como podemos ver nos sale una sección de $51,14 \text{ mm}^2$, al no estar normalizado cogeremos una superior, en este caso será 70 mm^2 .

Una vez obtenida la sección normalizada calcularemos la caída de tensión.

$$\Delta V_{\text{inv-CG}} = \frac{\sqrt{3} X L_{\text{ZB CB-CG}} X I_{\text{inv}} X \cos \rho}{S_{\text{inv-CG}} X \sigma_{\text{cu}}}$$

Ecuación 29. Caída de tensión entre el inversor y la caja general.

Donde:

- $\Delta V_{\text{inv-CG}}$: Tensión desde el inversor hasta la caja general (V).
- $S_{\text{inv-CG}}$: Sección normalizada del inversor hasta la caja general (mm^2).

$$\Delta V_{\text{inv-CG}} = \frac{\sqrt{3} \times 8.34 \times 320,75 \times 0,9}{70 \times 56} = 1,064 \text{ V}$$

Como se puede observar la caída de tensión del conductor seleccionado es menor que la caída de tensión máxima.

$$1,064 \text{ V} < 1,456 \text{ V}$$

II.3.3.1.3. De la caja general al cuadro de protección de los puntos de recarga.

Para poder hacer este dimensionado tendremos que ver cuál es la distancia que hay entre la caja general y el cuadro de protecciones de los puntos de recarga, en este caso se encuentran uno enfrente de otro y la distancia entre ambos es de 10,7 m.

Una que sabemos la distancia que hay entre ambos, calcularemos una longitud virtual con la siguiente ecuación.

$$\lambda_{\text{CG-CePR}} = \frac{I_{\text{inv}} \times (L_{\text{ZA CA-CG}} + L_{\text{ZB CB-CG}} + 2 \times L_{\text{CG-CePR}})}{I_{\text{total}}}$$

Ecuación 30. Longitud virtual de la caja general hasta el cuadro de protecciones de los puntos de recarga.

Donde:

- $\lambda_{\text{CG-CBT}}$: Longitud virtual desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (m).
- $L_{\text{ZA CA-CG}}$: Longitud desde el inversor A hasta la caja de conexión general (m).
- $L_{\text{ZB CB-CG}}$: Longitud desde el inversor B hasta la caja de conexión general (m).
- $L_{\text{CG-CePR}}$: Longitud desde la caja de conexiones generales hasta el centro de transformación (m).

$$\lambda_{\text{CG-CBT}} = \frac{320,72 \times (8,34 + 6,71 + 2 \times 10,7)}{641,50} = 18,22 \text{ m}$$

Una vez sacadas la longitud virtual y la tensión máxima del apartado anterior, procederemos a calcular la sección que deberemos utilizar con la siguiente ecuación:

$$S_{\text{CG-CePR}} = \frac{\sqrt{3} \times \lambda_{\text{CG-CePR}} \times I_{\text{total}} \times \cos \rho}{\Delta V_{\text{max CG-CePR}} \times \sigma_{\text{CU}}}$$

Ecuación 31. Sección entre la caja general y el cuadro de baja tensión.

Y los parámetros a utilizar son:

- $S_{CG-CePR}$: Sección del conductor desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (mm^2).
- σ_{CU} : Conductividad del cobre ($\text{m}\Omega^{-1}$).

$$S_{CG-CBT} = \frac{\sqrt{3} \times 18,22 \times 641,56 \times 0,9}{6 \times 56} = 54,23 \text{ mm}^2$$

Como la sección que nos sale no está normalizado, tendremos que coger una normalizada, en este caso la normalizada es de 70 mm^2

Para comprobar que esta sección es la correcta utilizaremos la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{CG-CePR} = \frac{\sqrt{3} \times \lambda_{CG-CePR} \times I_{\text{total}} \times \cos \rho}{S_{nCG-CePR} \times \sigma_{CU}}$$

Ecuación 32. Caída de tensión entre la caja general y el cuadro de baja tensión.

Y los parámetros son:

- $\Delta V_{CG-CePR}$: Caída de tensión desde el cuadro general hasta el cuadro de protecciones de los puntos de recarga (V).
- $S_{nCG-CePR}$: Sección normalizada del conductor desde la caja hasta el cuadro de protecciones de los puntos de recarga (mm^2).

$$\Delta V_{CG-CePR} = \frac{\sqrt{3} \times 18,22 \times 641,56 \times 0,9}{70 \times 56} = 4,65 \text{ V}$$

Como podemos observar, caída de tensión es menor que la caída de tensión máxima que es de 6 V, por lo tanto, el conductor es el adecuado.

II.3.3.1.4. Del cuadro de protección de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga.

Para realizar este cálculo tendremos que coger el punto de recarga más alejado, que en este caso se encuentra a 127,53 m.

Para poder dimensionar el conductor primero tendremos obtener la intensidad del punto de recarga, según el catálogo del fabricante, (que se puede consultar en el Anexo

V, en el punto V.3), la corriente de salida puede encontrarse entre 6 y 32 A, en este caso cogeremos la intensidad de 32 A por ser la mayor.

Para la caída de tensión según la ITC-BT-52.” Instalaciones con fines especiales: Infraestructura de recarga para el vehículo eléctrico”, será de un 5%, por consiguiente, la caída de tensión máxima se calculará con la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{\max \text{ CePR-ePR}} = 0,005 \times V_{AC}$$

Ecuación 33. Tensión máxima entre la caja general y el cuadro de baja tensión.

Donde:

- $\Delta V_{\max \text{ CePR-ePR}}$: Tensión máxima que tiene que soportar el conductor desde el cuadro protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga. (V).
- V_{AC} : Tensión del inversor en AC (V).

$$\Delta V_{\max \text{ CePR-ePR}} = 0,005 \times 400 = 20 \text{ V}$$

Una vez que conocemos la intensidad del poste y la caída de tensión máxima procederemos a calcular la sección del conductor, para ello deberemos utilizar con la siguiente ecuación:

$$S_{\text{CePR-ePR}} = \frac{\sqrt{3} \times L_{\text{CePR-ePR}} \times I_{\text{poste}} \times \cos \rho}{\Delta V_{\max \text{ CG-CePR}} \times \sigma_{CU}}$$

Ecuación 34. Sección del conductor del cuadro de protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga.

Donde:

- $S_{\text{CG-CePR}}$: Sección del conductor desde la caja general hasta el cuadro de baja tensión (mm^2).
- σ_{CU} : Conductividad del cobre ($\text{m}\Omega^{-1}$).
- I_{poste} : Intensidad del poste (A).

$$S_{\text{CG-CBT}} = \frac{\sqrt{3} \times 127,53 \times 32 \times 0,9}{20 \times 56} = 5,68 \text{ mm}^2$$

Al salirnos una sección no normalizada, tendremos que coger la sección normalizada que esté por encima de la que nos ha salido, en este caso será de 6 mm^2 .

Una vez dimensiona el conductor procederemos a comprobar si este conductor cumple, para ello calcularemos su caída de tensión y si es menor del 20 V cumple, para este fin utilizaremos la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{CG-CePR} = \frac{\sqrt{3} \times L_{CePR-ePR} \times I_{poste} \times \cos \rho}{S_{nCG-CePRG-Cepr} \times \sigma_{CU}}$$

Ecuación 35. Caída de tensión del cuadro de protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga.

Y los parámetros son:

- $\Delta V_{CG-CePR}$: Caída Tensión que tiene que soportar el conductor desde el cuadro protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga. (V).
- $S_{nCG-CePR}$: Sección normalizada del conductor desde el cuadro protecciones de los puntos de recarga hasta los puntos de recarga (mm²).

$$\Delta V_{CG-CePR} = \frac{\sqrt{3} \times 127,53 \times 32 \times 0,9}{6 \times 56} = 18,933 \text{ V}$$

Como podemos observar, caída de tensión es menor que la caída de tensión máxima que es de 20 V, por lo tanto, el conductor es el adecuado.

II.3.3.1.5. Comprobación de la tensión.

Una vez realizados todos los cálculos procederemos a calcular la caída de tensión, esta no deberá de sobrepasar el 1,5%. Una que sabemos esto procederemos a calcular la caída de tensión con esta ecuación.

$$\Delta V_{inv-CBT} = \frac{\Delta V_{inv-CG} + \Delta V_{CG-CBT}}{V_{AC}}$$

Ecuación 36. Caída de tensión entre el inversor y el cuadro de baja tensión.

Donde:

- $\Delta V_{inv-CBT}$: Caída de tensión entre el inversor y el cuadro de baja tensión.

$$\Delta V_{\text{inv-CBT}} = \frac{1,064 + 4,544}{641,5} = 0,0087 = 0,87\%$$

Como se puede observar el valor de la caída de tensión entre el inversor y el cuadro de baja tensión es menor.

$$0,87\% < 1,5 \, \%.$$

II.3.3.2. Criterio térmico.

Una vez calculadas las secciones por el método de la caída de tensión, ahora se procederá a hacerlo por el criterio térmico, para ello deberemos de corregir la corriente máxima para poder dimensionar el conductor.

Para ello deberemos de utilizar la ITC-BT-07 “Redes subterráneas para distribución en baja tensión”.

Los conductores seleccionados tendrán un aislamiento de XLPE, ya que con este tipo de aislamiento podemos tener una sección menor de conductor, con una mayor intensidad máxima admisible.

Los factores que tendremos que utilizar son los siguientes:

- Tipo de instalación: Al ser instalaciones bajo tubo, el factor de corrección K1 será de 0,8.
- Temperatura del terreno:

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 19. Factor de corrección F, para temperatura del terreno. (boe.es)

- Resistividad del terreno:

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K. m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 20. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K. m/W.(boe.es)

- Separación entre cables:

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 21. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares. (boe.es)

- Profundidad de la instalación:

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 22. Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. (boe.es)

II.3.3.2.1. Desde el inversor a la caja general.

Para calcular la corriente máxima que va a circular desde el inversor a la caja general, tendremos que multiplicar por 1,25 la intensidad del inversor.

$$I_{\text{max inv-CG}} = 1,25 \times I_{\text{inv}}$$

Ecuación 37. Intensidad máxima entre el inversor y la caja general.

$$I_{\text{max inv-CG}} = 1,25 \times 320,75 = 400,94 \text{ A}$$

Una vez obtenida la corriente máxima entre el inversor y la caja general, procederemos a calcularlo la corriente corregida.

Para calcular la corriente corregida tendremos que tener en cuenta, que el conductor no ira bajo tubo y, pero si enterrado, el motivo de esto es poder instalar una sección menor de cable, y que al ser dos inversores se tendrá una separación entre ambos conductores, por tanto, los factores de corrección que tendremos que usar son:

- K2: 0,92, por ser la temperatura de funcionamiento es de 35° y el aislamiento es XLPE.
- K3: 0,99, por tener una profundidad de 0,8 m.
- K4: 0,89, para una separación entre conductores de 0,25 m.

Una vez sacada la corriente máxima entre el inversor y la caja general, y los factores de corrección, procederemos a sacar la corriente máxima corregida, y para ello utilizaremos la siguiente ecuación:

$$I_{\text{max inv-CG Corregida}} = \frac{I_{\text{max inv-CG}}}{K2 \times K3 \times K4}$$

Ecuación 38. Corriente máxima corregida del inversor y la caja general.

Donde los parámetros que vamos a utilizar son:

- $I_{\text{max inv-CG Corregida}}$: Corriente máxima entre el inversor y la caja general corregida (A).
- $I_{\text{max inv-CG}}$: Corriente máxima entre el inversor y la caja general (A).

$$I_{\text{max inv-CG Corregida}} = \frac{400,94}{0,92 \times 0,99 \times 0,89} = 494,61 \text{ A}$$

Una vez sacada la corriente máxima corregida, miraremos en la tabla de la ITC-BT-07.

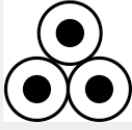
Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	–	–	–
630	885	870	770	–	–	–

Tabla 23. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente). (boe.es)

Como podemos ver en la tabla 18, la sección del conductor que debemos de seleccionar es de 240 mm².

II.3.3.2.2. De la caja general al cuadro de baja tensión.

Para dimensionar el conductor que va desde la caja general al cuadro de baja tensión bajo el criterio térmico, tendremos que sumar la corriente nominal de cada inversor y aplicarle los factores de corrección. Los factores de corrección que vamos a utilizar son:

- K2: 0,92, por ser la temperatura de funcionamiento es de 35° y el aislamiento es XLPE.
- K3: 0,99, por tener una profundidad de 0,8 m.

Una vez seleccionados los factores de corrección, calcularemos la corriente máxima que va desde el cuadro general hasta el cuadro de baja tensión corregidos, y para ello utilizaremos la siguiente ecuación.

$$I_{\max \text{GB-CBT Corregida}} = \frac{I_{\max \text{CG-CBT}}}{K2 \times K3}$$

Ecuación 39. Corriente máxima corregida entre la caja general y el cuadro de baja tensión.

Donde los parámetros que vamos a utilizar son:

- $I_{\max \text{CG-CBT Corregida}}$: Corriente máxima entre la caja general y el cuadro de baja tensión corregida (A).
- $I_{\max \text{CG-CBT}}$: Corriente máxima entre la caja general y el cuadro de baja tensión corregida (A).

$$I_{\max \text{inv-CG Corregida}} = \frac{801,875}{0,92 \times 0,99} = 880,41 \text{ A}$$

Como podemos observar la corriente corregida no aparece en la tabla de aluminio, tendremos que separar los conductores para repartir la carga.

Para ello deberemos añadir otro factor de corrección:

- $K4$: 0.89, para una separación entre conductores de 0.25 m.

$$I_{\max \text{inv-CG Corregida}} = \frac{400,9375}{0,92 \times 0,99 \times 0,89} = 494,61 \text{ A}$$

Una vez sacada la intensidad máxima se procederá a buscar una sección, en la siguiente tabla.

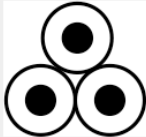
Sección nominal mm²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
						
	Tipo de aislamiento					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	—	—	—
630	690	680	600	—	—	—

Tabla 24. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de aluminio en instalación enterrada (servicio permanente). (boe.es)

Como se puede observar la sección normalizada para esta intensidad es de 240 mm² en aluminio. Si miramos ahora la tabla 18, podremos utilizar solo un conductor de cobre, y la sección normalizada en cobre sería de 630 mm².

II.3.3.2.3. De la caja general al cuadro de protección de los puntos de recarga.

Para calcular la sección que va desde la caja general al cuadro de protección de los puntos de recarga, tendremos que utilizar los mismos parámetros y la misma ecuación que en el apartado anterior:

- K2: 0,92, por ser la temperatura de funcionamiento es de 35° y el aislamiento es XLPE.
- K3: 0,99, por tener una profundidad de 0,8 m.
- K4: 0,89, para una separación entre conductores de 0,25 m.

$$I_{\text{max CG-CePR Corregida}} = \frac{I_{\text{max CG-CePr}}}{K2 \times K3 \times K4}$$

Ecuación 40. Corriente máxima entre la caja general y cuadro de protecciones de los puntos de recarga.

Donde los parámetros que vamos a utilizar son:

- $I_{\max CG-CePR \text{ Corregida}}$: Corriente máxima entre la caja general al cuadro de protección de los puntos de recarga corregida (A).
- $I_{\max CG-CePR}$: Corriente máxima entre la caja general al cuadro de protección de los puntos de recarga (A).

$$I_{\max CG-CePR \text{ Corregida}} = \frac{400,94}{0,92 \times 0,99 \times 0,89} = 494,614 \text{ A}$$

Una vez secada la corriente máxima corregida, iremos a la tabla 18 donde la sección que nos sale es de 240 mm^2 .

II.3.3.2.3. Del cuadro de protección de los puntos de recarga a los puntos de recarga.

Para calcular la sección de este conductor tendremos que utilizar la intensidad máxima que puede soportar el poste de recarga, en este caso la intensidad máxima es de 32 A, y los factores de corrección que deberemos de utilizar serán los siguientes:

- K1: 0,8, por ser bajo tubo según el punto 3.1.3 de la ITC-BT-07.
- K2: 0,92, por ser la temperatura de funcionamiento es de 35° y el aislamiento es XLPE.
- K3: 0,99, por tener una profundidad de 0.8 m.
- K4: 0,47, Para 12 ternas de la zanja y sin separación entre cables o ternos.
-

$$I_{\max CePR-ePR \text{ Corregida}} = \frac{I_{\max CePr-ePR}}{K1 \times K2 \times K3 \times K4}$$

Ecuación 41. Corriente máxima entre la caja general y cuadro de protecciones de los puntos de recarga.

Donde los parámetros que vamos a utilizar son:

- $I_{\max CePR-ePR \text{ Corregida}}$: Corriente máxima entre el cuadro de protección de los puntos de recarga a los puntos de recarga (A).
- $I_{\max CePR-ePR}$: Corriente máxima entre Del cuadro de protección de los puntos de recarga a los puntos de recarga (A).

$$I_{\text{max CG-CePR Corregida}} = \frac{32}{0,8 \times 0,92 \times 0,99 \times 0,47} = 93,441 \text{ A}$$

Una vez secada la corriente máxima corregida, iremos a la tabla 18 donde la sección que nos sale es de 10 mm².

II.3.3.3. Elección del conductor.

Una vez ya realizado los cálculos por el criterio térmico y por caída de tensión, procederemos a escoger cual es la sección más adecuada, para ello se seleccionará la sección de mayor tamaño.

Para hacer un correcto dimensionado por el criterio térmico, tendremos que comprobar si la corriente máxima de las secciones normalizados que hemos seleccionado, son menor que la corriente máxima.

II.3.3.3.1. Del inversor a la caja general.

En este tramo tenemos dos secciones, con la caída de tensión son sale una sección de 70 mm², y con el criterio térmico de 240 mm², por consiguiente, cogeremos la sección 240 mm² y esta debe ser de CU RV 0,6/1 kV.

El conductor seleccionado deberá aguantar una intensidad de 494,61 A. Para ello se realizará una comprobación con la siguiente ecuación:

$$I_{\text{inv-CG}} = I_n \times K2 \times K3 \times K4$$

Ecuación 42. Comprobación entre el inversor y la caja de conexiones.

Donde:

- I_n : Corriente de la sección normalizada (A).
- $I_{\text{inv-CG}}$: Corriente entre el inversor y la caja de conexiones (A).

$$I_{\text{inv-CG}} = 550 \times 0,92 \times 0,99 \times 0,89 = 445,84 \text{ A}$$

Como podemos observar el conductor puede soportar la corriente entre el inversor y la caja general.

II.3.3.3.2. De la caja general al cuadro de baja tensión.

En este tramo tenemos dos secciones, con la caída de tensión son sale una sección de 240 mm² en aluminio y en cobre es de 150 mm², y con el criterio térmico de 500 mm² y en cobre es de 300 mm². Por consiguiente, cogeremos la sección 300 mm² y esta debe ser de CU RV 0,6/1 kV ya que será el más económico.

El conductor seleccionado deberá aguantar una intensidad máxima de 400,94 A. Para ello se realizará una comprobación con la siguiente ecuación:

$$I_{CG-CBT} = I_n \times K2 \times K3 \times K4$$

Ecuación 43. Corriente entre la caja general y el cuadro de baja tensión.

Donde:

- I_n : Corriente de la sección normalizada (A).
- I_{CG-CBT} : Corriente entre la caja general al cuadro de baja tensión (A).

$$I_{CG-cbt} = 550 \times 0,92 \times 0,99 \times 0,89 = 445,84 \text{ A}$$

Como podemos observar el conductor puede soportar la corriente entre la caja general al cuadro de baja tensión.

II.3.3.3.3. De la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga.

En este tramo tenemos dos secciones, con la caída de tensión son sale una sección de 70 mm² en cobre, y con el criterio térmico de 300 mm² en cobre. Por consiguiente, cogeremos la sección 300 mm² y esta debe ser de CU RV 0,6/1 kV.

El conductor seleccionado deberá aguantar una intensidad máxima de 400,94 A. Para ello se realizará una comprobación con la siguiente ecuación:

$$I_{CG-CePR} = I_n \times K2 \times K3 \times K4$$

Ecuación 44. Corriente de la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga.

Donde:

- I_n : Corriente de la sección normalizada (A).
- $I_{CG-CePR}$: Corriente entre la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga (A).

$$I_{CG-CePR} = 550 \times 0,92 \times 0,99 \times 0,89 = 445,84 \text{ A}$$

Como podemos observar el conductor puede soportar la corriente entre de la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga.

II.3.3.3.4. Del cuadro de protecciones de los puntos de recarga al punto de recarga.

En este tramo tenemos dos secciones, con la caída de tensión son sale una sección de 6 mm^2 en cobre, y con el criterio térmico de 10 mm^2 en cobre. Por consiguiente, cogeremos la sección 10 mm^2 y esta debe ser de CU RV 0,6/1 kV.

El conductor seleccionado deberá aguantar una intensidad máxima de 93,441 A. Para ello se realizará una comprobación con la siguiente ecuación:

$$I_{CePR-ePR} = I_n \times K1 \times K2 \times K3 \times K4$$

Donde:

- I_n : Corriente de la sección normalizada (A).
- $I_{CePR-ePR}$: Corriente entre el cuadro de protecciones de los puntos de recarga al punto de recarga (A).

$$I_{CG-CePR} = 96 \times 0,8 \times 0,92 \times 0,99 \times 0,47 = 32,876 \text{ A}$$

Como podemos observar el conductor puede soportar la corriente entre el cuadro de protecciones de los puntos de recarga al punto de recarga.

II.3.3.4 Canalización.

Para la canalización tendremos que utilizar la ITC-BT-20 “Instalaciones interior o receptor. Sistema de instalación”, y se utilizaran las siguientes tablas.

Conductores y cables		Sistemas de instalación							
		Sin fijación	Fijación directa	Tubos	Canales y molduras	Conductos de sección no circular	Bandejas de escalera Bandejas soportes	Sobre aisladores	Con fiador
Conductores desnudos		–	–	–	–	–	–	+	–
Conductores aislados		–	–	+	*	+	–	+	–
Cables con cubierta	Multipolares	+	+	+	+	+	+	0	+
	Unipolares	0	+	+	+	+	+	0	+
+: Admitido									
–: No admitido									
0: No aplicable o no utilizado en la práctica									
*: Se admiten conductores aislados si la tapa sólo puede abrirse con un útil o con una acción manual importante y la canal es IP 4X o IP XXD									

Tabla 25. Elección de las canalizaciones. (boe.es)

Situaciones		Sistemas de instalación							
		Sin fijación	Fijación directa	Tubos	Canales y molduras	Conductos de sección no circular	Bandejas de escalera Bandejas soportes	Sobre aisladores	Con fiador
Huecos de la construcción	accesibles	+	+	+	+	+	+	–	0
	no accesibles	+	0	+	0	+	0	–	–
Canal de obra		+	+	+	+	+	+	-	–
Enterrados		+	0	+	–	+	0	–	–
Empotrados en estructuras		+	+	+	+	+	0	–	–
En montaje superficial		–	+	+	+	+	+	+	–
Aéreo		–	–	(*)	+	–	+	+	+
+: Admitido									
–: No admitido									
0: No aplicable o no utilizado en la práctica									
(*): No se utilizan en la práctica salvo en instalaciones cortas y destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida									

Tabla 26. Situación de las canalizaciones. (boe.es)

Como se va a utilizar conductores unipolares se ha optado por una canalización bajo tubo enterrado para el conductor que va hacia los puntos de recarga, siendo esto

conforme a la ITC-BT-21 “Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectoras”, y a sus características mínimas que serán:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N / 450 N / 750 N
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos $D \geq 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada
Notas: NA : No aplicable (*) Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal		

Tabla 27. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. (boe.es)

Considerándose que el suelo tendrá que soportar el peso de los vehículos, se considerara un suelo pesado, por tanto, se necesitara una resistencia a la compresión de 750N.

Para obtener el diámetro del tubo se utilizará una tabla de la ITC-BT-21, el tubo seleccionado deberá de permitir un fácil alojamiento y extracción de los conductores, por lo tanto, seleccionaremos un diámetro superior al que muestra la tabla.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	–

Tabla 28. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. (boe.es)

Como el único conductor que ira bajo tubo será el antes mencionado y su sección es de 10 mm², el diámetro de tubo que correspondería con 10 conductores será al de 75 mm, pero en este caso se cogerá el de 90 mm por los motivos antes mencionados.

Con respecto a las zanjas por donde irán los conductores, tendremos dos situaciones distintas unos para los conductores que no irán bajo tubo y el que si ira bajo tubo.

Para los conductores que no irán bajo tubo tendremos que seguir la ITC-BT-07, el apartado 2.1.1. Directamente enterrados, esta instrucción nos indica:

- La profundidad del conductor tendrá que ser como mínimo de 0,80 m en calzada, o de 0,6 m en acera.
- La zanja donde se colocarán los conductores deberá ser lisa y sin aristas vivas, cantos, piedras, etc... En la zanja se verterá una capa de arena de mina o de río lavada de un espesor mínimo 0,05 m donde irán colocados los conductores. Por encima del conductor se verterá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas tendrán que cubrir el ancho de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0.05 m entre los conductores y las paredes de la zanja.
- Por encima de la arena todos los conductores se les colocara una protección mecánica como pueden ser, una loseta de hormigón, una placa protectora de plástico, ladrillos o rasillas colocadas transversalmente. Podrá admitirse el empleo de otras protecciones mecánicas equivalentes. Se colocará también una cinta de señalización que advierta

de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.

- Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.

Y para la canalización entubada tendremos que seguir la ITC-BT-07 el apartado 2.1.2. En canalizaciones entubadas. Este apartado dice que se tendrá que seguir las especificaciones de la ITC-BT-21 conforme dice la tabla 23 de este anexo, también especifica dicho apartado que se deberá de evitar, en la manera de lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los lugares donde se produzca y para facilitar la manipulación de los conductores se instalará una arqueta con tapa, registrable o no. Para facilitar el tendido de los conductores, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, con una distancia máxima entre arquetas de 40 m. Esta separación se podrá variar de forma razonable, en función de las derivaciones, cruces u otros condicionantes. En la entrada de las arquetas, los tubos de los conductores deberán de estar sellados para evitar la entra de agua o roedores.

II.4. Protecciones.

El conjunto del sistema estará conectado a un sistema flotante, con este sistema garantizamos una mejor protección para los equipos y las personas, todo estará conectado a tierra.

II.4.1. Sobreintensidades.

II.4.1.1. Limitación de sobreintensidad

Se ha decidido instalar un inversor que sea incapaz de alimentar a inversa, con esto evitaremos la instalación de baterías, también se conectaran a tierra las masas metálicas tanto de los módulos, las estructuras y los puntos de recarga, todo ello para protegerlos contra las posibles sobreintensidades.

II.4.1.2. Desconexión automática.

Se instalará un interruptor automático con el propósito de proteger las partes activas del sistema por consecuencia de una sobreintensidad. Esta protección se conectará al sistema de monitorización IMD, y todas las masas deberán estar conectadas a tierra.

Esta protección se colocará a la salida de cada generador y se conectará en serie en cada rama.

Los interruptores tendrán que cumplir con los siguientes criterios:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_b \leq 1,45 \times I_z$$

Ecuación 45. Corriente mínima.

$$I_2 = 1,30 \times I_n$$

Ecuación 46. Corriente actuación.

Y estas corrientes son:

- I_n : Corriente asignada del interruptor (A).
- I_z : Corriente admisible para la sección elegida (A).
- I_2 : Corriente que asegura la actuación del interruptor (A).

La intensidad I_b se ha obtenido en el apartado anterior de este anexo. Y la intensidad I_z será de la tabla 13 de este anexo.

Tendremos que calcular dos interruptores automáticos, ya que cada generador tendrá una intensidad distinta.

Zona A	
Sección (mm ²)	10
I_b (A)	12,44
I_z (A)	98
I_n (A)	16
I_2 (A)	20,8

Tabla 29. Intensidad del generador de la Zona A.

Zona B	
Sección (mm²)	6
I_b (A)	12,44
I_z (A)	70
I_n (A)	16
I₂ (A)	20,8

Tabla 30. Intensidad del generador de la Zona B.

Como podemos observar ambos generadores tendrán un interruptor automático de 16 A.

Ahora lo calcularemos a la salida del generador.

Zona A	
Sección (mm²)	120
I_b (A)	435,313
I_z (A)	488
I_n (A)	630
I₂ (A)	819

Tabla 31. Intensidad a la salida del generador de la Zona A.

Zona B	
Sección (mm²)	50
I_b (A)	248,75
I_z (A)	276
I_n (A)	250
I₂ (A)	325

Tabla 32. Intensidad a la salida del generador de la Zona B.

Como podemos observar en la tabla 26 y la tabla 27, en la zona A tendremos un interruptor automático de 630 A y en la zona B 230 A.

Para la protección contra la sobre intensidad en lo puntos de recarga, se utilizara como nos indica la ITC-BT-52, en su apartado de protección contra la sobreintensidades, que al tratarse de una instalación para recargas del modo 3, para la selección del

interruptor automático se puede utilizar como referencia la documentación del fabricante del poste, en el caso del presente proyecto el poste elegido es de la empresa Wallboxok, y esta nos indica que se deberá de instalar una protección de 32 A, que es la máxima que puede soportar.

A continuación, con la potencia del inversor, la tensión de vacío, la tensión en el punto de máxima potencia y la corriente DC de ambos generadores, todos estos datos los podemos consultar en el anexo V: Catálogo, estos serán utilizados para dimensionar el sistema de sobrecargas, para sus características resistivas se tendrá que cumplir con la siguiente igualdad:

$$1,5 \times R_{an} \leq R_{ISO}$$

Ecuación 47. Resistencia del aislamiento.

Donde:

- R_{an} : Características resistivas para el IMD (Ω).
- R_{ISO} : Resistencia del aislamiento (Ω).

El valor que tendrá la resistencia del aislamiento tendrá que ser hasta de 1 M Ω , según la norma UNE-EN-62446-1:2017, con el fin de proteger los conductores y los módulos fotovoltaicos frente a sobrecargas.

La protección de cortacircuitos se calculará utilizando la corriente máxima, esta se obtendrá con la corriente del generador y se multiplicará por 1,56. Esta protección tendrá que desconectarse a los 100 ms, de este modo nos aseguramos que el conductor no se sobrecalienta y evitamos daños a la instalación.

Los IMD tendrán las siguientes características instalados:

Zona A	
Pac (kW)	200
Voc (V)	724,5
Vmpp (V)	610,5
Icca (A)	323,05
Ran (k Ω)	666,7
Ilimite (A)	543,32
T des (ms)	100

Tabla 33. Protección contra sobrecarga Zona A.

Zona B	
Pac (kW)	200
Voc (V)	724,5
Vmpp (V)	601,5
Icca (A)	184,6
Ran (k Ω)	666,7
Ilimite (A)	310,44
T des (ms)	100

Tabla 34. Protección contra sobrecarga Zona B.

II.4.1.3. Faltas entre líneas.

Para evitar estas faltas se separarán el cableado positivo de corriente con el cableado negativos de corriente.

II.4.2. Sobreteniones.

Para dimensionar las protecciones contra sobreteniones utilizaremos la ITC-BT-23 “Instalaciones interiores o receptores. Protección contra sobreteniones”.

II.4.2.1. Externas.

En este punto trataremos la protección contra posibles impactos de rayos en la instalación.

Como podemos ver en el mapa de España, el cual nos muestra la media anual de días de tormenta.

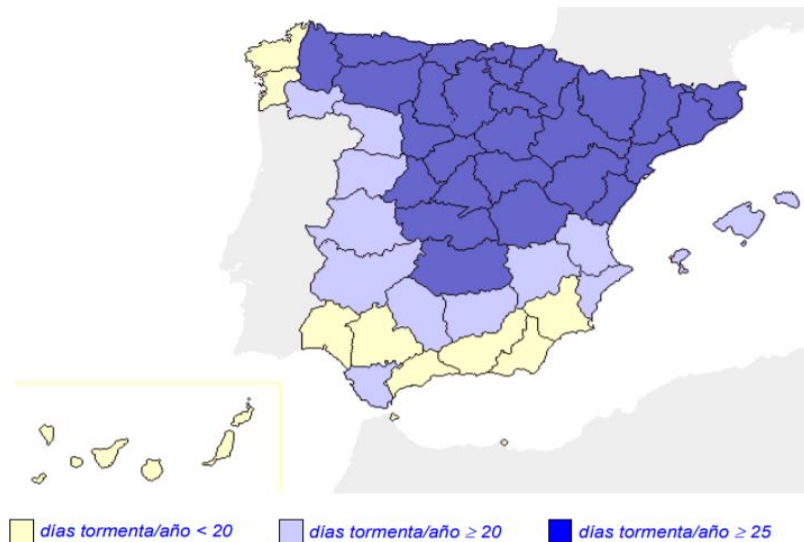


Ilustración 70. Clasificación de las provincias de España en función del número medio anual de días. (f2i2.net)

Como podemos ver en el mapa, la provincia de Jaén tendrá 20 días de tormenta por año, podemos llegar a la conclusión de evitar el uso de captadores de rayos.

También hemos llegado a esta conclusión por los datos recogidos en los pararrayos, tanto del campus de las lagunillas de Jaén y del campus científico tecnológico de Linares, en ambos pararrayos el contador marca 0 caídas de rayos.

II.4.2.2. Internas.

En este punto se calculará las protecciones contra sobretensiones, las cuales se calculará para la salida de cada generador, a la entrada y la salida del inversor, a la entrada del transformador y en los puntos de recarga. La protección de todos los equipos antes mencionados se realizará mediante descargadores.

Como no se van a instalar medidas protectoras exteriores, tendremos que decir que la corriente de los inversores será como mínimo de 20 kA.

Para realizar el dimensionado de los descargadores tendremos que usar las siguientes igualdades:

$$V_p \leq V_n$$

$$V_c = 1,1 \times V_n$$

Ecuación 48. Tensión máxima en régimen permanente.

$$V_n \leq V_{oc}$$

Donde:

- V_p : Tensión de paso (V).
- V_c : Tensión máxima en régimen permanente (V).
- V_n : Tensión nominal del descargador (V).
- V_{oc} : Tensión en circuito abierto (V).

La V_{oc} del generador del presente proyecto es de 724,5 V y la tensión nominal de descarga que tendrá que ser igual que la tensión de máxima potencia que en el presente proyecto es de 601,5 V.

Por tanto, como tenemos dos generadores se instalarán dos descargadores de DC a la salida, y estos tendrán los siguientes datos.

Descargador del generador		
V_p (V)	$\leq$	601,5
V_c (V)	=	661,65
V_n (V)	=	724,5

Tabla 35. Descargadores del generador.

Para los descargadores de los inversores a la entrada se tendrá en cuenta que la tensión en circuito abierto es de 880 V y su tensión nominal será de 760 V, y el descargador tendrá las siguientes características.

Descargador del inversor a la entrada		
V_p (V)	$\leq$	760
V_c (V)	=	836
V_n (V)	=	880

Tabla 36. Descargador del inversor a la entrada.

Y la salida del inversor la tensión nominal será de 400 V y la tensión en circuito abierto será de 460 V, por tanto, los descargadores tendrán las siguientes características.

Descargador del inversor a la salida		
V_p (V)	≤	400
V_c (V)	=	440
V_n (V)	=	460

Tabla 37. Descargador del inversor a la salida.

Para proteger los puntos de recarga tendremos que proteger todos los circuitos contra sobretensiones temporales y transitorias. Para las sobretensiones temporales se instalará protecciones entre la fase y el neutro de 440 V, y para las sobretensiones transitorias se instalarán descargadores en el cuadro de protección de los puntos de recarga y en los puntos de recarga, todas estas protecciones deben de estar coordinados para no dejar sin servicio a la instalación.

II.4.3. Protección de personas.

Para este apartado utilizaremos la ITC-BT-24 “Protección contra los contactos directos e indirectos”.

II.4.3.1. Contactos directos.

En este subapartado se tendrá en cuenta todas las protecciones para proteger a las personas contra el peligro que pueda venir de las partes activas de la instalación.

Para ello se instalarán interruptores diferenciales de 30 mA, estos interruptores se instalarán en el sistema fotovoltaico y en cada punto de punto de recarga, pero estos serán con rearme automática, para no dejar sin servicio el punto de recarga, se ha decido por este valor ya que es la intensidad máxima que puede aguantar una persona.

También en el sistema IMD será programado para nada mas detectar un fallo, el sistema avise al personal cualificado para solucionar el problema, y así evitaremos que se produzca un segundo fallo y se produzca un cortocircuito.

II.4.3.2. Contactos indirectos.

Para realizar la protección contra contactos indirectos, se utilizará protecciones por corte automático de la alimentación, y se utilizará el esquema IT, como se muestra en la ITC-BT 24. Instalación de interiores y receptores.

Como nos dice la ITC-BT 24, ninguno de los conductores activos no deberá de estar conectados directamente a tierra en la instalación y también todas las masas deben de estar conectados a tierra, bien sean conectados individualmente o por grupos.

El esquema que se utilizará para el presente proyecto será el siguiente:

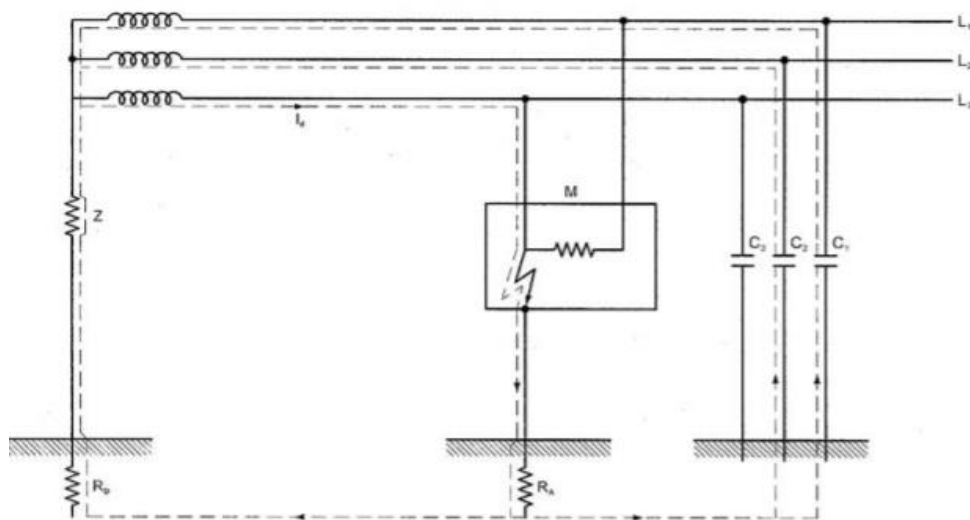


Ilustración 71. Esquema IT unido a tierra por impedancia Z y con las puestas a tierra de la alimentación y de las masas separadas. (f2i2.net)

Al seleccionar este esquema se deberán de utilizar las siguientes protecciones:

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

Con la aparición del primer defecto, el controlador permanente se activará y mandará una señal acústica o visual, para avisar del defecto.

Cuando aparezca la primera señal, se activarán las siguientes condiciones por si aparecen un segundo defecto.

- Cuando se conectan las tierras a masas ya sean individual o en grupo, las condiciones serán igual que la conexiones TT, excepto que el neutro no esté conectado a tierra.
- Cuando las masas están interconectadas por un conductor de protección a la tierra, de tendrá que coger el esquema TN, con un dispositivo de protección contra sobrecorrientes la cual deberá de cumplir con las siguientes condiciones:

- Si el neutro no está distribuido: $2 \times Z_s \times I_a \leq U$

Ecuación 49. Neutro no está distribuido.

- Si el neutro está distribuido: $2 \times Z_s' \times I_a \leq U_o$

Ecuación 50. Neutro distribuido.

Y estos son sus parámetros.

- Z_s : Es la impedancia del bucle de defecto constituido por el conductor de fase y el conductor de protección (Ω).
- Z_s' : Es la impedancia del bucle de defecto constituido por el conductor neutro, el conductor de protección y el de fase (Ω).
- I_a : Es la corriente que garantiza el funcionamiento del dispositivo de protección de la instalación en un tiempo t , o tiempos superiores, con 5 segundos como máximo, para aquellos casos especiales contemplados en la norma UNE 20.460 - 4-41 (A).
- U : Es la tensión entre fases, valor eficaz en corriente alterna (V).
- U_o : Es la tensión entre fase y neutro, valor eficaz en corriente alterna (V).

En el caso del presente proyecto tendremos una entre fases de 400 V y entre fase y neutro de 230 V, por lo que el tiempo de interrupción será para el neutro no distribuido de 0,4 s y para el neutro distribuido de 0,8 s, como se muestra en la siguiente tabla de la ITC-BT 24.

Tensión nominal de la instalación (U_o/U)	Tiempo de interrupción (S)	
	Neutro no distribuido	Neutro distribuido
230/400	0,4	0,8
400/690	0,2	0,4
580/1000	0,1	0,2

Ecuación 51. Tiempo de interrupción. (f2i2.net)

II.4.4. Seccionador.

Como nos indica el real decreto 614/2001 se deberá de instalar un seccionador que pueda ser capaz de hacer un corte general en caso de ser necesario.

Tendremos que instalar un seccionador en los generadores, como en el presente proyecto cuenta con dos generadores, se tendremos que instalar dos generadores distinto adecuados a cada generador.

Zona A	
Intensidad máxima (A)	323,05
Tensión máxima (V)	601,5

Tabla 38. Seccionador de la Zona A.

Zona B	
Intensidad máxima (A)	184,6
Tensión máxima (V)	601,5

Tabla 39. Seccionador de la Zona B.

Se deberán de colocar los seccionadores antes de la entrada del inversor en la parta de DC, para la zona A el seccionador deberá de ser de 400 A y 1000 V, y para la zona B el seccionador tendrá que ser de 200 A y 1000 V.

También se tendrá que colocar otro seccionador a la salida del inversor, a la salida de este ya nos encontramos con AC. Para dimensionar el seccionador del inversor utilizaremos la tensión y la intensidad máxima de solo uno de ello, ya que los inversores instalados son los mismo.

Inversor	
Intensidad máxima (A)	364
Tensión máxima (V)	460

Tabla 40. Seccionador del inversor.

Tendremos que instalar un seccionador que pueda soportar una intensidad de 400 A y una tensión de 480 V, en cada uno de los inversores.

II.4.5. Electrodo.

Todas las masas de la instalación irán conectadas a tierra al tratarse de un sistema flotante.

Para dimensionar la pica de tierra se realizará mediante el caso más desfavorable que podemos encontrar, en nuestro caso será con una situación de lluvia, en esta situación la persona esta mojada y tendrá una tensión máxima que pueda soportar de 75 V y una corriente de 100 mA, y para calcular la pica deberemos utilizar la siguiente ecuación:

$$R_T = \frac{V_T}{I_T}$$

Ecuación 52. Resistencia a tierra.

Donde:

- R_T : Resistencia de la pica de tierra (Ω).
- V_T : Tensión máxima que aguanta una persona en ambiente húmedo (V).
- I_T : Corriente máxima que aguanta una persona en corriente continua (A).

$$R_T = \frac{75}{0,1} = 750 \Omega$$

Al aplicar esta ecuación nos sale una pica de tierra la cual deberá de tener una resistencia de 750 Ω .

ANEXO III: ESTUDIO DE PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN Y SOMBRA

ÍNDICE DEL ANEXO III.

ANEXO III: ESTUDIO DE PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN Y SOMBRAS	153
III.1. INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	155
III.2. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	155
III.3. PÉRDIDAS POR SOMBRAS CIRCUNDANTES.	156
II.3.1. PÉRDIDA POR SOMBRAS.	158

III.1. Inclinación de los módulos fotovoltaicos.

En este anexo se realizará un estudio sobre las pérdidas debidas a la inclinación y sombras de los módulos fotovoltaicos, en este punto se buscará la inclinación óptima de las zonas delimitadas, las cuales las podemos ver en el plano 3.3., planos de la estructura metálica.

En las zonas A y B como se debe de instalar una estructura metálica, podremos colocar los módulos orientados al sur, por lo cual el azimut será de 0° y el ángulo de inclinación de los módulos será el mismo que tendrá la estructura metálica. El ángulo escogido será el de 20°.

III.2. Pérdidas por orientación e inclinación.

En este apartado se ha calculado el valor total de pérdida producidas por la orientación, el procedimiento utilizado será el especificado según IDEA, los cuales no deben de superar los valores que se muestran en la tabla de a continuación:

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 41. Porcentaje de la orientación.

Se calculará la inclinación máxima y mínima que se puede tener en una instalación a una latitud de 41° y a continuación se corregirá por la latitud de la instalación.

Para nuestra instalación los módulos situados sobre la superficie A y B, tendrán una inclinación de 20° y un azimut de 0°, por lo cual considerando que nuestro proyecto es una integración arquitectónica, el cual como se muestra en la tabla 41, el porcentaje de pérdidas en orientación e inclinación no deberá de ser mayor del 40%.

Como se puede observar en la ilustración XX, la inclinación máxima será de 98° y la mínima de 0°, para una latitud de 41°.

Pero el presente proyecto la instalación se encuentra a 38.08598°, por consiguiente, tenemos que modificar el resultado obtenido, para ello utilizaremos la siguiente ecuación:

$$\beta_{Inst} = \beta_{ref} - (\rho_{ref} - \rho_{inst})$$

Ecuación 53. Inclinación máxima.

Donde los parámetros utilizados son:

- β_{inst} : Inclinación máxima de la instalación de estudio (°).
- β_{ref} : Inclinación máxima de a Latitud de referencia (°).
- φ_{insta} : Latitud de instalación de estudio (°).
- φ_{ref} : Latitud de referencia (°).

Una vez realizado los cálculos obtendremos una inclinación máxima de 95.08° y una mínima de 0°.

Por lo tanto, nuestra instalación al tener una inclinación de 20° estamos por debajo de las pérdidas por orientación e inclinación que no debe de superar el 40% como se puede ver en la imagen estamos en él 40%.

III.3. Pérdidas por sombras circundantes.

En este apartado se especificará el perfil de un obstáculo enfrente de los módulos solares durante la trayectoria del sol en las diferentes elevaciones e inclinaciones en un día típico, tal y como indica la IDEA. A continuación, mostraremos el diagrama de la trayectoria del sol que vamos a utilizar.

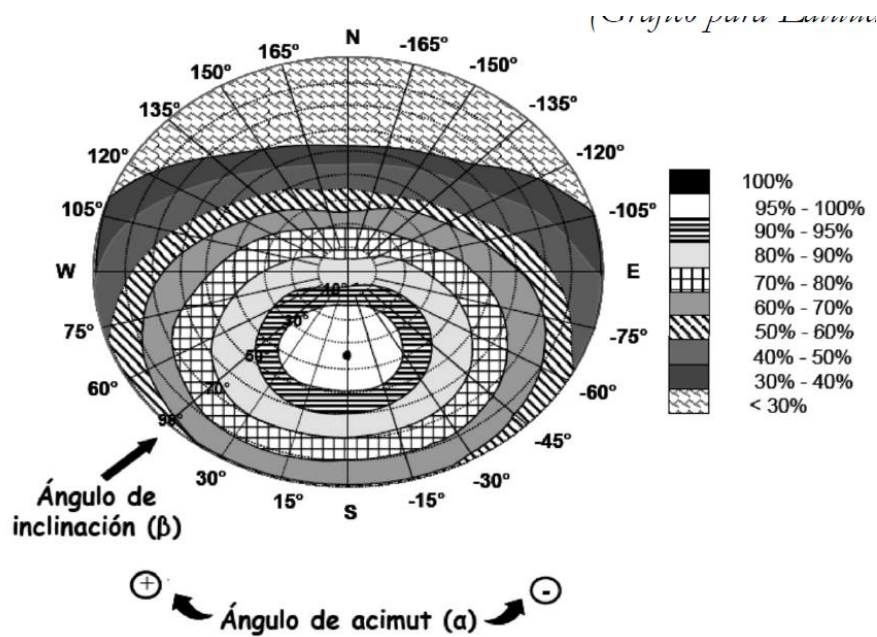


Ilustración 72. inclinación máxima de módulos. (apuntes de Jesus De la casa Hernández).

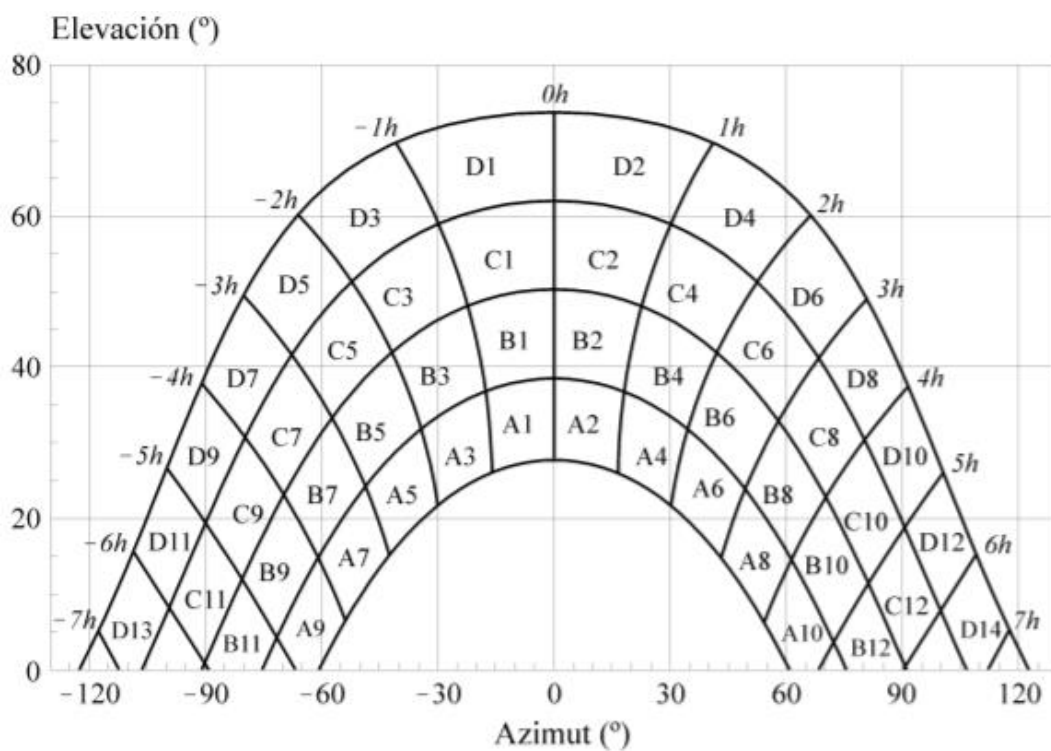


Ilustración 73. Diagrama de la trayectoria del sol. (idea.es)

A continuación, mostraremos en el diagrama los obstáculos que podemos encontrar, con una inclinación de 20° y con un azimut de 0°.

II.3.1. Pérdida por sombras.

En la zona A y B como tenemos una inclinación de 20° y un azimut de 0° , pero al no encontrarnos con ningún obstáculo no se ha considerado realizar este cálculo.

ANEXO IV: DATOS SOBRE LA RADIACION SOLAR

ÍNDICE DEL ANEXO IV.

ANEXO IV: DATOS SOBRE LA RADIACION SOLAR.....	159
IV.1. ENERO.....	162
IV.2. FEBRERO.....	163
IV.3. MARZO.	164
IV.4. ABRIL.....	165
IV.5. MAYO.....	166
IV.6. JUNIO.	167
IV.7. JULIO.....	168
IV.8. AGOSTO.....	169
IV.9. SEPTIEMBRE.	170
IV.10. OCTUBRE.	171
IV.11. NOVIEMBRE.....	172
IV.12. DICIEMBRE.....	173

En este Anexo se mostrarán los datos de la radiación solar recogidos de la página PVGIS, estos datos cuentan con la siguiente información:

- G: Irradiación global en el plano fijo (W/ m^2).
- Gb: Irradiación directa en el plano fijo (W/ m^2).
- Gd: Irradiación difusa en el plano fijo (W/ m^2).

Una vez ya indicados los parámetros, procederemos a mostrar los datos recogidos.

IV.1. Enero.

Enero			
Hora	G (W/m ²)	G _b (W/m ²)	G _d (W/m ²)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	0	0	0
7:00	0	0	0
8:00	45	17	28
9:00	209	123	85
10:00	361	226	133
11:00	485	319	164
12:00	545	364	178
13:00	522	347	173
14:00	459	297	160
15:00	347	216	130
16:00	206	123	82
17:00	59	30	29
18:00	0	0	0
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 42. Radiación del mes de enero.

IV.2. Febrero.

Febrero			
Hora	G (W/m ²)	G _b (W/m ²)	G _d (W/m ²)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	0	0	0
7:00	1	0	1
8:00	125	68	56
9:00	278	171	106
10:00	435	284	149
11:00	567	380	184
12:00	640	343	203
13:00	626	421	203
14:00	565	373	189
15:00	452	295	154
16:00	304	189	113
17:00	131	70	60
18:00	2	0	2
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 43. Radiación del mes de febrero.

IV.3. Marzo.

Marzo			
Hora	G (W/m ²)	G _b (W/m ²)	G _d (W/m ²)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	0	0	0
7:00	51	24	26
8:00	224	136	87
9:00	420	277	142
10:00	595	407	186
11:00	717	499	215
12:00	782	551	227
13:00	755	522	229
14:00	685	468	214
15:00	543	360	179
16:00	376	236	137
17:00	192	109	82
18:00	40	18	22
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 44. Radiación del mes de marzo.

IV.4. Abril.

Abril			
Hora	G (W/m ²)	G _b (W/m ²)	G _d (W/m ²)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	12	0	12
7:00	127	61	65
8:00	305	175	128
9:00	498	314	181
10:00	660	443	213
11:00	780	539	236
12:00	806	555	247
13:00	789	537	247
14:00	703	477	222
15:00	585	383	199
16:00	408	251	155
17:00	225	121	103
18:00	73	28	44
19:00	2	0	2
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 45. Radiación del mes de abril.

IV.5. Mayo.

Mayo			
Hora	G (W/m ²)	G _b (W/m ²)	G _d (W/m ²)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	51	10	41
7:00	202	116	85
8:00	396	262	131
9:00	584	407	173
10:00	751	546	201
11:00	857	527	225
12:00	905	665	235
13:00	905	671	229
14:00	794	572	217
15:00	670	468	198
16:00	496	333	160
17:00	300	181	117
18:00	122	57	64
19:00	19	0	19
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 46. Radiación del mes de mayo.

IV.6. Junio.

Junio			
Hora	G (W/m ²)	G _b (W/m ²)	G _d (W/m ²)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	56	16	39
7:00	227	142	83
8:00	429	304	122
9:00	628	474	150
10:00	800	625	170
11:00	919	731	183
12:00	978	784	189
13:00	951	748	198
14:00	873	681	187
15:00	731	557	169
16:00	546	396	147
17:00	356	242	112
18:00	163	90	71
19:00	38	0	38
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 47. Radiación del mes de junio.

IV.7. Julio.

Julio			
Hora	G (W/m ²)	G _b (W/m ²)	G _d (W/m ²)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	41	6	34
7:00	211	141	69
8:00	428	326	100
9:00	644	519	121
10:00	825	690	130
11:00	948	800	143
12:00	1010	849	152
13:00	997	834	157
14:00	921	768	148
15:00	786	646	135
16:00	606	482	120
17:00	391	292	96
18:00	179	114	63
19:00	34	0	34
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 48. Radiación del mes de julio.

IV.8. Agosto.

Agosto			
Hora	G (W/m2)	Gb (W/m2)	Gd (W/m2)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	25	0	25
7:00	168	107	60
8:00	382	281	98
9:00	594	461	130
10:00	780	633	143
11:00	919	759	155
12:00	985	822	158
13:00	970	805	160
14:00	886	724	157
15:00	738	589	144
16:00	552	426	123
17:00	330	236	94
18:00	121	69	51
19:00	13	0	13
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 49. Radiación el mes de agosto.

IV.9. Septiembre.

Septiembre			
Hora	G (W/m2)	G _b (W/m2)	G _d (W/m2)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	4	0	4
7:00	118	68	50
8:00	299	196	102
9:00	513	365	145
10:00	684	450	177
11:00	804	609	190
12:00	868	667	197
13:00	851	652	194
14:00	755	569	182
15:00	587	425	159
16:00	402	2770	123
17:00	200	124	75
18:00	36	15	21
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 50. Radiación del mes de septiembre.

IV.10. Octubre.

Octubre			
Hora	G (W/m2)	Gb (W/m2)	Gd (W/m2)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	0	0	0
7:00	61	34	27
8:00	247	162	84
9:00	438	304	132
10:00	606	442	161
11:00	708	519	186
12:00	764	568	192
13:00	724	534	187
14:00	620	445	172
15:00	460	320	138
16:00	265	170	94
17:00	91	54	37
18:00	0	0	0
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 51. Radiación del mes de octubre.

IV.11. Noviembre.

Noviembre			
Hora	G (W/m ²)	G _b (W/m ²)	G _d (W/m ²)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	0	0	0
7:00	6	0	6
8:00	168	99	69
9:00	316	202	112
10:00	465	315	148
11:00	575	404	168
12:00	618	442	173
13:00	557	401	168
14:00	479	329	148
15:00	341	225	114
16:00	182	110	72
17:00	18	4	14
18:00	0	0	0
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 52. Radiación del mes de noviembre.

IV.12. Diciembre.

Diciembre			
Hora	G (W/m2)	Gb (W/m2)	Gd (W/m2)
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	0	0	0
7:00	0	0	0
8:00	101	58	42
9:00	230	142	88
10:00	392	258	133
11:00	494	336	156
12:00	563	398	163
13:00	545	380	163
14:00	460	315	144
15:00	323	211	110
16:00	183	107	76
17:00	2	0	2
18:00	0	0	0
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0

Tabla 53. Radiación del mes de diciembre.

ANEXO V: CATÁLOGOS

ÍNDICE DEL ANEXO V.

ANEXO V: CATÁLOGOS	174
V.1. CATÁLOGO DEL MÓDULO SOLAR.....	176
V.2. CATÁLOGO DEL INVERSOR.....	177
V.3. CATÁLOGO MÓDULO DE RECARGA.	180

V.1. Catálogo del módulo solar.

ESPSC

Monocrystalline Solar Module

SPECIFICATIONS

Dimensions	1956 x 992 x 35 mm 1956 x 992 x 40 mm 1956 x 992 x 45 mm
Weight	21.5 kg
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm
Cells	72 pcs Mono-crystalline Si-cells (156 x 156 mm)
Cell	EVA
Embedding	TÜV certified
Back-Foil	FEVE / PET / FEVE
Junction Box	
Cable	4 mm ² solar cable 2 x 900 mm
Temperature Range	-40°C ... +85°C
Load Capacity	5400 Pa
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C
Product Warranty	10 years
Power	10 years 90%
Guarantee	25 years 80%

CHARACTERISTICS

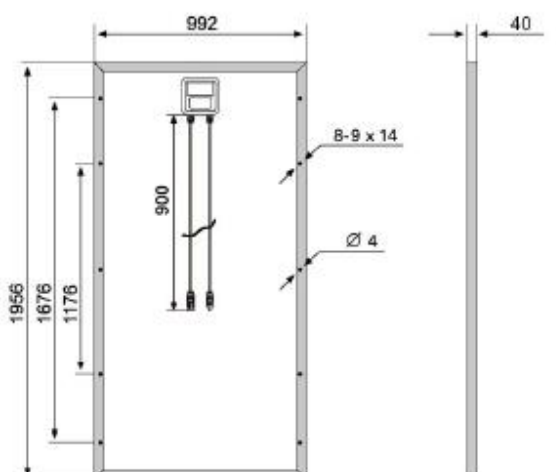
Max. System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient I_{sc}	+0.02973%/°K
Temperature-Coefficient V_{oc}	-0.38038%/°K
Temperature-Coefficient P_{max}	-0.57402%/°K
NOCT***	45°C

CERTIFICATES

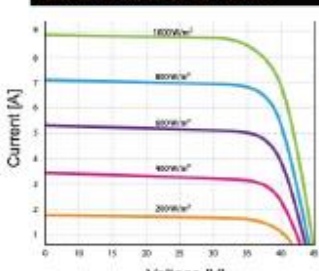
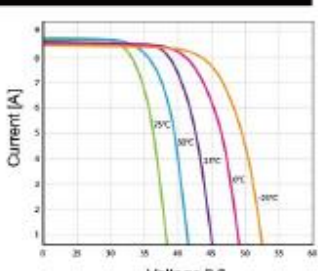
IEC 61215 edition 2 (TUV Nord)
IEC 61730 MCS INMETRO
CE CEC SALT-MIST
PID Resistant

INSURANCE

Chubb



CURRENT-VOLTAGE CURVES

Module characteristics at constant module temperatures (25°C) and different levels of irradiance.

Module characteristics at different module temperatures and constant module irradiance (1.000 W/m²).

ESPSC TYPE	300	330	340	350	360	370
Power Class	300W	330W	340W	350W	360W	370W
Max. Power Voltage (V_{mp})* at STC**	37V	37.95V	38.5V	39.1V	39.6V	40.1V
Max. Power Current (I_{mp}) at STC	8.1A	8.7A	8.84A	8.96A	9.1A	9.23A
Open Circuit Voltage (V_{oc}) at STC	44.8V	45.75V	46.4V	47.1V	47.7V	48.3V
Short Circuit Current (I_{sc}) at STC	8.7A	9.3A	9.45A	9.6A	9.8A	9.95A
Module Efficiency	15.4 %	17 %	17.5%	18%	18.5%	19%

* MPP: Maximum Power Point
** STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5
*** Normal Operating Cell Temperature



ERA SOLAR and the ERA SOLAR logo are trademarks or registered trademarks of ERA SOLAR Corporation.
© October 2018 ERA SOLAR Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Ilustración 74. Catálogo del módulo fotovoltaico. (autosolar)

V.2. Catálogo del inversor.

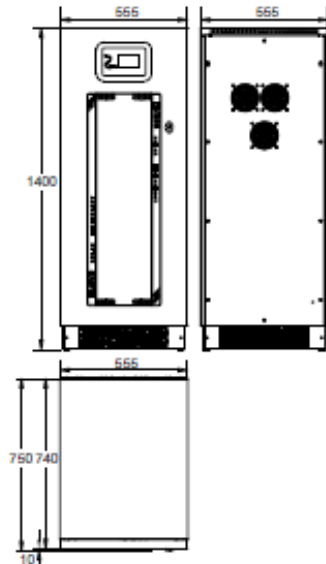
MODELO	SIRIO K100 HV	SIRIO K200 HV	SIRIO K250 HV
Potencia nominal corriente alterna	100 KVA	200 KVA	250 KVA
Potencia máxima corriente alterna	100 KW (cosφ=1)	200 KW (cosφ=1)	250 KW (cosφ=1)
ENTRADA			
Tensión continua máxima en circuito abierto	880 Vdc		
Rango completo de MPPT	450 + 760 Vdc		
Intervalo de ejercicio	450 + 760 Vdc		
Corriente de entrada máxima	245 Acc	500 Acc	590 Acc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	540 Vdc		
Tensión de Ripple	<1%		
Número de entradas	1		
Número de MPPT	1		
Conectores CC	Busbar		
SALIDA			
Tensión de ejercicio	400 Vca		
Intervalo de operación	340 + 460 Vca ⁽¹⁾		
Intervalo para la máxima potencia	340 + 460 Vca		
Intervalo de frecuencia	47,5 + 51,5 Hz ⁽¹⁾		
Intervalo de frecuencia configurable	47 + 53 Hz		
Corriente nominal	145 Aca	289 Aca	361 Aca
Corriente máxima	182 Aca	364 Aca	420 Aca
Contribución a la corriente de cortocircuito	274 Aca	546 Aca	630 Aca
Distorsión armónica (THDi)	<3%		
Factor de potencia	de 0,9 ind. a 0,9 cap. ⁽¹⁾		
Separación galvánica	Transformador BF		
Conectores CA	Busbar		
SISTEMA			
Rendimiento máximo	96,1%	96,3%	
Rendimiento europeo	95,1%	95,2%	95,3%
Consumo stand-by	<32W		
Consumo de noche	<32W		
Protecciones internas	Magnetotérmico lado CA - Seccionador en lado CC		
Protección funcionamiento en isla	Si		
Detección dispersión hacia tierra	Si		
Disipación de calor	Ventilador controlado		
Temperatura de servicio	-20°C + 45°C (sin reducción de potencia)		
Temperatura de almacenamiento	-20°C + 70°C		
Humedad	5 + 95% sin condensación		
Peso	720 Kg	1580 Kg	1630 Kg
STANDARDS			
EMC	EN61000-6-3, EN61000-6-2, EN61000-3-11, EN61000-3-12		
Seguridad	EN62109-1, EN62109-2		
Directivas	Directiva de baja tensión: 2006/95/EC, EMC Directiva: 2004/108/EC		
Supervisión de la red	ref. SIRIO K80 HV	CEI 0-16, A70, Real Decreto 413/2014, PO12.3	

NOTA: Para los dibujos mecánicos y gráficos de rendimiento, consulte la pag. 63

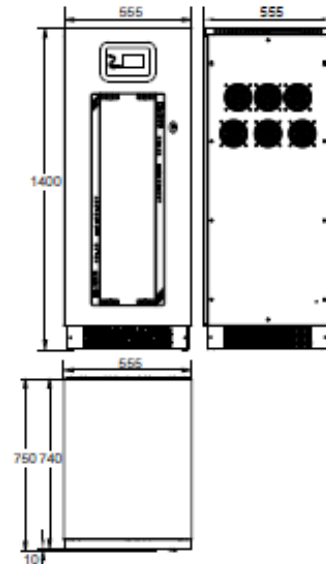
(1) Estos valores pueden variar de acuerdo con las regulaciones locales.

INVERSORES CENTRALIZADOS

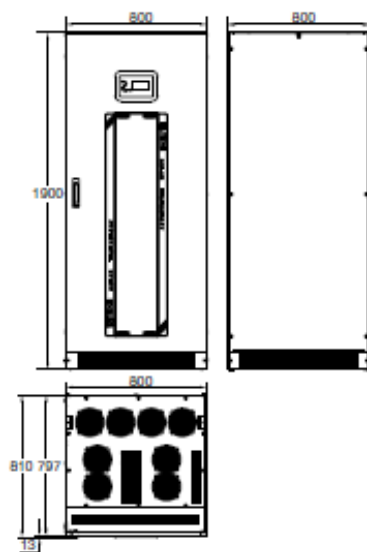
Sirio K12 / K15 / K18



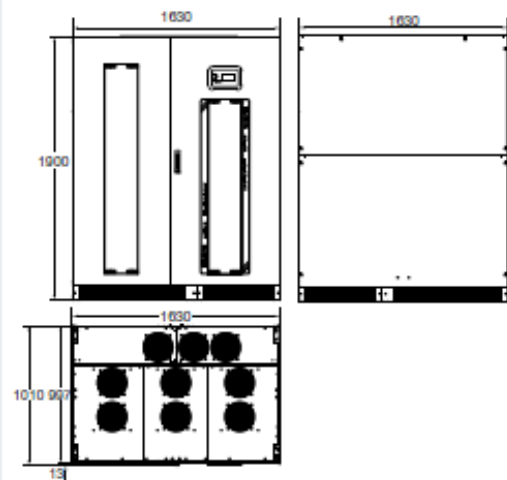
Sirio K25 / K33 / K40 / K25 HV / K33 HV / K40 HV



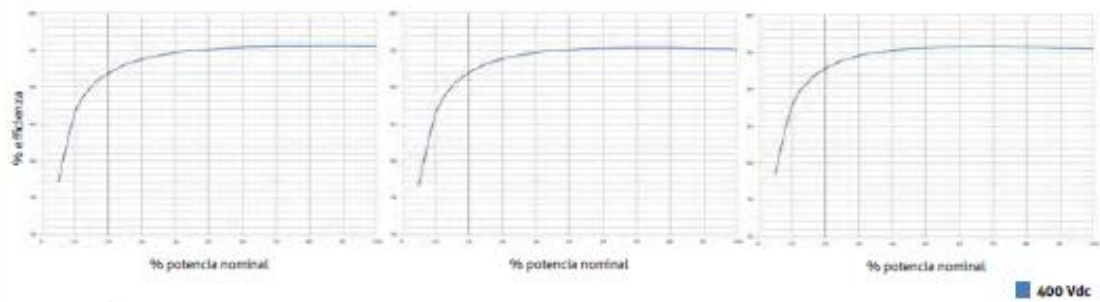
Sirio K64 / K80 / K100 / K64 HV / K80 HV / K100 HV



Sirio K200 / K200 HV / K250 HV



Sirio K64 / K80 / K100



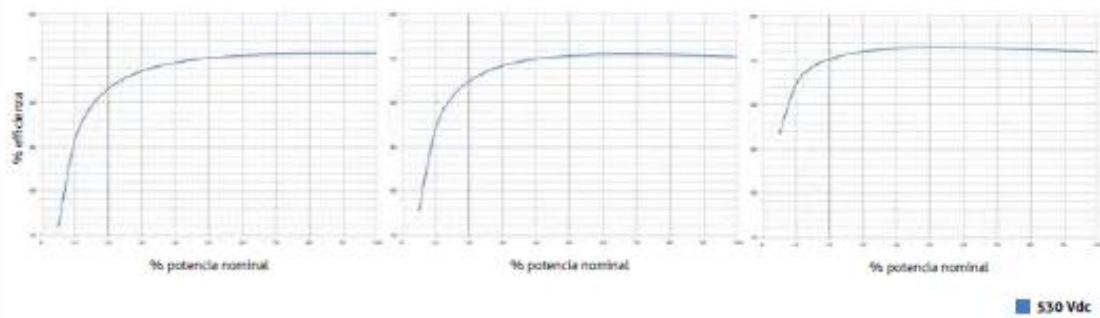
CARACTERÍSTICAS

Color: RAL 7035

Nivel de protección: IP20

Nivel sonoro: <68dBA

Sirio K64 HV / K80 HV / K100 HV



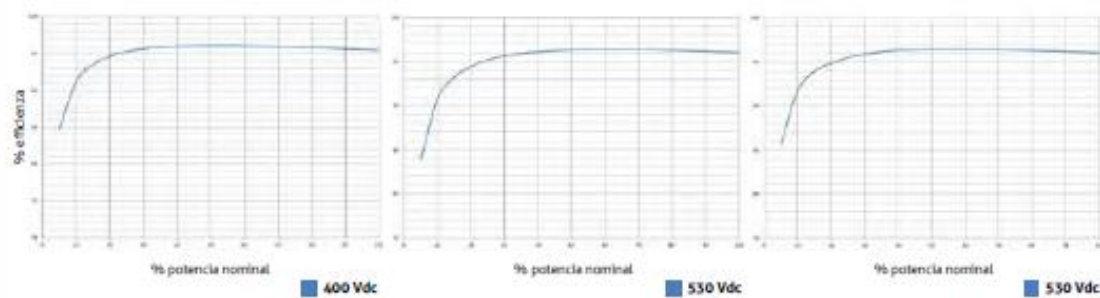
CARACTERÍSTICAS

Color: RAL 7035

Nivel de protección: IP20

Nivel sonoro: <68dBA

Sirio K200 / K200 HV / K250 HV



CARACTERÍSTICAS

Color: RAL 7035

Nivel de protección: IP20

Nivel sonoro: <72dBA

V.3. Catálogo módulo de recarga.

Especificaciones técnicas					
Configuración toma de salida <i>Output socket settings</i>	1 toma	2 tomas	3 tomas	1 toma + toma Schuko (op)	2 tomas + toma Schuko (op)
Tensión de entrada <i>Input voltage</i>	230 / 400 VAC	230 / 400 VAC	230 / 400 VAC	230 / 400 VAC	230 / 400 VAC
Frecuencia de entrada <i>Frequency of input</i>	50/60 Hz	50/60Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Tolerancia <i>Tolerance</i>	10%	10%	10%	10%	10%
Potencia de salida por toma <i>Output power per tap</i>	3,2 - 22 kW	3,2 - 22 kW	3,2 - 22 kW	3,2 - 22 kW	3,2 - 22 kW
Corriente de salida <i>Output Current</i>	6-32A	6-32A	6-32A	6-32A	6-32A
Velocidad variable por toma independientes <i>Variable speed per independent take</i>	✓	✓	✓	✓	✓
Control de potencia <i>Power control</i>	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851	Modo 3 control PWM, acorde a ISO/IEC 61851
Estado de la recarga <i>Recharge status</i>	Retroluminación LED	Retroluminación LED	Retroluminación LED	Retroluminación LED	Retroluminación LED
Software de gestión del punto de recarga <i>Recharge point management software</i>	OCPP (Opcional)	OCPP (Opcional)	OCPP (Opcional)	OCPP (Opcional)	OCPP (Opcional)
Bloqueo del conector (opcional) <i>Three-phase connector lockout</i>	✓	✓	✓	✓	✓
Tipo de conector trifásico <i>Type of three-phase connector</i>	IEC 62196-2	2 x IEC 62196-2	3 x IEC 62196-2	IEC 62196-2	2 x IEC 62196-2
Símbolo conector trifásico <i>Three-phase connector symbol</i>					
Tipo de conector monofásico <i>Type of single-phase connector</i>	-	-	-	Schuko	Schuko
Símbolo conector monofásico <i>Single-phase connector symbol</i>	-	-	-		
Tª Ambiente de trabajo <i>Operating temp. (°C)</i>	-10°C a 50°C	-10°C a 50°C	-10°C a 50°C	-10°C a 50°C	-10°C a 50°C
Características de la envoltente					
Tipo de material <i>Type of material</i>	Acero inoxidable				
Grado protección mecánica <i>Type of mechanical protection</i>	IP54				
Grado de protección <i>Type of protection</i>	IK10				
Antivandálico <i>Anti-vandal</i>	✓				
Anclaje <i>Fastening</i>	7 puntos al suelo				
Embolamiento <i>Mechanism</i>	Interno, con puerta de acceso para el instalador				
Peso <i>Weight</i>	28 kg				
Dimensiones parte frontal <i>Dimensions front</i>	850x450x320 mm				
Dimensiones parte posterior <i>Rear Dimensions</i>	1050x450x320 mm				
Dimensiones de la puerta <i>Dimensions of the door</i>	900x320x20 mm				
Pantalla frontal <i>Front display</i>	Personalizable				
Cerradura en la puerta <i>Lock on the door</i>	✓				



Ilustración 78. Catálogo del punto de recarga. (Wallbox ok)

3. PLANOS

ÍNDICE DE LOS PLANOS.

3.	PLANOS.....	181
3.1.	PLANOS DE SITUACIÓN.....	183
3.2.	PLANOS DE EMPLAZAMIENTO.....	186
3.3.	PLANOS DE LA MARQUESINA.	189
3.4.	CONEXIONES DE LOS MÓDULOS Y DE LOS PUNTOS DE RECARGA. ...	193

3.1. Planos de situación.

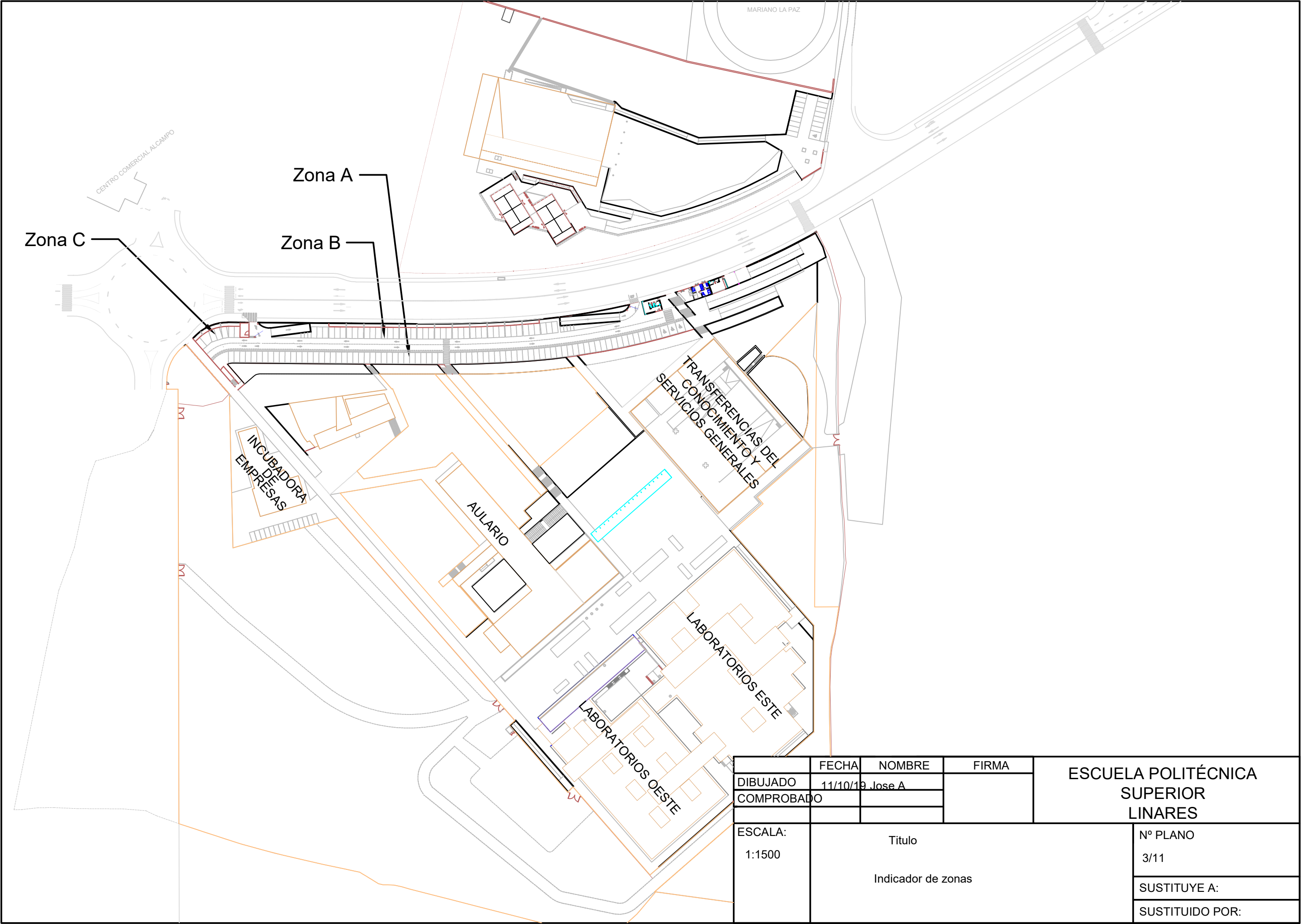


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES	
DIBUJADO	19/08/19	Jose A			
COMPROBADO					
ESCALA: 1:500000	Título Plano de situación de Linares				Nº PLANO 1/11
					SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:

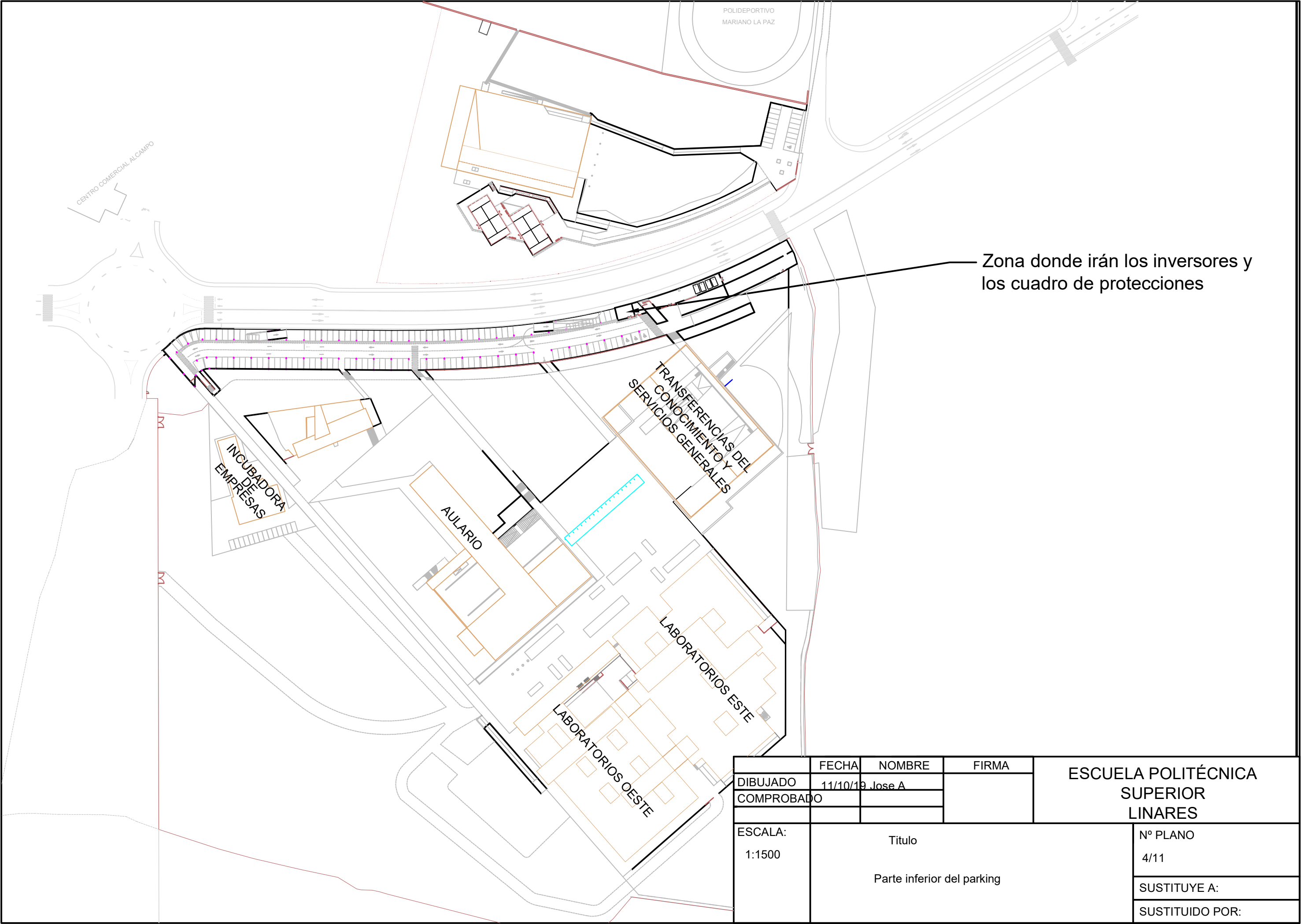


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	14/10/19	Jose A		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:50000	Titulo Plano de situación del campus			Nº PLANO 2/11
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

3.2. Planos de emplazamiento.

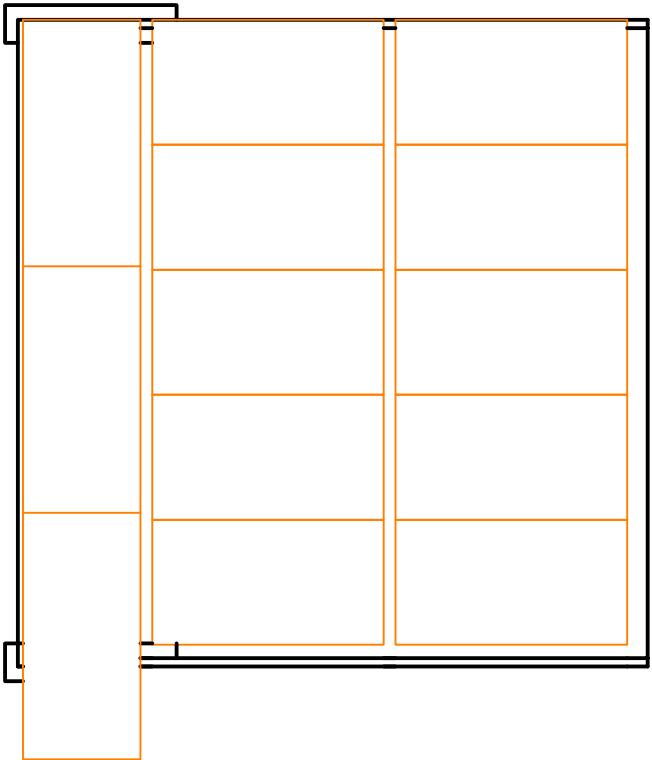
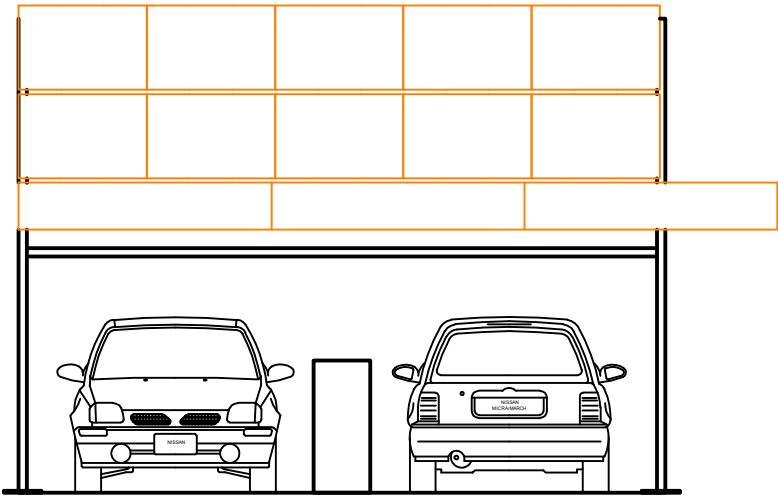
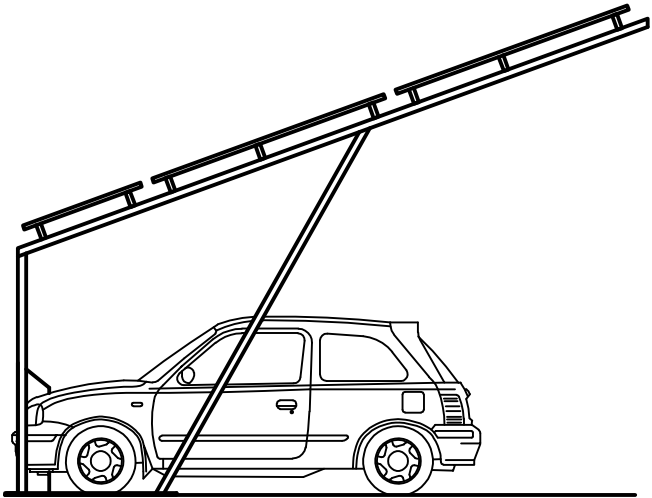
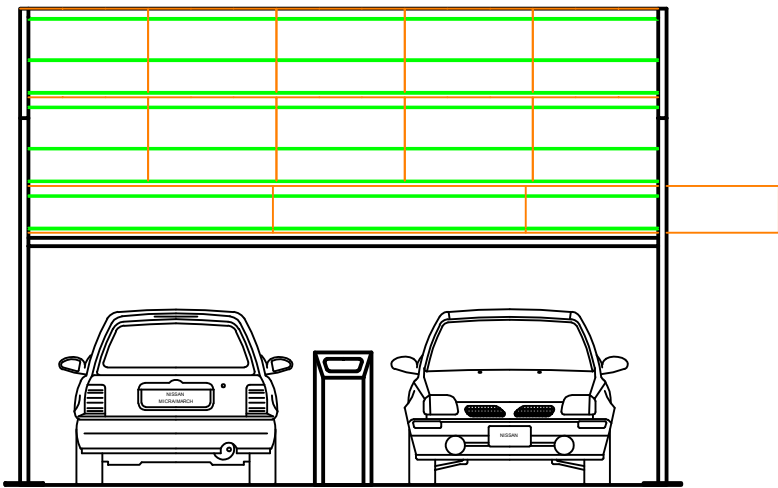


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES	
DIBUJADO	11/10/19	Jose A			
COMPROBADO					
ESCALA: 1:1500	Titulo Indicador de zonas				Nº PLANO 3/11
					SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:

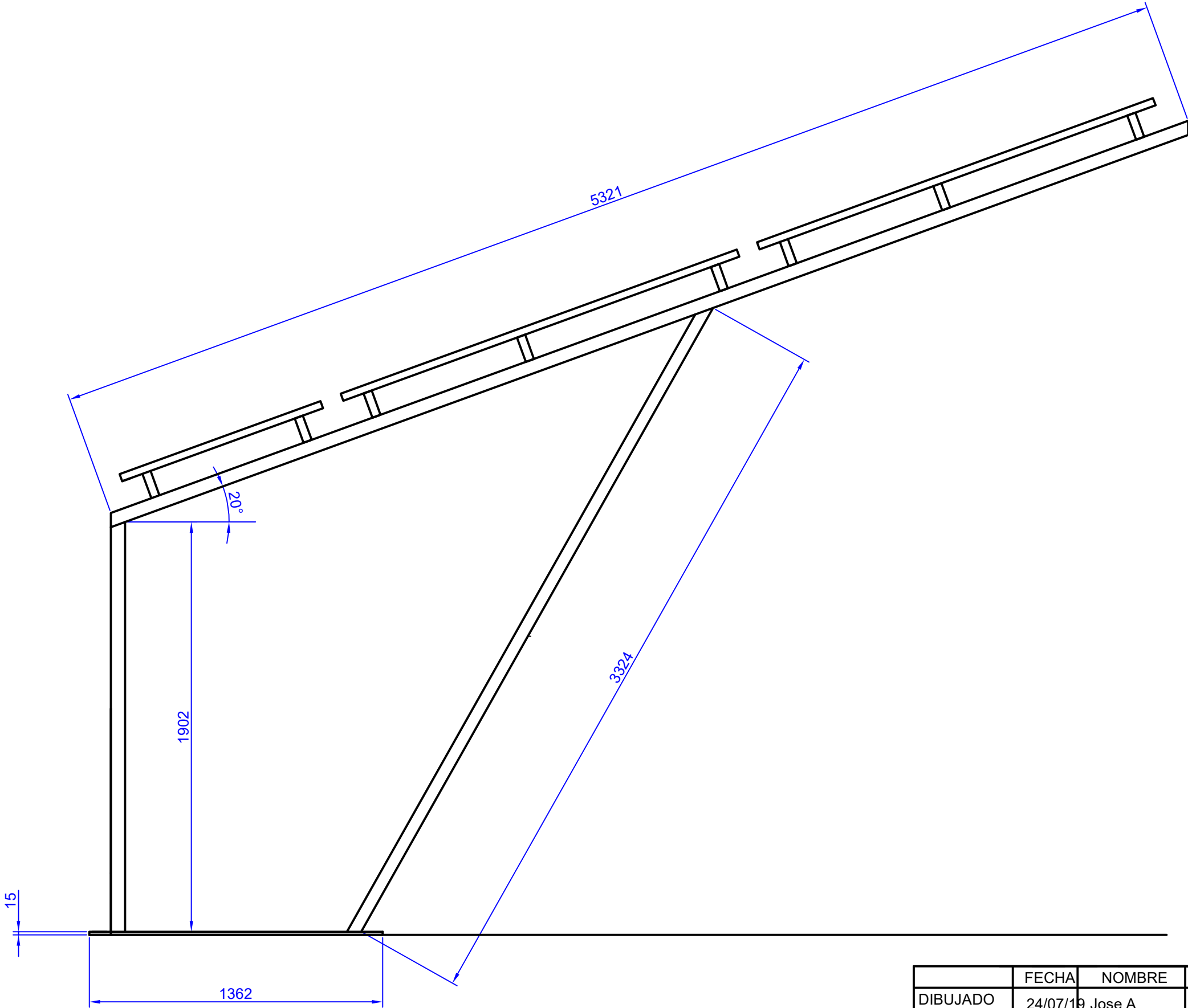


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	11/10/19	Jose A		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:1500	Titulo Parte inferior del parking			Nº PLANO 4/11
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

3.3. Planos de la marquesina.



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES	
DIBUJADO	24/07/19	Jose A			
COMPROBADO					
ESCALA:	Titulo planos de la marquesina				Nº PLANO 5/11
1:60					SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:

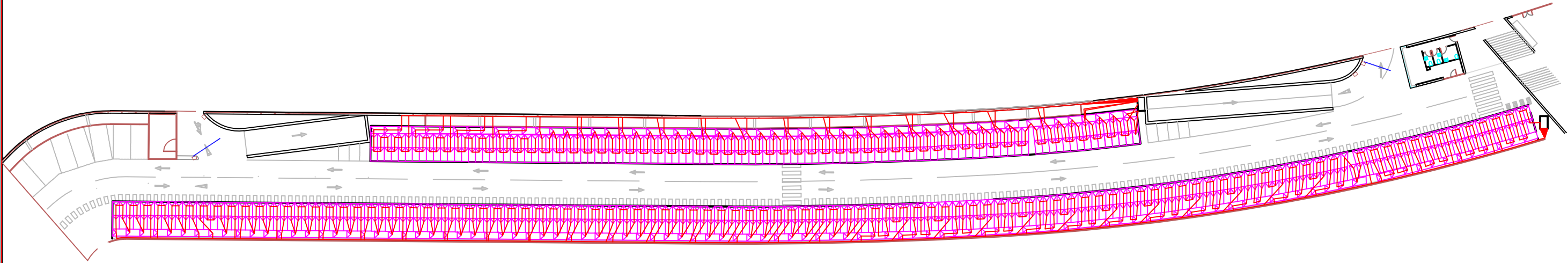


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES	
DIBUJADO	24/07/19	Jose A			
COMPROBADO					
ESCALA: 1:20	Titulo Alzado de la marquesina				Nº PLANO 6/11
					SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:

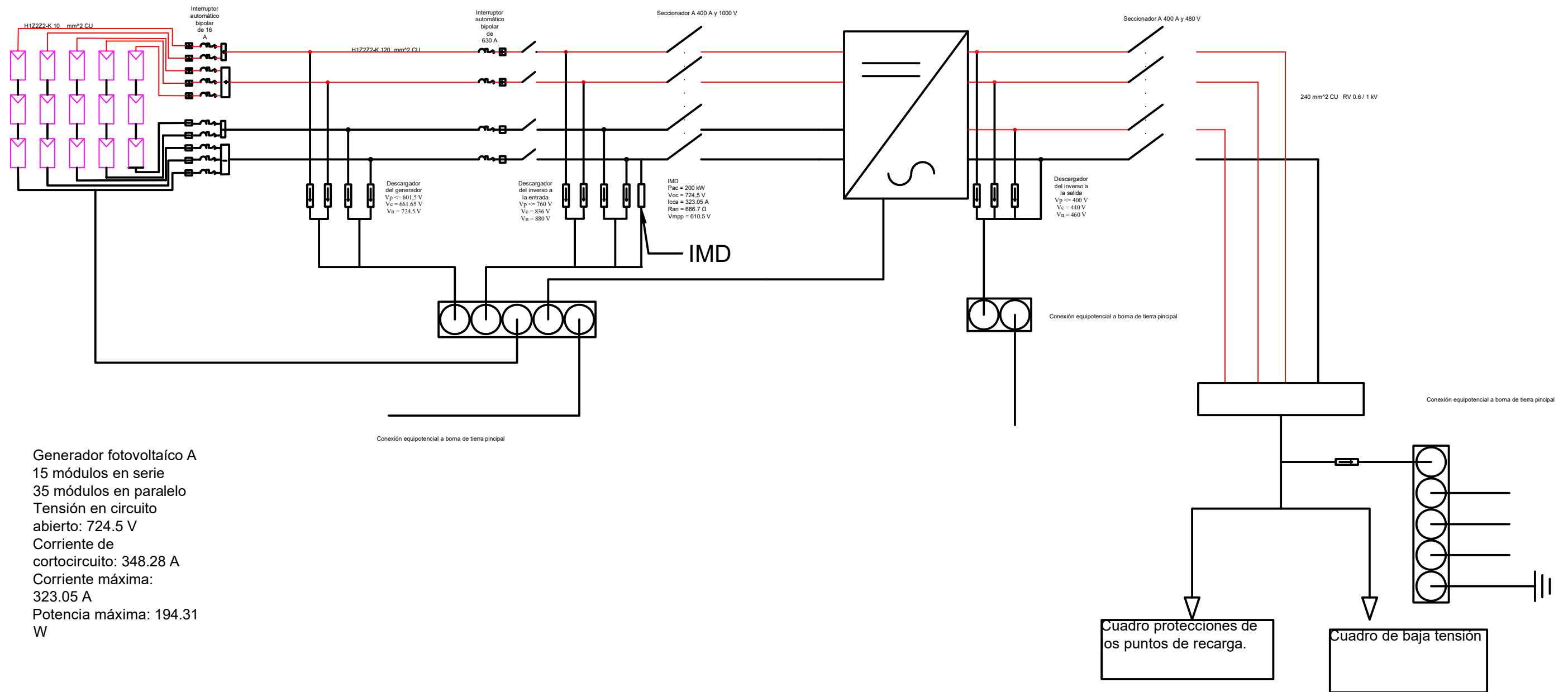


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES	
DIBUJADO	24/07/19	Jose A			
COMPROBADO					
ESCALA:	Titulo				Nº PLANO
1:20					7/11
	Perfil de la marquesina				SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:

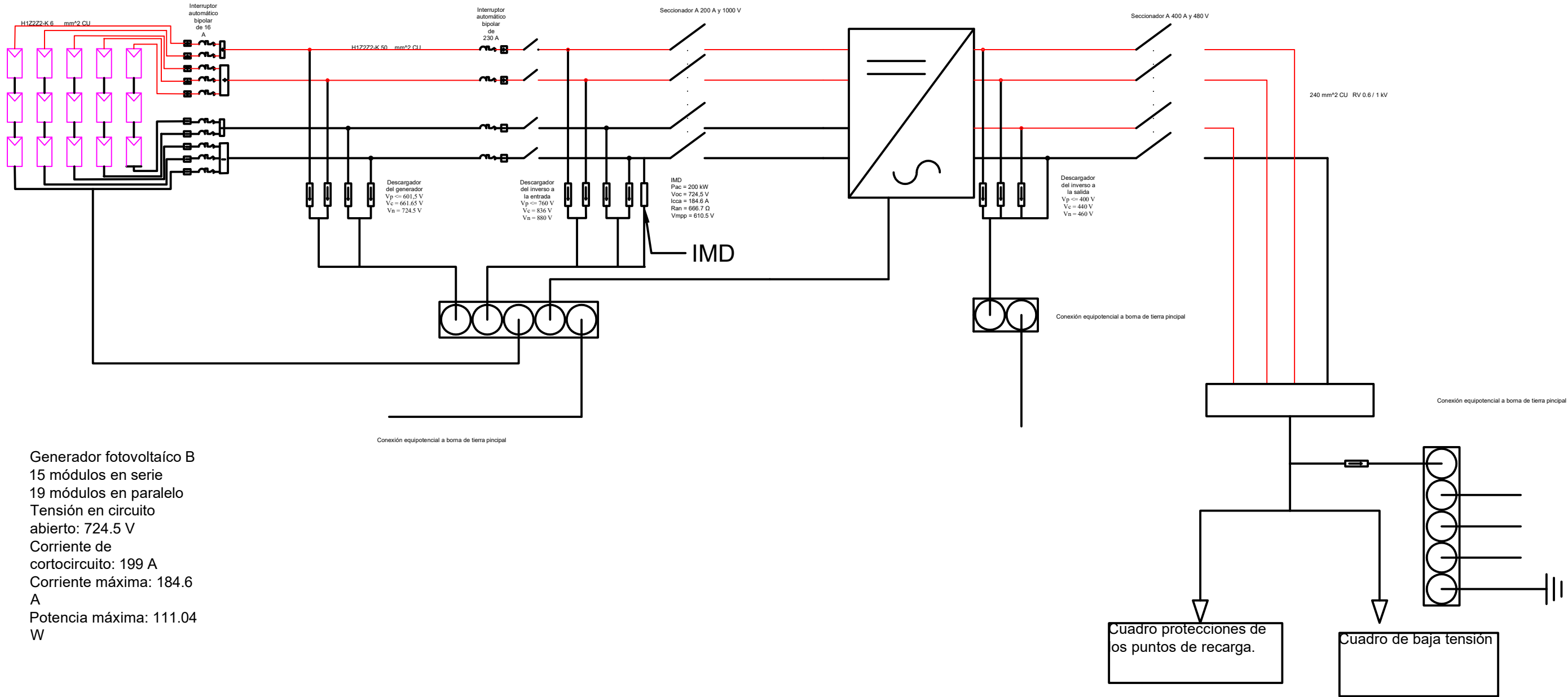
3.4. Conexiones de los módulos y de los puntos de recarga.



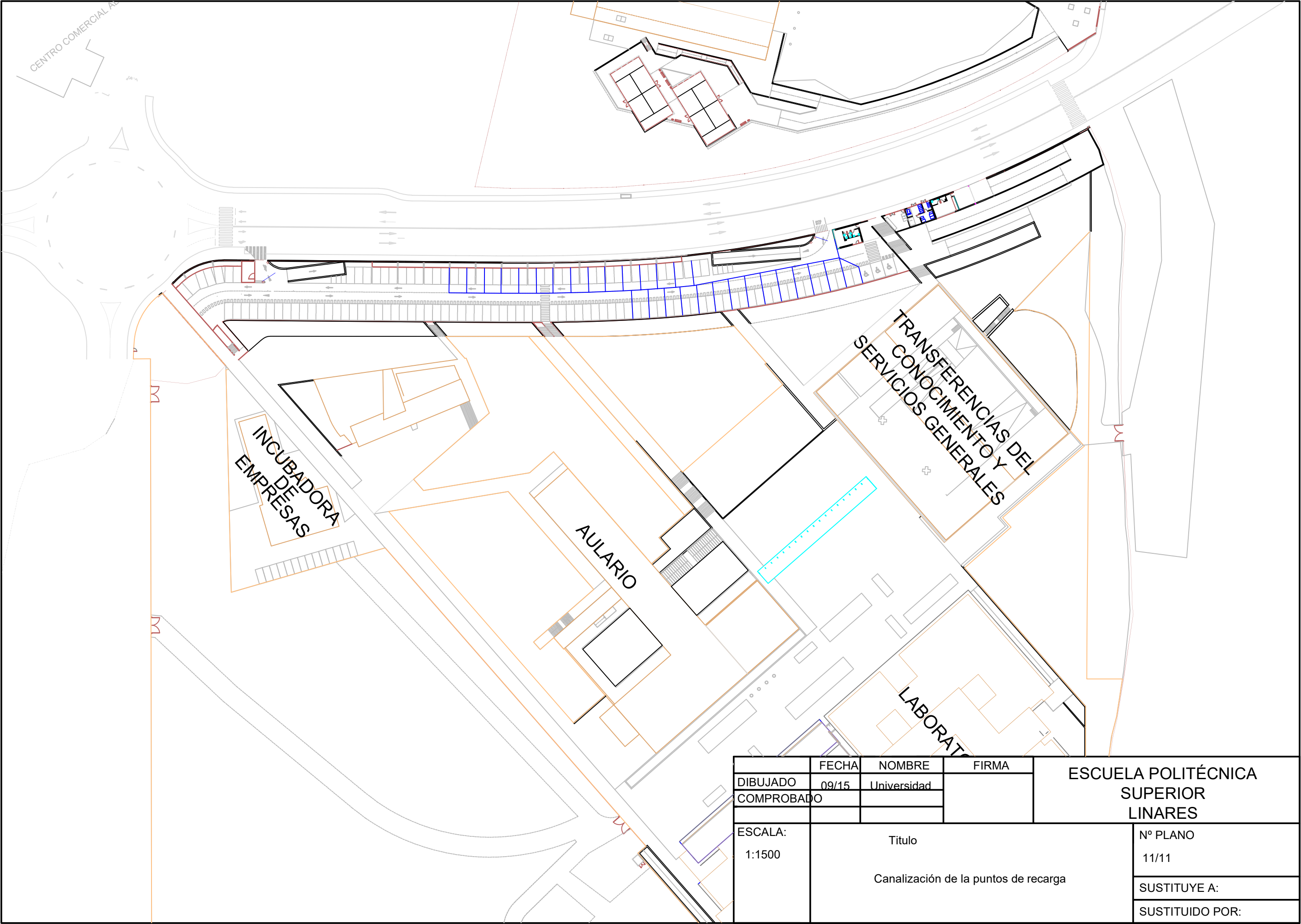
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES	
DIBUJADO	13/10/19	Jose A			
COMPROBADO					
ESCALA: 1:1500	Titulo Conexiones de los módulos				Nº PLANO 8/11
					SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	13/10/19	Jose A		
COMPROBADO				
ESCALA:	Titulo Esquema unifilar del generador fotovoltaico A			Nº PLANO 9/11 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	13/10/19	Jose A		
COMPROBADO				
ESCALA:	Titulo			Nº PLANO
	Esquema unifilar del generador fotovoltaico B			10/11
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	09/15	Universidad		
COMPROBADO				
ESCALA: 1:1500	Titulo Canalización de la puntos de recarga			Nº PLANO 11/11
				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

4. PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICES DEL PLIEGO DE CONDICIONES.

4. PLIEGO DE CONDICIONES	198
4.1. GENERALIDADES.....	201
4.1.1. DISPOSICIONES GENERALES.....	201
4.1.2. SEGURIDAD EN EL TRABAJO.....	202
4.1.3. SEGURIDAD PÚBLICA.....	203
4.2. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.....	203
4.2.1. DATOS DE LA OBRA.....	203
4.2.2. REPLANTEO DE LA OBRA.....	204
4.2.3. CONDICIONES GENERALES.....	204
4.2.4. PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN.....	206
4.2.5. ACOPIO DE LOS MATERIALES.....	206
4.2.6. INSPECCIÓN Y MEDIDAS PREVIAS AL MONTAJE.....	207
4.2.7. PLANOS, CATÁLOGOS Y MUESTRAS.....	208
4.2.8. COOPERACIÓN CON EL CONTRATISTA.....	208
4.2.9. PROTECCIÓN.....	209
4.2.10. LIMPIEZA DE LA OBRA.....	209
4.2.11. ANDAMIOS Y APAREJOS.....	210
4.2.12. OBRAS DE ALBAÑILERÍA.....	210
4.2.13. ENERGÍA ELÉCTRICA Y AGUA.....	210
4.2.14. RUIDOS Y VIBRACIONES.....	211
4.2.15. ACCESIBILIDAD.....	211
4.2.16. CANALIZACIÓN.....	212
4.2.17. MANGUITOS PARA MUROS.....	212
4.2.18. PROTECCIÓN DE PARTES MÓVILES.....	213
4.2.19. PROTECCIÓN DE ELEMENTOS A TEMPERATURA ELEVADA.....	213
4.2.20. CUADROS Y LÍNEAS ELÉCTRICAS.....	213
4.2.21. PINTURAS Y COLORES.....	214
4.2.22. IDENTIFICACIÓN.....	214
4.2.23. LIMPIEZA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	215
4.2.24. PRUEBAS.....	215
4.2.25. PRUEBAS FINALES.....	216
4.2.26. RECEPCIÓN PROVISIONAL.....	216
4.2.27. PERIODO DE GARANTÍAS.....	217
4.2.28. RECEPCIÓN DEFINITIVA.....	218
4.2.29. PERMISOS.....	218
4.2.30. ENTRENAMIENTO.....	218
4.2.31. REPUESTOS, HERRAMIENTAS Y UTILIDADES ESPECÍFICOS.....	219
4.2.32. SUBCONTRATACIÓN DE LAS OBRAS.....	219
4.2.33. RIESGOS.....	219
4.2.34. RESCISIÓN DEL CONTRATO.....	220
4.2.35. PRECIOS.....	220
4.2.36. PAGO DE OBRAS.....	221

4.2.37. ABONO DEL MATERIAL ACOPIADO.	221
4.2.38. DISPOSICIÓN FINAL.	222
4.3. CONDICIONES DE LA INSTALACIÓN DE LOS PUNTOS DE RECARGA..	222
4.3.1. CONDICIONES ECOLÓGICAS.	223
4.3.2. INFORMACIÓN SOBRE HOJA DE DATOS Y PLACAS DE CARACTERÍSTICAS.	223
4.3.2.1. Información de la hoja de datos.	223
4.3.2.2. Información de la placa de características.	224
4.3.3. SUBSISTEMAS, COMPONENTES E INTERFACES DE SISTEMAS DE LOS PUNTOS DE RECARGA.	225
4.3.3.1. Control principal y de monitorización.	225
4.3.3.2. Subsistema fotovoltaico.	226
4.3.3.3. Acondicionador de corriente continua.	226
4.3.3.4. Interfaz DC/DC.	227
4.3.3.5. Inversor.	229
4.3.3.6. Interfaz AC/AC.	230
4.3.3.7. Interfaz a la red.	231
4.3.3.8. Puntos de recarga.	232
4.3.4. ENSAYOS SOBRE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	233
4.3.4.1. Ensayos ultravioletas.	233
4.3.4.2. Ensayos de corrosión por niebla salina.	233
4.3.4.3. Ensayos al impacto.	233
4.4. MONTAJE DE LA INSTALACIÓN.	234
4.4.1. ESTUDIO Y PLANIFICACIÓN PREVIA.	234
4.4.2. ESTRUCTURA DEL SOPORTE.	235
4.4.3. MONTAJE DE LA MARQUESINA.	237
4.4.4. MONTAJE DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	238
4.4.4.1. Ubicación del campo fotovoltaico.	238
4.4.4.2. Conexión y ensamblado de los módulos.	239
4.4.4.3. Izado y fijación de los paneles sobre la marquesina.	240
4.4.4.4. Montaje de los puntos de recarga.	240
4.4.5. INSTALACIÓN DE LAS PROTECCIONES.	241
4.4.6. MONTAJE DEL RESTO DE COMPONENTES.	242
4.5. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.	243
4.5.1. GENERALIDADES.	243
4.5.2. MANTENIMIENTO FOTOVOLTAICO.	243
4.5.3. MANTENIMIENTO DE LOS PUNTOS DE RECARGA.	245

4.1. Generalidades.

En este pliego de condiciones se determinarán los requisitos que se deben de cumplir para la ejecución de la instalación de energías renovables, cuyas características técnicas estarán especificadas al perteneciente proyecto.

4.1.1. Disposiciones generales.

El contratista estará obligado a cumplir con la reglamentación del trabajo correspondiente, con la contratación del seguro obligatorio, al subsidio familiar y de vejez, a los seguros de enfermedad y todas las reglamentaciones de carácter social vigente o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de obras. Condiciones generales”, siempre que no lo modifique el presente pliego de condiciones.

El contratista tendrá que estar cualificado, según Orden del Ministerio de Hacienda, en el Grupo, Subgrupo y categoría correspondientes al proyecto y que se fijará en el pliego de condiciones particulares, en caso de que proceda. Igualmente deberá ser instalador, provisto del correspondiente documento de calificación empresarial.

Las obras del presente proyecto, además de los prescrito en el pliego de condiciones, se regirán por lo especificado en:

- Reglamentación General de la Ley de Contratas aprobado por Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre.
- Pliego de Condiciones Generales para la Contratación de Obras Públicas aprobado por Decreto 3854/70, de 31 de diciembre.
- Artículo 1588 y siguientes del Código Civil, en los casos que sea procedente su aplicación al contrato de que se trate.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales y R.D. 1627/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras.
- Reglamentación Electrotécnica de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas complementarias.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Normas U.N.E y recomendaciones UNESA que sean de aplicación.

- Normativas particulares de Endesa.
- Real Decreto 1699/2011, del 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

4.1.2. Seguridad en el trabajo.

El contratista estará obligado a cumplir las condiciones que redactan en la Ley 31/1995, del 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, se deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios estén trabajando con circuitos o con equipos en tensión o en su proximidad, deberán usar ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal; los metros, reglas, mangos de aceiteras, útiles limpiadores, etc., el material que se debe de utilizar no debe de ser conductoras y específicamente diseñadas para estos trabajos. Se llevarán las herramientas o equipo necesario en bolsas, se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes no clavos en la suela y se utilizarán también elementos de protección individual frente a riesgos eléctricos.

El personal contratado estará obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o minimizar los riesgos profesionales tales como casco, gafas protectoras, guantes, etc., pudiendo el director de obra suspender los trabajos, si valora que el personal está expuesto a peligros que son corregibles.

El director de la obra podrá exigir al contratista, mediante un escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El director de la obra podrá exigir al contratista en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de a ver formalizado los regímenes de seguridad social de todo tipo (accidentes, enfermedad, afiliación, etc.) de forma legalmente establecida.

4.1.3. Seguridad pública.

El contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipo para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que en uno y otro pudieran incurrir para el contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

4.2. Organización del trabajo.

El contratista deberá ordenar los trabajos de la forma más eficaz para la perfecta ejecución de los mismo y las obras se deberán de realizar siempre siguiendo las indicaciones del director de la obra, al amparo de las condiciones siguientes.

4.2.1. Datos de la obra.

Se le entregara al contratista una copia de los planos y del pliego de condiciones del proyecto, así como cuantos planos p datos necesite para la completa ejecución de la obra.

El contratista podrá tomar notas o sacar copias a su costa de la memoria, del presupuesto y de los anexos del proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El contratista se hará responsable de la buena conservación de los documentos originales, del cual se obtendrán las copias necesarias, los cuales deberán devolverse al director de la obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la finalización de los trabajos, el contratista tendrá que actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra finalizadas, entregando al director de la obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el proyecto, salvo con la aprobación previa por escrito del director de la obra.

4.2.2. *Replanteo de la obra.*

El director de la obra, una vez que el contratista está en posesión del proyecto y antes de comenzar las obras, deberán de hacer el replanteo de las mismas, con especial atención en los puntos singulares, entregando al contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado Acta, en la que constarán, claramente, los datos entregados, firmado por el Director de Obra y por el representante del Contratista.

Los gastos de replanteo serán de cuenta del contratista

4.2.3. *Condiciones generales.*

El montaje de las instalaciones deberá ser realizado por una empresa instaladora registrada de acuerdo a lo desarrollado en la instrucción técnica IT2.

El contratista deberá suministrar todos los equipos y materiales indicados en los planos, de acuerdo al número, características, tipos y dimensiones definidos en las mediciones y, eventualmente, en los cuadros de características de los planos.

En caso de discrepancias de cantidades entre planos y mediciones, prevalecerá lo que esté indicado en los planos. En caso de discrepancias de calidades, este documento tendrá preferencia sobre cualquier otro.

En caso de dudas sobre la interpretación técnica de cualquier documento del proyecto, la dirección de obra hará prevalecer su criterio.

Los materiales complementarios de la instalación, usualmente omitidos en los planos y mediciones, pero necesarios para el correcto funcionamiento de la misma, como pueden ser: oxígeno, acetileno, electrodos, minio, pinturas, patillas, estribos, manguitos pasamuros, estopa, cáñamo, lubricantes, bridas, tornillos, tuercas, amianto, toda clase de soportes, etc., deberán considerarse incluidos en los trabajos a realizar.

Todos los materiales y equipos suministrados por el contratista deberán de ser nuevos y de la calidad exigida, salvo cuando en otra parte del proyecto, se especifique la utilización de materiales usados.

La oferta incluirá el transporte de los materiales a pie de obra, así como la mano de obra para el montaje de materiales y equipos y para las pruebas de recepción, equipada con las debidas herramientas, utensilio e instrumentos de medida.

El contratista suministrará también los servicios de un técnico competente que estará a cargo de la instalación y será el responsable ante la dirección facultativa o dirección de obra, o la persona delegada, de la actuación de los técnicos y operarios que llevarán a cabo la labor de instalar, conectar, ajustar, arrancar y probar cada equipo, subsistema y el sistema en su totalidad hasta la recepción.

La dirección de obra se reservará el derecho a pedir al contratista, en cualquier momento, la sustitución del técnico responsables, sin alegar justificaciones.

El técnico estará presente en todas las reuniones que la dirección de obra programe en el transcurso de la obra y tendrá suficiente autoridad como para tomar decisiones en nombre del contratista.

En cualquier circunstancia, los trabajos del presente proyecto alcanzarán el objetivo de realizar una instalación completamente terminada, probada y lista para funcionar.

El control de recepción tendrá por objetivo comprobar que las características técnicas de los equipos y materiales suministrados sean las exigidas en el proyecto:

- Control de la documentación de los suministros.
- Control mediante distintivos de calidad.
- Control mediante ensayos y pruebas.

La dirección de obra deberá de comprobar que los equipos y materiales recibidos:

- Corresponden a los especificados en el proyecto.
- Disponen de la documentación exigida.
- Cumple con las propiedades exigidas en el proyecto.
- Ha sido sometidos a los ensayos y pruebas exigidas por la normativa en vigor o cuando así se establezca en el pliego de condiciones.

La dirección de obra verificará la documentación proporcionada por las empresas suministradoras de los equipos y de los materiales, se entregarán los documentos de identificación exigidos por las disposiciones de obligado cumplimiento y por el proyecto. En cualquier caso, esta documentación comprenderá al menos los siguientes documentos:

- a) documentos de origen, hoja de suministro y etiquetado.

b) copia del certificado de garantía del fabricante, de acuerdo con la Ley 23/2003 de 10 de julio, de garantías en la venta de bienes de consumo.

c) documentos de conformidad o autorizaciones administrativas exigidas reglamentariamente, incluida la documentación correspondiente al marcado CE, cuando sea pertinente, de acuerdo con las disposiciones que sean transposición de las directivas europeas que afecten a los productos suministrados.

La dirección de obra verificará que la documentación proporcionada por las empresas suministradoras sobre los distintivos de calidad que ostenten los equipos o materiales suministrados, que aseguren las características técnicas exigidas en el proyecto sea correcta y suficiente para la aceptación de los equipos y materiales amparados por ella.

4.2.4. Planificación y coordinación.

A los quince días de la adjudicación de la obra y en primera aproximación, el contratista deberá presentar los plazos de ejecución de al menos las siguientes partidas principales de la obra:

- Planos definitivos, acopio de materiales y replanteo.
- Montaje de los módulos fotovoltaicos.
- Montaje de cuadros eléctricos y equipos de control.
- Montaje de los puntos de recarga.
- Ajustes, puestas en marcha y pruebas finales.

Sucesivamente y antes del comienzo de la obra, el contratista adjudicatario, previo estudio detallado de los plazos de entrega de equipos, aparatos y materiales, colaborará con la dirección de obra para asignar fechas exactas a las distintas fases de la obra.

La coordinación con otros contratistas correrá a cargo de la dirección de obra, o persona o entidad delegada por la misma.

4.2.5. Acopio de los materiales.

De acuerdo con el plan de obra, el contratista irá almacenando en lugar preestablecido todos los materiales necesarios para ejecutar la obra, de forma escalonada según necesidades.

Los materiales quedarán protegidos contra golpes, malos tratos y elementos climatológicos, en la medida que su constitución o valor económico lo exijan.

El contratista quedará responsable de la vigilancia de sus materiales durante el almacenaje y el montaje, hasta la recepción provisional. La vigilancia incluye también las horas nocturnas y los días festivos, si en el contrato no se estipula lo contrario.

La dirección de obra tendrá libre acceso a todos los puntos de trabajo y a los lugares de almacenamiento de los materiales para su reconocimiento previo, pudiendo ser aceptados o rechazados según su calidad y estado, siempre que la calidad no cumpla con los requisitos marcados el presente proyecto y/o el estado muestre claros signos de deterioro.

Cuando algún equipo, aparato o material ofrezca dudas respecto a su origen, calidad, estado y aptitud para la función, la dirección de obra tendrá el derecho de recoger muestras y enviarlas a un laboratorio oficial, para realizar los ensayos pertinentes con gastos a cargo del contratista. Si el certificado obtenido es negativo, todo el material no idóneo será rechazado y sustituido, a expensas del contratista, por material de la calidad exigida.

Igualmente, la dirección de obra podrá ordenar la apertura de calas cuando sospeche la existencia de vicios ocultos en la instalación, siendo por cuenta del contratista todos los gastos ocasionados.

4.2.6. Inspección y medidas previas al montaje.

Antes de comenzar los trabajos de montaje, el contratista deberá efectuar el replanteo de todos y cada uno de los elementos de la instalación, equipos, aparatos y conducciones.

En caso de discrepancias entre las medidas realizadas en obra y las que aparecen en planos, que impidan la correcta realización de los trabajos de acuerdo a la Normativa vigente y a las buenas reglas del arte, el contratista deberá notificar las anomalías a la dirección de obra para las oportunas rectificaciones.

4.2.7. Planos, catálogos y muestras.

Los planos del presente proyecto en ningún caso deben considerarse de carácter ejecutivo, sino solamente indicativo de la disposición general del sistema mecánico y del alcance del trabajo incluido en el contrato.

Para la exacta situación de aparatos, equipos y conducciones el contratista deberá examinar atentamente los planos y detalles de los proyectos arquitectónico y estructural.

El contratista deberá comprobar que la situación de los equipos y el trazado de las conducciones no interfiera con los elementos de otros contratistas. En caso de conflicto, la decisión de la dirección de obra será inapelable.

El contratista deberá someter a la dirección de obra, para su aprobación, dibujos detallados, a escala no inferior a 1:20, de equipos, aparatos, etc., que indiquen claramente dimensiones, espacios libres, situación de conexiones, peso y cuanta otra información sea necesaria para su correcta evaluación.

Los planos de detalle pueden ser sustituidos por folletos o catálogos del fabricante del aparato, siempre que la información sea suficientemente clara.

Ningún equipo o aparato podrá ser entregado en obra sin obtener la aprobación por escrito de la dirección de obra.

En algunos casos y a petición de la dirección de obra, el contratista deberá entregar una muestra del material que pretende instalar antes de obtener la correspondiente aprobación.

El contratista deberá someter los planos de detalle, catálogos y muestras a la aprobación de la dirección de obra con suficiente antelación para que no se interrumpa el avance de los trabajos de la propia instalación o de los otros contratistas.

La aprobación por parte de la dirección de obra de planos, catálogos y muestras no exime al contratista de su responsabilidad en cuanto al correcto funcionamiento de la instalación se refiere.

4.2.8. Cooperación con el contratista.

El contratista deberá cooperar plenamente con otras empresas, bajo la supervisión de la dirección de obra, entregando toda la documentación necesaria a fin de que los trabajos transcurran sin interferencias ni retrasos.

Si el contratista pone en obra cualquier material o equipo antes de coordinar con otros oficios, en caso de surgir conflictos deberá corregir su trabajo, sin cargo alguno para la propiedad.

4.2.9. Protección.

El contratista deberá proteger todos los materiales y equipos de desperfectos y daños durante el almacenamiento en la obra y una vez instaladas.

En particular, deberá evitar que los materiales aislantes puedan mojarse o, incluso, humedecerse.

Las aperturas de conexión de todos los aparatos y máquinas deberán estar convenientemente protegidos durante el transporte, el almacenamiento y montaje, hasta tanto no se proceda a su unión. Las protecciones deberán tener forma y resistencia adecuada para evitar la entrada de cuerpos extraños y suciedades dentro del aparato, así como los daños mecánicos que puedan sufrir las superficies de acoplamiento de bridas, roscas, manguitos, etc.

Igualmente, si es de temer la oxidación de las superficies mencionadas, éstas deberán recubrirse con pintura antioxidante, que deberá ser eliminada al momento del acoplamiento.

Especial cuidado se tendrá hacia materiales frágiles y delicados, como materiales aislantes, equipos de control, medida, etc., que deberán quedar especialmente protegidos.

El contratista será responsable de sus materiales y equipos hasta la recepción provisional de la obra.

4.2.10. Limpieza de la obra.

Durante el montaje de los elementos, el contratista deberá desalojar de lo todo aquellos materiales sobrantes de los trabajos efectuados con anterioridad, en particular los retales de tuberías, conductos, materiales aislantes, embalajes, etc...

Asimismo, al finalizar la obra, deberá limpiar perfectamente cualquier suciedad de todos los componentes (módulos fotovoltaicos, inversores, etc.), instrumentos de medida y control, los cuadros eléctricos, los puntos de recarga y las plazas de aparcamiento dejándolos en perfecto estado.

4.2.11. Andamios y aparejos.

El contratista deberá suministrar la mano de obra y aparatos, como andamios y aparejos, necesarios para el movimiento horizontal y vertical de los materiales ligeros en la obra desde el lugar de almacenamiento al de emplazamiento.

El movimiento del material pesado y/o voluminoso, como paneles fotovoltaicos, etc., desde el camión hasta el lugar de emplazamiento definitivo, se realizará con los medios de la empresa constructora, bajo la supervisión y responsabilidad del contratista, salvo cuando en otro documento se indique que esta tarea está a cargo del mismo contratista.

4.2.12. Obras de albañilería.

La realización de todas las obras de albañilería necesarias para la instalación de materiales y equipos estará a cargo de la empresa constructora, salvo cuando en otro documento se indique que esta tarea está a cargo del mismo contratista.

Tales obras incluyen aperturas y cierres de rozas y pasos de muros, recibido a fábricas de soportes, cajas, rejillas, etc., perforación y cierres de elementos estructurales horizontales y verticales, ejecución y cierres de zanjas, ejecución de galerías, bancadas, forjados flotantes, pinturas, alicatados, etc.

En cualquier caso, estos trabajos deberán realizarse bajo la responsabilidad del contratista que suministrará, cuando sea necesario, los planos de detalles.

La fijación de los soportes, por medios mecánicos o por soldadura, a elementos de albañilería o de estructura del edificio, será efectuada por el contratista siguiendo estrictamente las instrucciones que, al respecto, imparta la dirección de obra.

4.2.13. Energía eléctrica y agua.

Todos los gastos relativos al consumo de energía eléctrica y agua por parte del contratista para la realización de los trabajos de montaje y para las pruebas parciales y totales correrán a cuenta de la empresa constructora, salvo cuando en otro documento se indique lo contrario.

El contratista dará a conocer sus necesidades de potencia eléctrica a la empresa constructora antes de tomar posesión de la obra.

4.2.14. Ruidos y vibraciones.

Toda la maquinaria deberá funcionar, bajo cualquier condición de carga, sin producir ruidos o vibraciones que, en opinión de la dirección de obra, puedan considerarse inaceptables o que rebasen los niveles máximos exigidos por las Ordenanzas Municipales.

Las correcciones que, eventualmente, se introduzcan para reducir ruidos y vibraciones deben ser aprobadas por la dirección de obra y conformarse a las recomendaciones del fabricante del equipo (atenuadores de vibraciones, silenciadores acústicos, etc.).

Las conexiones entre canalizaciones y equipos con partes en movimiento deberán realizarse siempre por medio de elementos flexibles, que impidan eficazmente la propagación de las vibraciones.

4.2.15. Accesibilidad.

El contratista hará conocer a la dirección de la obra, con suficiente antelación, las necesidades de espacio y tiempo para la realización del montaje de sus materiales y equipos en patinillos, falsos techos y salas acondicionadas para tal fin.

A este respecto, el contratista deberá cooperar con la empresa constructora y los otros contratistas, particularmente cuando los trabajos a realizar estén en el mismo emplazamiento.

Los gastos ocasionados por los trabajos de volver a abrir falsos techos, patinillos, etc., debidos a la omisión de dar a conocer a tiempo sus necesidades, correrán a cargo del contratista.

Los elementos de medida, control, protección y maniobra deberán ser desmontables e instalarse en lugares visibles y accesibles, en particular cuando cumplan funciones de seguridad.

El contratista deberá situar todos los equipos que necesitan operaciones periódicas de mantenimiento en un emplazamiento que permita la plena accesibilidad de todas sus partes, ateniéndose a los requerimientos mínimos más exigentes entre los marcados por la Reglamentación vigente y los recomendados por el fabricante.

El contratista deberá suministrar a la empresa constructora la información necesaria para el exacto emplazamiento de puertas o paneles de acceso a elementos ocultos de la instalación, como válvulas, compuertas, elementos de control, etc.

4.2.16. Canalización.

Antes de su colocación, todas las canalizaciones deberán reconocerse y limpiarse de cualquier cuerpo extraño, como rebabas, óxidos, suciedades, etc.

La alineación de las canalizaciones en uniones, cambios de dirección o sección y derivaciones se realizará con los correspondientes accesorios o piezas especiales, centrando los ejes de las canalizaciones con los de las piezas especiales, sin tener que recurrir a forzar la canalización.

Para las tuberías, en particular, se tomarán las precauciones necesarias a fin de que conserven, una vez instaladas, su sección de forma circular.

Las tuberías deberán soportarse de tal manera que en ningún caso quede interrumpido el aislamiento térmico.

Con el fin de reducir la posibilidad de transmisión de vibraciones, formación de condensaciones y corrosión, entre tuberías y soportes metálicos deberá interponerse un material flexible no metálico.

En cualquier caso, el soporte no podrá impedir la libre dilatación de la tubería, salvo cuando se trate de un punto fijo.

Las tuberías enterradas llevarán la protección adecuada al medio en que están inmersas, que en ningún caso impedirá el libre juego de dilatación.

4.2.17. Manguitos para muros.

El contratista deberá suministrar y colocar todos los manguitos a instalar en la obra de albañilería o estructural antes de que estas obras estén construidas. El contratista será responsable de los daños provocados por no expresar a tiempo sus necesidades o indicar una situación incorrecta de los manguitos.

El espacio entre el manguito y la conducción deberá rellenarse con una masilla plástica, aprobada por la dirección de obra, que selle completamente el paso y permita la libre dilatación de la conducción. Además, cuando el manguito pase a través de un elemento corta-fuego, la resistencia al fuego del material de relleno deberá ser al menos

igual a la del elemento estructural. En algunos casos, se podrá exigir que el material de relleno sea impermeable al paso de vapor de agua.

Los manguitos deberán acabar a ras del elemento de obra; sin embargo, cuando pasen a través de forjados, sobresaldrán 15 mm por la parte superior.

Los manguitos serán contruidos con chapa de acero galvanizado de 6/10 mm de espesor o con tubería de acero galvanizado, con dimensiones suficientes para que pueda pasar con holgura la conducción con su aislamiento térmico. De otra parte, la holgura no podrá ser superior a 3 cm a lo largo del perímetro de la conducción.

No podrá existir ninguna unión de tuberías en el interior de manguitos pasamuros.

4.2.18. Protección de partes móviles.

El contratista deberá suministrar protecciones a todo tipo de maquinaria en movimiento, como transmisiones de potencia, rodets de ventiladores, etc., con las que pueda tener lugar un contacto accidental. Las protecciones deben ser de tipo desmontable para facilitar las operaciones de mantenimiento.

4.2.19. Protección de elementos a temperatura elevada.

Toda superficie a temperatura elevada, con la que pueda tener lugar un contacto accidental, deberá protegerse mediante un aislamiento térmico calculado de tal manera que su temperatura superficial no sea superior a 60 grados centígrados.

4.2.20. Cuadros y líneas eléctricas.

El contratista suministrará e instalará los cuadros eléctricos de protección, maniobra y control de todos los equipos de la instalación mecánica, salvo cuando en otro documento se indique otra cosa.

El contratista suministrará e instalará también las líneas de potencia entre los cuadros antes mencionados y los motores de la instalación mecánica, completos de tubos de protección, bandejas, cajas de derivación, empalmes, etc., así como el cableado para control, mandos a distancia e interconexiones, salvo cuando en otro documento se indique otra cosa.

La instalación eléctrica cumplirá con las exigencias marcadas por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

La Empresa Instaladora Eléctrica será responsable de la alimentación eléctrica a todos los cuadros arriba mencionados, que estará constituida por 3 fases, neutro y tierra. El conexionado entre estos cables y los cuadros estará a cargo del contratista.

El contratista deberá suministrar a la Empresa Instaladora Eléctrica la información necesaria para las acometidas a sus cuadros, como el lugar exacto de emplazamiento, la potencia máxima absorbida y, cuando sea necesario, la corriente máxima absorbida y la caída de tensión admisible en régimen transitorio.

4.2.21. Pinturas y colores.

Todas las conducciones de una instalación estarán señalizadas de acuerdo a lo indicado en las normas UNE, con franjas, anillos y flechas dispuestos sobre la superficie exterior de la misma o, en su caso, de su aislamiento térmico.

Los equipos y aparatos mantendrán los mismos colores de fábrica. Los desperfectos, debidos a golpes, raspaduras, etc., serán arreglados en obra satisfactoriamente a juicio de la dirección de obra.

En la sala acondicionada para la instalación eléctrica se dispondrá el código de colores enmarcado bajo cristal, junto al esquema de principio de la instalación.

Las plazas de aparcamientos se limitarán mediante franjas pintadas en suelo, las plazas reservadas para minusválidos se pintarán de color azul y se dibuja de color blanco distintivo que lo indica y las plazas reservada para la recarga de los vehículos eléctricos se pintarán de color verde y se dibujara el distintivo que lo indique.

4.2.22. Identificación.

Al final de la obra, todos los aparatos, equipos, cuadros eléctricos y puntos de recarga deberán marcarse con una chapa de identificación, sobre la cual se indicarán nombre y número del aparato.

La escritura deberá ser de tipo indeleble, pudiendo sustituirse por un grabado. Los caracteres tendrán una altura no menor de 50 mm.

En los cuadros eléctricos todos los bornes de salida deberán tener un número de identificación que se corresponderá al indicado en el esquema de mando y potencia.

Todos los equipos y aparatos importantes de la instalación, en particular aquellos que consumen energía, deberán venir equipados de fábrica, en cumplimiento de la

normativa vigente, con una placa de identificación, en la que se indicarán sus características principales, así como nombre del fabricante, modelo y tipo. En las especificaciones de cada aparato o equipo se indicarán las características que, como mínimo, deberán figurar en la placa de identificación.

Las placas se fijarán mediante remaches o soldadura o con material adhesivo, de manera que se asegure su inmovilidad, se situarán en un lugar visible y estarán escritas con caracteres claros y en la lengua o lenguas oficiales españolas.

4.2.23. Limpieza de redes de distribución.

Todas las redes de distribución deberán ser internamente limpiadas antes de su funcionamiento, para eliminar polvo, cascarillas, aceites y cualquier otro material extraño.

Durante el montaje se habrá puesto extremo cuidado en evitar la introducción de materias extrañas dentro de tubería y equipos, protegiendo sus aperturas con adecuados tapones. Antes de su instalación, tuberías, accesorios y válvulas deberán ser examinados y limpiados.

4.2.24. Pruebas.

El contratista pondrá a disposición todos los medios humanos y materiales necesarios para efectuar las pruebas parciales y finales de la instalación, efectuadas según se indicará a continuación para las pruebas finales y, para las pruebas parciales, en otros capítulos de este pliego de condiciones.

Las pruebas parciales estarán precedidas de una comprobación de los materiales al momento de su recepción en obra.

Cuando el material o equipo llegue a obra con Certificado de Origen Industrial, que acredite el cumplimiento de la normativa en vigor, nacional o extranjera, su recepción se realizará comprobando, únicamente sus características aparentes.

Cuando el material o equipo esté instalado, se comprobará que el montaje cumple con las exigencias marcadas en la respectiva especificación (conexiones hidráulicas y eléctricas, fijación a la estructura del edificio, accesibilidad, accesorios de seguridad y funcionamiento, etc.).

Sucesivamente, cada material o equipo participará también de las pruebas parciales y totales del conjunto de la instalación (estanquidad, funcionamiento, puesta a tierra, aislamiento, ruidos y vibraciones, etc.).

4.2.25. Pruebas finales.

Una vez la instalación se encuentre totalmente terminada, de acuerdo con las especificaciones del proyecto, y que haya sido ajustada y equilibrada de acuerdo a lo indicado en las normas UNE, se deberán realizar las pruebas finales del conjunto de la instalación y según indicaciones de la dirección de obra cuando así se requiera.

4.2.26. Recepción provisional.

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el contratante, requiriendo para ello la presencia del director de la obra y del representante del contratista, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso. Dicho Acta será firmada por el director de la obra y el representante del contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas y en el Proyecto correspondiente, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

Al momento de la Recepción Provisional, el contratista deberá entregar a la dirección de obra la siguiente documentación:

- Una copia reproducible de los planos definitivos, debidamente puestos al día, comprendiendo como mínimo, el esquema de principio, el esquema de control y seguridad, el esquema eléctrico, los planos de sala de máquinas y los planos de plantas donde se deberá indicar el recorrido de las conducciones de distribución.
- Una memoria de la instalación, en la que se incluyen las bases de proyecto y los criterios adoptados para su desarrollo.
- Una relación de todos los materiales y equipos empleados, indicando fabricante, marca, modelo y características de funcionamiento.
- Un esquema de principio de impresión indeleble para su colocación en sala de máquinas, enmarcado bajo cristal.

- El código de colores, en color, enmarcado bajo cristal.
- El manual de Instrucciones.
- El certificado de la instalación presentado ante la Consejería de Industria y Energía de la Comunidad Autónoma.
- El Libro de Mantenimiento.
- Lista de repuestos recomendados y planos de despiece completo de cada unidad.

La dirección de obra entregará los mencionados documentos al titular de la instalación, junto con las hojas recopiladas de los resultados de las pruebas parciales y finales y el Acta de Recepción, firmada por la dirección de obra y el contratista.

En el caso de no hallarse la Obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución. Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta y a cargo del contratista. Si el contratista no cumpliese estas prescripciones podrá declararse rescindido el contrato con pérdida de la fianza.

4.2.27. Periodo de garantías.

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos la garantía será de 10 años.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el contratista es responsable de la conservación de la Obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defectos de ejecución o mala calidad de los materiales.

Durante este periodo, el contratista garantizará al contratante contra toda reclamación de terceros, fundada en causa y por ocasión de la ejecución de la Obra.

Condiciones económicas:

- Incluirá tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.
- Quedarán incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

- Asimismo, se deberá incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

4.2.28. Recepción definitiva.

Al terminar el plazo de garantía señalado en el contrato o en su defecto a los doce meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del Director de Obra y del representante del Contratista levantándose el Acta correspondiente, por duplicado (si las obras son conformes), que quedará firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista y ratificada por el Contratante y el Contratista.

4.2.29. Permisos.

El contratista deberá gestionar con todos los organismos oficiales competentes (nacionales, autonómico, provinciales y municipales) la obtención de los permisos relativos a las instalaciones objeto del presente proyecto, incluyendo redacción de los documentos necesarios, visado por el colegio oficial correspondiente y presencia durante las inspecciones.

4.2.30. Entrenamiento.

El contratista deberá adiestrar adecuadamente, tanto en la explotación como en el mantenimiento de las instalaciones, al personal que en número y cualificación designe la propiedad.

Para ello, por un periodo no inferior a lo que se indique en otro documento y antes de abandonar la obra, el contratista asignará específicamente el personal adecuado de su plantilla para llevar a cabo el entrenamiento, de acuerdo con el programa que presente y que deberá ser aprobado por la dirección de obra.

4.2.31. Repuestos, herramientas y utilidades específicos.

El contratista incorporará a los equipos los repuestos recomendados por el fabricante para el periodo de funcionamiento que se indica en otro documento, de acuerdo con la lista de materiales entregada con la oferta.

4.2.32. Subcontratación de las obras.

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la Obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste concertar con terceros la realización de determinadas unidades de obra (construcción y montaje de conductos, montaje de equipos especiales, construcción y montaje de cuadros eléctricos y tendido de líneas eléctricas, puesta a punto de equipos y materiales de control, etc.).

La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Que se dé conocimiento por escrito al director de la obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que aquél lo autorice previamente.
- Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no excedan del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso, el contratista no quedará vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista y cualquier subcontratación de obras no eximirá al contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al contratante.

4.2.33. Riesgos.

Las obras se ejecutarán, en cuanto a coste, plazo y arte, a riesgo y ventura del contratista, sin que esta tenga, por tanto, derecho a indemnización por causa de pérdidas, perjuicios o averías. El contratista no podrá alegar desconocimiento de situación, comunicaciones, características de la obra, etc.

El contratista será responsable de los daños causados a instalaciones y materiales en caso de incendio, robo, cualquier clase de catástrofes atmosféricas, etc., debiendo cubrirse de tales riesgos mediante un seguro.

Asimismo, el contratista deberá disponer también de seguro de responsabilidad civil frente a terceros, por los daños y perjuicios que, directa o indirectamente, por omisión o negligencia, se puedan ocasionar a personas, animales o bienes como consecuencia de los trabajos por ella efectuados o por la actuación del personal de su plantilla o subcontratado.

4.2.34. Rescisión del contrato.

Serán causas de rescisión del contrato la disolución, suspensión de pagos o quiebra del contratista, así como embargo de los bienes destinados a la obra o utilizados en la misma.

Serán asimismo causas de rescisión el incumplimiento repetido de las condiciones técnicas, la demora en la entrega de la obra por un plazo superior a tres meses y la manifiesta desobediencia en la ejecución de la obra.

La apreciación de la existencia de las circunstancias enumeradas en los párrafos anteriores corresponderá a la dirección de la obra.

En los supuestos previstos en los párrafos anteriores, la propiedad podrá unilateralmente rescindir el contrato sin pago de indemnización alguna y solicitar indemnización por daños y perjuicios, que se fijará en el arbitraje que se practique.

El contratista tendrá derecho a rescindir el contrato cuando la obra se suspenda totalmente y por un plazo de tiempo superior a tres meses. En este caso, el contratista tendrá derecho a exigir una indemnización del cinco por ciento del importe de la obra pendiente de realización, aparte del pago íntegro de toda la obra realizada y de los materiales situados a pie de obra.

4.2.35. Precios.

El contratista deberá presentar su oferta indicando los precios de cada uno de los capítulos del documento "Presupuesto".

Los precios incluirán todos los conceptos mencionados anteriormente.

Una vez adjudicada la obra, el contratista elegido para su ejecución presentará, antes de la firma del contrato, los precios unitarios de cada partida de materiales. Para cada capítulo, la suma de los productos de las cantidades de materiales por los precios unitarios deberá coincidir con el precio, presentado en fase de oferta, del capítulo.

Cuando se exija en el contrato, el contratista deberá presentar, para cada partida de material, precios descompuestos en material, transporte y mano de obra de montaje.

4.2.36. Pago de obras.

El pago de obras realizadas se hará sobre certificaciones parciales que se practicarán mensualmente. Dichas certificaciones contendrán solamente las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo a que se refieran. La relación valorada que figure en las certificaciones, se hará con arreglo a los precios establecidos, reducidos en un 10% y con la cubicación, planos y referencias necesarias para su comprobación.

Serán de cuenta del contratista las operaciones necesarias para medir unidades ocultas o enterradas, si no se ha advertido al director de la obra oportunamente para su medición, los gastos de replanteo, inspección y liquidación de las mismas, con arreglo a las disposiciones vigentes, y los gastos que se originen por inspección y vigilancia facultativa, cuando la dirección técnica estime preciso establecerla.

La comprobación, aceptación o reparos deberán quedar terminadas por ambas partes en un plazo máximo de quince días.

El director de la obra expedirá las certificaciones de las obras ejecutadas que tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las certificaciones siguientes, no suponiendo por otra parte, aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas certificaciones.

4.2.37. Abono del material acopiado.

Cuando a juicio del director de la obra no haya peligro de que desaparezca o se deterioren los materiales acopiados y reconocidos como útiles, se abonarán con arreglo a los precios descompuestos de la adjudicación. Dicho material será indicado por el director de la obra que lo reflejará en el acta de recepción de obra, señalando el plazo de entrega en los lugares previamente indicados. El contratista será responsable de los daños que se produzcan en la carga, transporte y descarga de este material.

La restitución de las bobinas vacías se hará en el plazo de un mes, una vez que se haya instalado el cable que contenían. En caso de retraso en su restitución, deterioro o

pérdida, el contratista se hará también cargo de los gastos suplementarios que puedan resultar.

4.2.38. Disposición final.

La concurrencia a cualquier subasta, concurso o concurso de subasta cuyo proyecto incluya el presente pliego de condiciones generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.

4.3. Condiciones de la instalación de los puntos de recarga.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se deberá tener particular precaución en la protección de equipos y materiales que pueden estar expuestos a agentes exteriores especialmente agresivos producidos por procesos industriales cercanos.

Serán rechazados cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alimentación en las células o burbujas en el encapsulante.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente D.C. reales, referidas a las condiciones estándar, deberán estar comprendidas en el margen de $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales del catálogo.

Serán rechazados cualquier punto de recarga que presente cualquier defecto de fabricación, como roturas del cristal de la parte superior, rotura de las tapas de carga, abolladuras o desperfectos en la carcasa del punto de recarga, así como el mal funcionamiento de los puntos de recarga.

Para que un punto de recarga sea aceptable, su potencia máxima y corriente A.C. reales, referidas a las condiciones estándar, y deberá de tener una tolerancia de 10% como corresponde a los valores nominales del catálogo.

4.3.1. Condiciones ecológicas.

Los productos deberán de llevar la marca CE de acuerdo con las Directivas 73/23/EC; 93/68/EC y 89/336/CEE según sea aplicable, cumpliendo además los siguientes requisitos:

- Fomentar el reciclaje: Utilizando como preferencia el vidrio y el aluminio reciclado.
- Control de gases especiales: Tener un control adecuado de las emisiones de F, CI y COV y de la manipulación de los gases especiales.
- Devolución del producto en componentes: Aceptación y tratamiento adecuado de los productos con la marca AENOR usados devueltos.
- Envase que cumplan con la ley 11/1997.
- Cumplir con la norma UNE-EN 61215.

4.3.2. Información sobre hoja de datos y placas de características.

4.3.2.1. Información de la hoja de datos.

Certificados.

Todos los certificados relevantes deberán listarse en la hoja de datos.

Material constructivo.

Descripción de todos los materiales utilizados en la construcción de los siguientes componentes:

- Tipo de célula.
- Marco.
- Cubierta frontal.

Funcionamiento eléctrico.

Se indicarán los valores característicos siguientes en las STC (1000 W/m², 25 ± 2 °C, AM 1,5):

- Potencia eléctrica máxima (P_{max}).
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}).
- Tensión en circuito abierto (V_{oc}).
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}).

Características generales

Se especificará la información sobre la caja de conexiones, tal como dimensiones, grado de protección IP, técnica para el conexionado eléctrico (por ejemplo, mediante conector o mediante cableado):

- Dimensiones externas (longitud, anchura) del módulo fotovoltaico.
- Espesor total del módulo fotovoltaico.
- Peso.

Características térmicas

Se requiere el valor de la NOCT.

Se requieren los valores de los coeficientes de temperatura.

Valores característicos para la integración de sistemas

Se requieren:

- Tensión de circuito abierto de diseño, tensión máxima permisible en el sistema y clasificación de protección.
- Corriente inversa límite.

Clasificación de potencia y tolerancias de producción

Se precisarán las tolerancias de producción superior e inferior para una potencia máxima dada.

4.3.2.2. Información de la placa de características.

- Nombre y símbolo de origen del fabricante o suministrador.
- Designación de tipo.
- Clasificación de protección.
- Máxima tensión permitida en el sistema.
- P_{max} +- tolerancias de producción, I_{sc} , V_{oc} y V_{mpp} (todos los valores en las STC).

4.3.3. Subsistemas, componentes e interfaces de sistemas de los puntos de recarga.

4.3.3.1. Control principal y de monitorización.

Este subsistema supervisa la operación global del sistema de los puntos de recarga, de la generación fotovoltaica y la interacción entre todos los subsistemas. También se podrá interactuar con las cargas.

El control principal y de monitorización deberá asegurar la operación del sistema en modo automático o manual.

La función de monitorización del subsistema de control principal y de monitorización puede incluir detección y adquisición de señales de datos, procesado, registro, transmisión y presentación de datos del sistema según se demande. Esta función puede monitorizar:

- Campo fotovoltaico.
- Acondicionador DC.
- Interfaz de carga DC/DC.
- Interfaz AC/ACA.
- Carga.
- Inversor.
- Fuentes auxiliares, etc.
- Interfaz a la red.
- Control de recarga de los EV.
- Monitorización de los puntos de recarga.
- Condiciones ambientales.

Las funciones del subsistema de control pueden incluir, pero no están limitadas

a:

- Control de almacenamiento.
- Seguimiento solar.
- Arranque del sistema.
- Control de transmisión de potencia DC.
- Arranque y control del inversor de carga (AC).
- Seguridad.

- Protección contra incendios.
- Arranque y control de la fuente auxiliares.
- Control de la interfaz a la red.
- Arranque y control de funciones de apoyo.

En cualquier diseño particular del sistema de puntos de recarga, algunos de los subsistemas mostrados podrían estar ausente y alguno de los componentes de un subsistema podría estar presente de una o varias formas.

4.3.3.2. *Subsistema fotovoltaico.*

Consiste en un conjunto de componentes integrados mecánica y eléctricamente que forman una unidad que puede producir potencia en corriente continua (DC) directamente, a partir de la radiación solar.

El subsistema FV puede incluir, pero no está limitado a:

- Módulos.
- Subcampos de módulos.
- Campos fotovoltaicos.
- Interconexiones eléctricas.
- Cimentación.
- Estructuras soporte.
- Dispositivos de protección.
- Puesta a tierra.

4.3.3.3. *Acondicionador de corriente continua.*

El acondicionador DC suministra protección para los componentes eléctricos de DC y convierte la tensión del subsistema fotovoltaico en una instalación de DC utilizable. Generalmente incluye todas las funciones auxiliares (tales como fuentes internas de alimentación, amplificadores de error, dispositivos de autoprotección, etc.) requeridas para su correcta operación.

El acondicionador DC puede estar formado por uno o más, pero no únicamente, de los elementos siguientes:

- Fusible.

- Interruptor.
- Diodo de bloqueo.
- Equipo de protección (unidad de carga, aislamiento).
- Regulador de tensión.
- Seguidor del punto de máxima potencia.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
 - o Tensión e intensidad nominales.
 - o Rangos de tensión e intensidad.
 - o Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
 - o Tensión e intensidad.
 - o Tolerancia en la tensión de salida.
 - o Limitación de intensidad.
 - o Características de las cargas.

Otras consideraciones:

- Rendimiento del acondicionador cc.
- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.
- Nivel de ruido acústico.

4.3.3.4. *Interfaz DC/DC.*

Incluye las funciones necesarias para adaptar la tensión DC del sistema fotovoltaico de generación a la carga DC. También puede conectarse a una fuente de potencia auxiliar DC.

La interfaz DC/DC puede incluir, sin excluir otros elementos, uno o más de los siguientes componentes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidor de tensión DC/DC.
- Conexión de fuente ca auxiliar de potencia.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
 - o Puesta a tierra.
 - o Protección contra rayos.
 - o Regulador de tensión.
 - o Aislamiento eléctrico entrada-salida.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
 - o Tensión e intensidad nominales.
 - o Rangos de tensión e intensidad.
 - o Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
 - o Tensión e intensidad.
 - o Tolerancia en la tensión de salida.
 - o Limitación de intensidad.
 - o Características de las cargas.
- Rendimiento de la interfaz.

Otras consideraciones:

- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.
- Nivel de ruido acústico.

4.3.3.5. *Inversor.*

El inversor convierte la corriente de entrada que es DC y/o la transforma a la salida en corriente AC. Puede incluir control de tensión, fuentes de alimentación internas, amplificadores de error, dispositivos de autoprotección, etc.

- Equipo de protección:
- Protección de la unidad.
- Protección de la carga.
- Aislamiento entre entrada y salida.
- Protecciones de sobretensión y sobreintensidad.

El inversor puede controlar uno o más, pero no está limitado a, los parámetros siguientes:

- Frecuencia.
- Nivel de tensión.
- Encendido y apagado.
- Sincronización.
- Potencia reactiva.
- Forma de la onda de salida.

Aunque el inversor puede especificarse y ensayarse independientemente del sistema de generación fotovoltaico, las características técnicas dependen de los requisitos del sistema en el que se instale la unidad. Por ejemplo, los parámetros pueden ser distintos en un sistema autónomo y un sistema conectado a red.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
 - Tensión e intensidad nominales.
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Variaciones dinámicas de tensión de entrada.
- Condiciones de salida.
 - Número de fases.
 - Tensión e intensidad.
 - Distorsión armónica y frecuencia de salida.
 - Tolerancias de tensión y de frecuencia.

- Limitación de intensidad.
- Características de las cargas.
- Factor de potencia.
- Rendimiento del inversor.

Otras consideraciones:

- Pérdidas sin carga.
- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Condiciones mecánicas generales.
- Condiciones de seguridad.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.
- Generación de ruido acústico.

4.3.3.6. *Interfaz AC/AC.*

Incluye las funciones necesarias para convertir la tensión en AC del sistema de generación fotovoltaico a una carga AC. También puede conectarse a una fuente auxiliar de AC.

Un subsistema AC/AC puede incluir uno o más (entre otros) de los elementos siguientes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidor de tensión AC/AC.
- Conexión de fuente ca auxiliar.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
 - Puesta a tierra.
 - Dispositivo de protección contra el rayo (pararrayos).
 - Reguladores.
 - Seguridad.
 - Aislamiento entre entrada y salida.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
 - Número de fases.
 - Tensión (es) e intensidad (es) nominal (es).
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Frecuencia.
 - Rango de frecuencia.
 - Factor de potencia.
 - Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
 - Número de fases.
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Frecuencia y distorsión armónica.
 - Tolerancia de tensión y frecuencia.
 - Limitación de intensidad.
 - Características de las cargas.
 - Factor de potencia.
 - Equilibrio de fases.

4.3.3.7. *Interfaz a la red.*

Conecta eléctricamente la salida del inversor DC/AC y la red de distribución eléctrica. Posibilita al sistema de generación fotovoltaico operar en paralelo con la red para así entregar o recibir energía eléctrica a o desde la red.

La interfaz a la red puede consistir, entre otros, de los elementos siguientes:

- Interruptores automáticos y fusibles.
- Convertidores de tensión ca/ca.
- Dispositivos de filtrado.
- Dispositivos de protección tales como:
 - Puesta a tierra.
 - Pararrayos.
 - Reguladores de tensión.
 - Relés.
 - Transformador de aislamiento.
 - Sistemas de acoplo y desacoplo.

Deberán especificarse los siguientes parámetros:

- Condiciones de entrada.
 - Número de fases.
 - Intensidad (es) y tensión (es) nominal (es).
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Frecuencia.
 - Rango de frecuencia.
 - Factor de potencia.
 - Variaciones dinámicas.
- Condiciones de salida.
 - Número de fases.
 - Rangos de tensión e intensidad.
 - Frecuencia y distorsión armónica.
 - Tolerancia de tensión y frecuencia.
 - Limitación de intensidad.
 - Características de las cargas.
 - Factor de potencia.
 - Equilibrio de fases.

Otras consideraciones:

- Interacción con el control principal.
- Condiciones ambientales.
- Características mecánicas generales.
- Requisitos de seguridad.
- Rendimiento de la interfaz.
- Interferencias de radiofrecuencia.
- Instrumentación.

4.3.3.8. Puntos de recarga.

Conectar los puntos de recarga eléctricamente a un cuadro de protecciones que a su vez estará conectado eléctricamente a la salida del inversor de DC/AC y la red de distribución eléctrica. Con este sistema podemos recargar los EV, con la energía

generada del sistema fotovoltaico y cuando este no produzca la suficiente energía se podrá recibir la energía eléctrica desde la red.

La conexión de los puntos de recarga contara con los siguientes elementos:

- Protección contra contactos directos e indirectos.
- Protección contra sobretensiones.
- Protección contra sobreintensidades.
- Protección en función de las influencias externas, estas pueden ser penetración de agua o cuerpos sólidos, corrosión y resistencia a los rayos ultravioletas.

4.3.4. Ensayos sobre los módulos fotovoltaicos.

4.3.4.1. Ensayos ultravioletas.

Los ensayos mediante los cuales se determine la resistencia del módulo fotovoltaico cuando este se exponga a la radiación ultravioleta se realizará según la norma UNE-EN 208:2010.

Ese ensayo será de utilidad para evaluar la resistencia a la radiación ultravioleta de los materiales tales como polímeros y capas protectoras.

El objetivo de este ensayo es determinar la capacidad del módulo de resistir la exposición a la radiación ultravioleta entre los 280 nm y los 400 nm. Antes de realizar estos ensayos se realizará el ensayo de envejecimiento por luz y otros ensayos de preacondicionamiento conforme a CEI 61215 o CEI 61646.

4.3.4.2. Ensayos de corrosión por niebla salina.

El ensayo mediante el cual se determina la resistencia del módulo FV a la corrosión por niebla salina se realizará según UNE-EN 61701:2012.

Este ensayo será útil para evaluar la compatibilidad de materiales, y la calidad y uniformidad de los recubrimientos protectores.

4.3.4.3. Ensayos al impacto.

La susceptibilidad de un módulo a sufrir daños por un impacto accidental se realizará según IEC 61721:1995.

4.4. Montaje de la instalación.

4.4.1. Estudio y planificación previa.

Para poder llevar a cabo un correcto montaje será necesario subdividir las tareas en tres etapas principales:

- Diseño.
- Planificación.
- Realización.

El diseño del montaje es una tarea que deberá ser abordada en la etapa de diseño general de la instalación, no deberá de limitarse solamente a los cálculos y dimensionado. En esta fase se deberá quedar completamente definido todo el conjunto de la instalación, contando siempre con el usuario o el propietario de la misma, ya que será entonces cuando deberá tener lugar el planteamiento, el debate y toma de decisiones sobre los aspectos prácticos como el control, la monitorización y el mantenimiento, los requisitos estéticos, el impacto visual, los riesgos de hurto y de actos vandálicos, etc.

Se realizará una instalación, en la medida de lo posible, que se integre con la arquitectura del entorno y que proporcione protección a los vehículos estacionados.

Se tomarán las debidas precauciones y medidas de seguridad con el fin de evitar los actos vandálicos y el robo de los diferentes elementos de la instalación, en especial del sistema de generación y de los puntos de recarga. Como no resulta posible ubicar los paneles en lugares inaccesibles o de muy difícil acceso, no quedará más remedio que diseñar el montaje de los mismos de forma que sea prácticamente imposible desmontarlos sin romperlos y, por lo tanto, hacerlos inservibles.

Entre las posibles medidas extremas que se podrán tomar, pueden citarse:

- Rodear los paneles con un marco o perfil angular de acero.
- Pegar los módulos al marco o perfiles de la estructura con una soldadura química (fría).
- Efectuar soldaduras en puntos "estratégicos" como, por ejemplo, alrededor de las tuercas de sujeción, haciendo imposible su manipulación con herramientas comunes.
- Soldar los marcos de los módulos fotovoltaicos y los puntos de recarga a la estructura metálica de la marquesina.

En cuanto a la planificación del montaje, el propósito principal de esta etapa será minimizar los posibles imprevistos que puedan surgir y asegurar, en la medida de lo posible, el cumplimiento de plazos y presupuestos.

Será muy recomendable definir de antemano el momento, la secuencia y los tiempos previstos de operaciones, la gestión del personal montador, la gestión del material y de los recursos.

El instalador deberá considerar durante la planificación cómo y qué medida afectará el montaje de la instalación fotovoltaica y de los puntos de recarga a las personas ajenas a la misma, a su trabajo y a sus actividades. En este sentido, se deberá informar con la suficiente antelación sobre las operaciones que conlleven cortes de luz, ruido, polvo, obstrucción y/o ocupación de vías de paso (acceso de vehículos, pasillos, etc.), utilización de espacios como pueden ser: habitaciones, despachos, etc., necesidad de presencia del propietario, etc.

Por último, la etapa de realización requerirá la utilización de planos, esquemas, manuales de instalación, instrucciones, etc., que especifiquen y faciliten las tareas de montaje. El objetivo de ello será doble: llevar a cabo las operaciones de forma correcta y eficiente, y evitar disconformidades por parte del propietario.

4.4.2. Estructura del soporte.

Aunque en determinadas ocasiones es posible el montaje de paneles fotovoltaicos aprovechando un elemento arquitectónico existente, o incluso sustituyéndolo, en la generalidad de los casos dicha estructura se hará indispensable, ya que cumple un triple cometido:

- Actuar de armazón para conferir rigidez al conjunto de módulos, configurando la disposición y geometría del panel que sean adecuados en cada caso.
- Asegurar la correcta inclinación y orientación de los paneles, que serán en general distintas según el tipo de aplicación y la localización geográfica.
- Servir de elemento intermedio para la unión de los paneles y el suelo o elemento constructivo (tejado, pared, etc.), que deberá soportar el peso y las fuerzas transmitidas por aquéllos, asegurando un anclaje firme y una estabilidad perfecta y permanente.

En el presente proyecto los módulos fotovoltaicos se instalarán en una estructura adecuada para ello, y esta estructura se aclara en una marquesina metálica, que se

utilizara para el estacionamiento de los vehículos. Esta solución es ideal para el presente proyecto, ya que ofrece al usuario la posibilidad de recargar su EV y a la vez protección para el vehículo.

Además del peso de los módulos y de la propia estructura, ésta se verá sometido a los sobrecargos producidos por el viento, los cuales se producirán sobre los paneles una presión dinámica que puede ser muy grande. De ahí la importancia de asegurar perfectamente la robustez, no solamente de la propia estructura, sino también y muy especialmente, del anclaje de la misma.

Además de las fuerzas producidas por el viento, habrá que considerar otras posibles cargas como la de la nieve sobre los paneles.

En base a conseguir una minimización de los costes de instalación sin pérdida de calidad, en el diseño de las estructuras se debería tender a:

- Desarrollar kits de montaje universales.
- Minimizar el número total de piezas necesarias.
- Prever un sistema de ensamblaje sencillo para reducir los costes de mano de obra.
- Utilizar, en lo posible, partes preensambladas en taller o fábrica.
- Asegurar la máxima protección a los paneles contra el robo o vandalismo.

Preferentemente se realizarán estructuras de acero galvanizado, debiendo poseer un espesor de galvanizado de 120 micras o más, recomendándose incluso 200 micras. Dicho proceso de galvanizado en caliente consistirá en la inmersión de todos los perfiles y piezas que componen la estructura en un baño de zinc fundido. De esta forma, el zinc recubrirá perfectamente todas las hendiduras, bordes, ángulos, soldaduras, etc., penetrando en los pequeños resquicios y orificios del material que, en caso de usar otro método de recubrimiento superficial, quedarían desprotegidos y se convertirían en focos de corrosión.

Toda la tornillería utilizada será de acero inoxidable. Adicionalmente, y para prever los posibles efectos de los pares galvánicos entre paneles y estructura, sobre todo en ambientes fuertemente salinos, conviene instalar unos inhibidores de corrosión galvánica, para evitar la corrosión por par galvánico.

En el diseño de la estructura se deberá tener en cuenta la posibilidad de dilataciones y constricciones, evitando utilizar perfiles de excesiva longitud o

interpuestos de forma que dificulten la libre dilatación, a fin de no crear tensiones mecánicas superficiales.

4.4.3. *Montaje de la marquesina.*

Para el montaje de la marquesina deberá ser realizado por personal cualificado para la construcción de dichas estructuras.

Para su construcción de la marquesina se deberá de utilizar vigas IPN 140 mm, las cuales se utilizarán como apoyos de la estructura, también se deberán de instalar placas de anclaje de 15 x 1.362 x 300 mm, correas en Z de 120 mm, todas las piezas en de estar galvanizadas para su protección con los elementos climáticos.

El proceso para el montaje se podrá dividir en las siguientes etapas:

Preparación del terreno.

Antes de empezar con la instalación de las marquesinas se deberá seguir los siguientes pasos para la preparación del terreno. Estos pasos son:

- Limpieza de la esplanada del parking, de la cual se deberá de retirar todos los elementos que puedan afectar a la instalación de las marquesinas o pueda ser un peligro para las personas que trabajen en su instalación.
- Marcar las zonas donde irán instaladas las placas de anclaje.

Preparación de la estructura.

Mientras se está preparando el terreno para la instalación, es preferible que la mayor parte de las operaciones puedan ser realizar en el taller (soldadura de perfiles, galvanizado, etc.), para el traslado de los elementos de la estructura desde el taller al parking del campus, se realizara mediante grúas elevadoras, las cuales se utilizaran para trasladar los elementos metálicos al lugar correspondiente.

Ejecución.

Una vez preparados el terreno con las estructuras de las marquesinas, se procederá a su instalación. El procedimiento que se seguirá para su instalación será el siguiente:

- Se instalarán todas las placas de anclaje en las zonas que se marcaron con anterioridad y se aseguran al terreno con la tornillería y la resina necesaria.
- Una vez colocadas las placas de anclaje se procederá a la colocación de los perfiles IPN, que se utilizarán para la estructura de las marquesinas, estos perfiles irán atornillados y soldados para mayor seguridad.

- Cuando ya haya terminado de colocar todos los perfiles se procederá a la instalación de las correas en Z, las cuales se fijarán a los perfiles mediante tornillos y soldaduras, estas correas se utilizarán como soporte para los módulos solares.

Una vez ya realizado el montaje de la marquesina, se procederá a la instalación de los módulos solares, estos se instalarán en la parte superior de la marquesina y tendrán doble función, la primera como módulos fotovoltaicos y una segunda que será como cubierta de la marquesina. En el siguiente punto de este pliego de condiciones, se procederá con el montaje de los módulos.

4.4.4. Montaje de los módulos fotovoltaicos.

En este apartado se realizarán las tareas de ubicación del campo fotovoltaico, conexionado y ensamblado de los módulos, e izado y fijación de la panela a la estructura.

Una vez ya instalada las marquesinas se procederá al montaje de los módulos fotovoltaicos. Estos módulos antes de ser colocados en los módulos en las marquesinas se procederá a colocar una estructura metálica a los módulos para su conservación y su protección ante actos vandálicos y hurtos. La obtención de esta estructura será mediante la empresa que nos proporcione los módulos fotovoltaicos. La colocación de la estructura se realiza como dicte el manual del fabricante.

4.4.4.1. Ubicación del campo fotovoltaico.

A la hora de ubicar el campo fotovoltaico se tendrán en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Elegir un día soleado para la evaluación del emplazamiento.
- En el análisis de la orientación del campo fotovoltaico, se utilizará una brújula profesional, nos situaremos en un lugar al aire libre y no se deberá apoyar la brújula en ningún lugar u objeto que puede alterar la indicación de la misma.
- La brújula se utilizará para precisar, no para determinar. El deberá tener sentido de la orientación, lo que no resultará complicado en un día soleado y conociendo la hora.

- Una vez conocidas las dimensiones de la estructura, será conveniente delimitar y señalar el perímetro de la misma, lo que facilitará su posterior montaje. Si la estructura se va a colocar próxima a un lugar accesible o susceptible de alguna modificación, será conveniente informar al propietario sobre el espacio que deberá quedar libre de obstáculos que puedan proyectar sombras sobre los paneles.

4.4.4.2. *Conexionado y ensamblado de los módulos.*

Los módulos fotovoltaicos dispondrán de una o dos cajas de conexiones, donde estarán accesibles los terminales positivo y negativo. Estas cajas dispondrán de unos orificios diseñados para admitir tanto prensaestopas (prensa cables), como tubo protector para cables. Se podrán utilizar kits de conexión, compuestos de tubo no metálico flexible con prensaestopas en ambos extremos y ya listos para adaptarse a las cajas de conexión de sus módulos.

Los prensaestopas tendrán doble finalidad, por un lado, asegurar que se mantiene la estanquidad en el orificio de la caja, y por otro servir como sujeción del cable, evitando así que cualquier posible esfuerzo se transmita directamente sobre las conexiones del interior. En el caso de utilizar tubo protector, este segundo aspecto quedará asegurado.

Los prensaestopas serán adecuados para la sección del cable a utilizar.

Aunque las cajas de conexiones tengan el grado de protección adecuado (aptas para la intemperie), será una buena práctica sellar todas las juntas y orificios con algún tipo de cinta, o sustancia especial para esta función.

Cuando exista una configuración serie-paralelo de cierta complejidad, el montaje de los módulos requerirá el manejo de un plano o esquema donde se refleje dicha configuración, con el fin de no cometer errores y facilitar la tarea de interconexionado.

La secuencia de operaciones a seguir durante el montaje de los módulos dependerá en gran medida de las características de la estructura soporte. Cuando se permite con facilidad el acceso a la parte trasera de los módulos, el conexionado de los mismos podrá realizarse una vez fijados éstos a la estructura. En caso contrario, el conexionado será previo a su fijación en la estructura.

Durante el conexionado de los módulos deberá tenerse en cuenta la presencia de tensión en sus terminales cuando incide la radiación solar sobre ellos, por lo tanto,

durante su manipulación, se recomienda cubrir completamente los módulos con un material opaco.

4.4.4.3. *Izado y fijación de los paneles sobre la marquesina.*

Como es posible colocar la estructura y los módulos en su posición definitiva, estos serán izados mediándose medios mecánicos hasta su lugar de instalación.

Esta operación puede ser delicada, tanto para los paneles como para el personal de la obra, por ello convendrá proteger los paneles para evitar golpes accidentales durante la maniobra y adoptar las medidas de seguridad personal adecuadas.

Para la fijación de los módulos a la marquesina, se realizarán taladros en la estructura de la marquesina, si fuera estrictamente necesario se realizará el taladro en la estructura que se instaló previamente en el módulo. Una vez realizado este taladro se precederá a darle con una capa de protector para evitar el riesgo de corrosión. Toda la tornillería será de acero inoxidable, a los cuales se soldarán a la estructura para evitar actos vandálicos y hurtos.

4.4.4.4. *Montaje de los puntos de recarga.*

Una vez ya terminada los montajes tanto de las marquesinas y los módulos fotovoltaicos procederemos al montaje de los puntos de recarga los cuales los realizará personal cualificado y procederán de la siguiente manera.

Preparación del terreno

Para la preparación del terreno deberemos seguir los siguientes procedimientos:

- Se limpiará la esplanada del parking para trabajar cómodamente y sin peligro para el personal de la obra.
- Se marcarán las zonas donde irán instalados los puntos de recarga, normalmente estos puntos de recarga irán ubicados entre dos plazas de vehículos.
- Se procederá a abrir las zangas donde irán ubicado el sistema de alimentación para los puntos de recarga.

Una vez ya preparado el terreno se procederá a la instalación de los puntos de recarga.

Ejecución.

Para el proceso de instalación de los puntos de recargas procederemos siguiendo estos pasos:

- Una vez ya colócalos ya los sistemas de alimentación se procederá a tapar todas las zangas que se hayan realizado.
- Una vez se haya secado el cemento de las zangas, se procederá a pintar todas las plazas donde se vayan a instalar los puntos de recarga de color verde, y una vez secada esta pintura se pintará el distintivo que indique que es un punto de recarga.
- Una vez seca la pintura, se instalará los puntos de recarga según nos indique el manual del fabricante.

4.4.5. Instalación de las protecciones.

Según la normativa UNE-HD 60364-7-712:2017 una instalación fotovoltaica se deberá de instalar las siguientes protecciones para garantizar la seguridad de la instalación:

- Protección contra los choques eléctricos.
- Medidas de protección con aislamiento doble o reforzado.
- Medidas de protección de muy baja tensión asegurada por MBTS y MBTP.
- Protección contra los efectos térmicos: los cuales son según la normativa:
 - o Seguridad del generador fotovoltaico: se deben de tener en cuenta las normas nacionales o locales contra incendios.
 - o Protección contra incendios causados por equipos eléctricos
- Protección contra las sobreintensidades.
- Protección contra las corrientes de sobrecarga, las cuales son:
 - o Protecciones de los cables para cadena fotovoltaica.
 - o Protecciones de los cables para el subgrupo fotovoltaico.
 - o Protecciones de los cables para el grupo fotovoltaico.
 - o Protecciones de los cables de alimentación fotovoltaica en corriente alterna.
- Protecciones contra las corrientes de cortocircuito.
- Protecciones contra las perturbaciones de tensión y las perturbaciones electromagnéticas.

- Protecciones contra las sobretensiones de origen atmosférico debido a conmutación la cual deberá de cumplir con la protección contra las sobretensiones transitorias.

Y para los sistemas de recarga según la guía técnica de aplicación ITC-BT 52 para las instalaciones con fines especiales. Infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, y las protecciones que deberán de llevar serán las siguientes:

- Protección contra contactos directos e indirectos, estas medidas serán las que indiquen las ITC-BT 24.
- Protecciones en función de las influencias externas, esta protección se utilizará para resguardar la instalación de cualquier cuerpo sólido extraño, penetración de agua, corrosión y la resistencia a los rayos ultravioletas.
- Protección contra sobreintensidades, el dimensionado de esta protección se llevará de acuerdo con la ITC-BT 22.
- Protección contra sobretensiones.

Estas son todas las protecciones que deberá de llevar la instalación del presente proyecto.

4.4.6. Montaje del resto de componentes.

Para el montaje de los componentes específicos como reguladores, inversores, etc., se deberán seguir las instrucciones del fabricante.

Respecto al tendido de líneas, a veces será preciso sacrificar la elección del camino o recorrido ideal del cableado para salvar dificultades u obstáculos que supondrían un riesgo o encarecimiento de la mano de obra de la instalación. Se recomienda el uso de un lubricante en gel para el tendido de cables bajo tubo.

Se deberán identificar adecuadamente todos los elementos de desconexión de la instalación, así como utilizar uniformemente el color de los cables de igual polaridad (incluidos los del campo fotovoltaico). El color rojo se suele reservar para el polo positivo y el negro para el polo negativo.

4.5. Mantenimiento de la instalación.

4.5.1. Generalidades.

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos de tres años.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los fabricantes.

4.5.2. Mantenimiento fotovoltaico.

Se realizarán dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación fotovoltaica para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El plan de mantenimiento preventivo engloba las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación fotovoltaica deberán permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

El plan de mantenimiento correctivo engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Incluirá:

- La visita a la instalación en los plazos siguientes:
- Aislada de red: 48 horas si la instalación no funciona o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.
- Conectada a red: 1 semana ante cualquier incidencia y resolución de la avería en un plazo máximo de 15 días.
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar

incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento deberá realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

En instalaciones aisladas de red, el mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos. situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

En instalaciones conectadas a red, el mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en instalaciones de potencia inferior a 5 kWp y semestral para el resto, en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos. Situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

En ambos casos, se registrarán las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

4.5.3. Mantenimiento de los puntos de recarga.

Dado que el mantenimiento de los equipos es responsabilidad de la empresa de mantenimiento durante el periodo de 3 años, se realizará como se expresado en el apartado anterior de este pliego de condicione dos tipos de mantenimiento.

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

En el mantenimiento preventivo estará enfocado a disminuir el número de averías y conseguir una explotación óptima de los sistemas de recarga para el EV, y así poder garantizar un correcto funcionamiento durante todas las épocas del año. Este mantenimiento incluirá la sustitución periódica de los componentes en función de su vida útil y el uso de los mismo.

Además de estas sustituciones también se realizarán actuaciones básicas tales como:

- Se realizarán pruebas periódicas de funcionamiento de todos los componentes y subsistemas de cada equipo, siguiendo un plan de mantenimiento.
- Resolución de las alarmas que se produzcan.
- Verificación del funcionamiento de todos los equipos tras situaciones climatológicas adversas.
- Limpieza de todos los sistemas interiores y exteriores para garantizar un correcto funcionamiento.
- Verificar el correcto funcionamiento, tras realizar alguna sustitución de los componentes.

- Realización de las partes de control.

Este mantenimiento preventivo tiene como fin, garantizar el correcto funcionamiento de los equipos, detectar cualquier fallo en el sistema y reducir el número de acciones correctivas.

Para el mantenimiento correctivo, se realizarán las reparaciones puntuales “in situ”, en el menor tiempo posible, de las averías que se produzcan en los equipos instalados. Siempre que estén sujetas a los casos de garantía.

El tiempo de diagnóstico máximo tras la notificación a la empresa de mantenimiento deberá ser de máximo 72 horas.

La empresa donde se adquieran los puntos de recarga, deberá entregar un listado de todos los elementos y subsistemas susceptibles de ser objeto de mantenimiento correctivo, debiendo indicar según ese listado los plazos de reparación de cada equipo.

Estos plazos deberán permanecer inalterables durante todo el plazo de garantía y mantenimiento al que se comprometa el adjudicatario en su oferta.

5. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

ÍNDICE DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

5.	ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	247
5.1.	ANTECEDENTES, OBJETO Y JUSTIFICACIÓN.	249
5.2.	DISPOSICIONES LEGALES DE APLICACIÓN	250
5.3.	CONDICIONES AMBIENTALES.....	251
5.4.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA.....	251
5.4.1.	DESCRIPCIÓN DE LA OBRA Y SITUACIÓN.	251
5.4.2.	SUMINISTRO DE AGUA POTABLE.....	251
5.4.3.	SERVICIOS HIGIÉNICOS.....	251
5.4.4.	SERVICIOS Y CONDICIONANTES.....	252
5.5.	TIPOLOGÍA Y CARACTERÍSTICAS DE MATERIALES Y ELEMENTOS A UTILIZAR.....	252
5.6.	PROCESO CONSTRUCTIVOS Y ORDEN DE EJECUCIÓN.	252
5.7.	PROCEDIMIENTOS.	252
5.8.	PROTECCIONES Y FORMACIÓN.	253
5.8.1.	PROTECCIONES INDIVIDUALES.	253
5.8.2.	PROTECCIONES COLECTIVAS.....	254
5.8.3.	FORMACIÓN.....	255
5.9.	IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS Y MEDIDAS ADAPTADAS.....	255
5.9.1.	RIESGOS LABORALES EVITABLES.	255
5.9.2.	RIESGOS LABORALES NO PREDECIBLES.	255
5.10.	RIESGOS LABORALES ESPECIALES.....	257
5.11.	MEDIDAS GENERALES PARA LA ELIMINACIÓN Y PREVENCIÓN DE RIESGOS.	257
5.12.	PREVENCIONES PARA TRABAJOS POSTERIORES.....	261
5.13.	CONDICIONES GENERALES.....	262

5.1. Antecedentes, objeto y justificación.

El objetivo de este estudio es dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, del 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, identificando, analizando y estudiando los posibles riesgos laborales que puedan ser evitados, identificando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos que no pueden eliminarse, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos.

El Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, establece en el apartado 2 del Artículo 4 que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud. Los supuestos previstos son los siguientes:

- El presupuesto de Ejecución por Contrata es superior a 450.760 €
- La duración estimada de la obra es superior a 30 días o se emplea a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- El volumen de mano de obra estimada es superior a 500 trabajadores/día
- Es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Al no darse ninguno de los supuestos previstos en el apartado 1 del Artículo 4 del R.D. 1627/1997 se redacta el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud.

El citado Decreto establece mecanismos específicos para la aplicación de la Ley 31/1995 de prevención de Riesgos Laborales la Directiva 92/57/92 y del RD 39/97 de 17 de enero por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención. Así mismo mediante el RD 1627/97 se procede a la transposición al Derecho español de la Directiva 95/57/CEE por la que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud que deben aplicarse en las obras de construcción temporal o móvil.

El Estudio Básico va dirigido a la eliminación de los riesgos laborales que pueden ser evitados y a la reducción y control de los que no pueden eliminarse totalmente con el fin de garantizar las mejores condiciones posibles de seguridad y salud para todo el personal que participe en la ejecución de las obras proyectadas.

De acuerdo con el artículo 3 del R.D. 1627/1997, si en la obra interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor deberá designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación deberá ser objeto de un contrato expreso.

De acuerdo con el artículo 7 del citado R.D., el objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud es servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

Este Estudio Básico de Seguridad y Salud da cumplimiento a la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborables en lo referente a la obligación del empresario titular de un centro de trabajo de informar y dar instrucciones adecuadas, en relación con los riesgos existentes en el centro de trabajo y las medidas de protección y prevención correspondientes.

En base a este Estudio Básico de Seguridad y al artículo 7 del R.D. 1627/1997, cada contratista elaborará un Plan de Seguridad y Salud en función de su propio sistema de ejecución de la obra y en el que se tendrán en cuenta las circunstancias particulares de los trabajos objeto del contrato.

5.2. Disposiciones legales de aplicación

Son de obligado cumplimiento las disposiciones contenidas en:

- Ley 31/ 1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1.980, Ley 32/1.984, Ley 11/1.994).

- Ordenanza de Trabajo de la Construcción, Vidrio y Cerámica (O.M. 28-08-70, O.M. 28-07-77, O.M. 4-07-83, en los títulos no derogados).

5.3. Condiciones ambientales.

Todos los trabajos se realizarán en la zona del parking del Campus Científico Tecnológico de Linares, y que se describe en la memoria del proyecto.

5.4. Características generales de la obra

En este punto se analizan con carácter general, independientemente del tipo de obra, los diferentes servicios que se deben tener perfectamente definidos y solucionados antes del comienzo de las obras.

5.4.1. Descripción de la obra y situación.

Los trabajos a desarrollar serán los necesarios para la realización del proyecto de una instalación fotovoltaica conectada a la red y de los puntos de recarga para el vehículo eléctrico.

5.4.2. Suministro de agua potable.

Los suministros de agua potable se realizarán a través de los suministros habituales en la región, la zona, etc. En el caso de que estos no fueran posibles, se dispondrán de los medios necesarios para garantizar su existencia regular desde el comienzo de la obra.

5.4.3. Servicios higiénicos.

Dispondrá de servicios higiénicos suficientes y reglamentarios. Si fuera posible, las aguas fecales se conectarán a la red de alcantarillado, en caso contrario, se dispondrá de medios que faciliten su evacuación o traslado a lugares específicos destinados para ello, de modo que no se agrega al medio ambiente.

5.4.4. Servicios y condicionantes.

No se prevén interferencias en los trabajos, puesto que, si la obra civil y el montaje pueden ejecutarse por empresas diferentes, no existe coincidencia en el tiempo. No obstante, de acuerdo con el artículo 3 de R.D. 1627/1997, si interviene más de una empresa en la ejecución del proyecto, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor deberá designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación debería ser objeto de un contrato expreso.

5.5. Tipología y características de materiales y elementos a utilizar.

Quedan especificados en la memoria y pliegos de condiciones del Proyecto de Instalación Eléctrica en Baja Tensión al que se adjunta el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud. Servicios afectados: No se afecta ningún servicio público.

5.6. Proceso constructivos y orden de ejecución.

El proceso constructivo y orden de ejecución de los trabajos se llevará a cabo conforme a las especificaciones y condiciones técnicas que al respecto establece el Proyecto al que se adjunta el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud; dichas prescripciones quedarán complementadas, o en su caso modificadas, por las instrucciones que determine el Ingeniero Director de Obra que, en cualquier caso, deberán contar obligatoriamente con la aprobación y autorización expresa del Coordinador de Seguridad y Salud de la obra.

5.7. Procedimientos.

Según el artículo 15 de principios de la acción preventiva de la ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales, se aplicarán todas las medidas que integran el deber general de prevención y en particular las siguientes actividades:

- Mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.

- Elección del emplazamiento de los puestos de trabajo teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento.
- La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesario para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad de y salud de los trabajadores.
- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas (no existen en la obra que nos ocupa).
- La recogida de materiales peligrosos utilizados (en la presente obra no existen)
- El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación, en función de la evolución de la obra, del periodo de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.

5.8. Protecciones y formación.

5.8.1. Protecciones individuales.

- Cascos: para todas las personas que participan en la obra, incluso visitantes.
- Guantes de cuero.
- Guantes de goma fina.
- Guantes de soldador.
- Guantes dieléctricos.
- Botas impermeables al agua y a la humedad.
- Botas de seguridad de lona (clase III).
- Botas de seguridad de cuero (clase III).
- Botas dieléctricas.

- Monos o buzos.
- Trajes de agua.
- Gafas contra impactos y antipolvo.
- Gafas para oxicorte.
- Pantalla de seguridad para soldador.
- Mascarillas antipolvo.
- Filtros para mascarillas.
- Protectores auditivos.
- Mandiles de soldador.
- Polainas de soldador.
- Manguitos de soldador.
- Cinturón antivibratorio.

5.8.2. *Protecciones colectivas.*

- Pórticos protectores de líneas eléctricas.
- Vallas de limitación y protección.
- Señales de tráfico.
- Señales de seguridad.
- Cintas de balizamiento.
- Topes de desplazamiento de vehículos.
- Barandillas.
- Redes.
- Lonas.
- Soportes y anclajes de redes y lonas.
- Cables de sujeción de cinturón de seguridad.
- Anclajes de cables.
- Casetas de operadores de máquinas.
- Limitadores de movimiento de grúas.
- Anemómetros.
- Balizamiento luminoso.
- Extintores.
- Interruptores diferenciales.
- Tomas y red de tierra.

- Transformadores de seguridad.

5.8.3. Formación.

Corresponde a los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos adoptar las medidas pertinentes para la adecuada formación de los trabajadores en materia de prevención de riesgos laborales.

5.9. Identificación de riesgos y medidas adaptadas.

5.9.1. Riesgos laborales evitables.

En la tabla que se muestra a continuación se verán reflejados los riesgos laborales que pueden presentarse en la obra, y pueden ser totalmente evitadas mediante la adaptación de las medidas técnicas que también se incluyen.

RIESGOS EVITABLES	MEDIDAS TÉCNICAS ADOPTADAS
Trabajos con presencia de tensión (media y baja tensión)	Corte de fluido, apantallamiento de protección, puesta a tierra y cortocircuito de los cables.
Derivados de la rotura de instalación existentes.	Neutralización de las instalaciones existentes
Trabajos en altura (andamios)	Los andamios móviles siempre deben asegurarse contra los movimientos involuntarios. Y todas las conexiones deben tener sus respectivos pasadores de seguridad

Tabla 54. Riesgos laborales evitables.

5.9.2. Riesgos laborales no predecibles.

En este apartado se mostrarán los riesgos laborales que no pueden ser completamente eliminados, y las medidas preventivas y protecciones técnicas que tendrán que adaptarse para el control y la reducción de estos riesgos. La primera tabla se

refiera a aspectos generales que afectan a la totalidad de la obra, y las restantes a los aspectos específicos de cada una de las fases en las que ésta puede dividirse.

TODA LA OBRA	
RIESGOS	
	Caídas de operarios al mismo nivel
	Caídas de operarios a distinto nivel
	Caídas de objetos sobre operarios
	Caídas de objetos sobre terceros
	Choques o golpes contra objetos
	Trabajos en condiciones de humedad
	Contactos eléctricos directos e indirectos
	Cuerpos extraños en los ojos
	Sobreesfuerzos

Tabla 55. Riesgos laborales no predecibles.

MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCION COLECTIVA	4.1.1 Grado
Orden y limpieza en los lugares de trabajos	Permanente
Recubrimiento o distancia de seguridad (am) a líneas eléctricas B.T.	Permanente
Iluminación adecuada y suficiente (alumbrado de obra)	Permanente
No permanecer en el radio de acción de las máquinas	Permanente
Puesta a tierra en cuadros, masas y máquinas sin doble aislamiento	Permanente
Señalización de la obra (señales y carteles)	Permanente
Cintas de señalización y balizamiento a 10 m de distancia	Alternativa al vallado
Extintor de polvo seco, de eficacia 21A – 113B	Permanente
Evacuación de escombros	Frecuente
Escaleras auxiliares	Ocasional
Información específica	Para riesgos concretos
Curso y charlas de formación	Frecuente

EQUIPO DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPIs)	EMPLEO
Casco de seguridad	Permanente
Calzado protector	Permanente
Ropa de trabajo	Permanente
Ropa impermeable o de protección	Con mal tiempo
Gafas de seguridad	Frecuente

	Cinturones de protección del tronco	Ocasional
	Guantes para trabajos en tensión	Permanente
	Elementos aislantes (Banquete aislante, pértigas, etc)	Frecuente

Tabla 56. Medios de prevención de riesgos no predecibles.

5.10. Riesgos laborales especiales.

Los trabajos necesarios para la obra se definirán en el proyecto de referencia, implican eléctricos especiales para la seguridad y la salud de los trabajadores, y están por ello incluidos en el Anexo II del R.D. 1627/97.

En la siguiente relación no exhaustiva se tienen aquellos trabajos que implican algunos riesgos especial para la seguridad y la salud de los trabajadores, estos están incluidos en el Anexo II del R.D. 1627/97.

- Graves caídas de altura
- En proximidad de líneas eléctricas de alta y media tensión, se debe señalizar y respetar la distancia de seguridad (5 m) y llevar el calzado de seguridad.
- Montaje y desmontaje de elementos prefabricados pesados.

También se indican a continuación las medidas específicas que deben adoptarse para controlar y reducir los riesgos derivados de este tipo de trabajo.

5.11. Medidas generales para la eliminación y prevención de riesgos.

Estabilidad y solidez. Los puestos de trabajo móviles o fijos situados por encima o por debajo del nivel del suelo serán sólidos y estables teniendo en cuenta el número de trabajadores que los ocupen, las cargas máximas y su distribución y los factores externos que pudieran afectarles. Si los elementos no aseguran su estabilidad propia deberán adoptarse fijaciones apropiadas y seguras con el fin de evitar cualquier desplazamiento inesperado o involuntario.

Caída de objetos. Se establece como obligatorio el uso del casco para todos los trabajadores y personal de la obra, así como para toda aquella persona que visite la misma. Los materiales, equipos y herramientas deberán colocarse o almacenarse de forma que se evite su caída, desplome o vuelco.

Caídas de altura. Los andamios, pasarelas y plataformas en las que el riesgo de altura de caída sea superior a los 2,00 m irán equipados con barandillas resistentes de 90

con de altura equipadas con reborde de protección, pasamanos y protección intermedia. En los trabajos de montaje de estructura, cubiertas y otros se colocarán redes horizontales y se utilizarán, con carácter obligatorio, cinturones de seguridad con anclaje.

Factores atmosféricos. Al objeto de proteger a los trabajadores se suspenderán los trabajos cuando las inclemencias atmosféricas sean tales que puedan comprometer su seguridad y su salud.

Andamios. Tendrán las condiciones de estabilidad y solidez anteriormente señaladas. Así mismo quedarán protegidos y utilizados de modo que se evite que las personas caigan o estén expuestas a la caída de objetos. Los andamios móviles deberán asegurarse contra desplazamientos involuntarios. Todos los andamios serán inspeccionados por persona competente antes de su puesta en servicio, a intervalos regulares en lo sucesivo y después de cualquier modificación, período de utilización, exposición a la intemperie, sacudidas sísmicas o cualquier otra circunstancia que hubiera podido afectar a su resistencia o a su estabilidad.

Escaleras de mano. Se estará a lo dispuesto en el RD 486/97 de 14 de abril.

Aparatos elevadores y accesorios de izado. Estarán a lo dispuesto en su normativa específica. No obstante, deberán ser de buen diseño y construcción y tener una resistencia suficiente para el uso al que están destinados, instalarse y utilizarse correctamente, mantenerse en buen estado de funcionamiento y ser anejados por trabajadores cualificados que hayan recibido una formación adecuada. Deberá colocarse en los propios aparatos y de manera visible la indicación de la carga máxima que admiten. Los aparatos elevadores y sus accesorios no podrán utilizarse para fines distintos de aquéllos a los que están destinados.

Vehículos y maquinaria para manipulación de materiales. Deberán ajustarse a su normativa específica si bien deberán estar diseñados y contruidos, en la medida de lo posible, en función de los principios de la ergonomía. Así mismo deberán mantenerse en buen estado de funcionamiento y utilizarse correctamente por personal adecuadamente capacitado. Con el fin de evitar que caigan en las excavaciones o en el agua se dispondrán en el perímetro de éstas las correspondientes balizas, topes y señalizaciones. Los vehículos irán equipados con estructuras concebidas para proteger al conductor contra el aplastamiento en caso de vuelco y contra la caída de objetos.

Instalaciones, máquinas y equipos. Estarán a lo dispuesto en su normativa específica si bien deberán estar diseñados y contruidos, en la medida de lo posible, en

función de los principios de la ergonomía. Así mismo deberán mantenerse en buen estado de funcionamiento y utilizarse correctamente por personal adecuadamente capacitado.

Instalaciones de distribución de energía. Deberán mantenerse y verificarse con regularidad. Las existentes antes del comienzo de la obra deben localizarse, verificarse y señalizarse claramente. No se llevarán a cabo trabajos dentro del radio de 5 metros de cualquier tendido eléctrico aéreo; en su caso deberá procederse a dejar el tendido sin tensión. Se colocarán avisos o barreras para mantener a las personas y vehículos alejados de los tendidos eléctricos. En caso de que vehículos de la obra tuvieran que circular bajo un tendido eléctrico que no pueda dejarse sin tensión se utilizará señalización de advertencia y una protección de delimitación de altura de modo que se garantice en todo momento el alejamiento adecuado.

Instalación eléctrica. Se estará a los dispuestos en el Reglamento Electrotécnico e Instrucciones MIE BT complementarias. Se adoptarán las protecciones pertinentes contra contactos directos e indirectos mediante las correspondientes protecciones diferenciales y de tierras. Así mismo se adoptarán las protecciones contra riesgo de incendio y explosión. Los dispositivos de protección deben ser acordes a las condiciones de suministro, potencia instalada y competencia de las personas que han de tener acceso a la instalación.

Ataguías. En el presente proyecto no será necesario.

Vías y salidas de emergencia. Estas deberán de permanecer expuestas y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad. En caso de peligro todos los lugares de trabajo tendrán que evacuarse rápidamente y en condiciones de máxima seguridad para todos los trabajadores. Las vías de salida de emergencia tendrán que estar señalizadas conforme el real decreto 485/97; la señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente para asegurar su duración durante todo el periodo de la obra. Las vías de salida de emergencia, así como sus accesos y puertas no tiene que estar obstruidas por ningún objeto alguno de forma pueden ser utilizadas sin trabas en cualquier momento. En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salida de emergencia deberán quedar equipadas con alumbrado de emergencia autónomo.

Ventilación. Al transcurrir la obra del presente proyecto al aire libre no será necesario ningún requisito de medidas concretas de ventilación.

Ruido. No serán necesarias medidas de protección colectiva dadas las condiciones de la obra. En caso de que sea necesario se facilitarán cascos con protección acústicas para los trabajadores que la necesiten.

Polvo, gases y vapores. No se requieren medidas de protección colectiva dadas las condiciones particulares de la obra. Para casos específicos se facilitarán a los trabajadores mascarillas para protección contra polvo; no se prevé que en la obra se produzcan riesgos de inhalación de gases ni vapores ni presencia en atmósferas peligrosos.

Iluminación. Los lugares de trabajo, los locales y las vías de circulación en la obra tendrán, en la medida de lo posible, de suficiente luz natural y tener iluminación artificial adecuada y suficiente; se utilizarán puntos de iluminación portátiles con protección antichoque. El color de la luz artificial no alterará ni influirá en la percepción de las señales o paneles de señalización. Los puntos de luz estarán colocados de forma que no suponga riesgo alguno para los trabajadores. Los locales, los lugares de trabajo y las vías de circulación en los que los trabajadores estén particularmente expuestos a riesgos en caso de avería de la iluminación artificial deberán poseer una iluminación de seguridad de intensidad suficiente.

Temperatura. Será la adecuada para el organismo humano durante el tiempo de trabajo, cuando las circunstancias los permitan, teniendo en cuenta los métodos de trabajo que se apliquen y de las cargas físicas impuestas a los trabajadores.

Puertas y portones. Dada la situación de la obra esta medida no será necesaria

Vías de circulación y zonas peligrosas. No se prevé que en la obra existan zonas de acceso limitado.

Muelles y rampas de carga. Dada la situación del presente proyecto no será necesario aplicar ninguna medida.

Espacio de trabajo. Las dimensiones del puesto de trabajo deberán de tener la suficiente libertad para que el trabajador pueda realizar su labor, teniendo en cuenta la presencia de todo el equipo y material necesario.

Primeros auxilios. Las condiciones de la obra no serán necesarias la existencia de local específico de primeros auxilios. No obstante, se adoptarán las medidas pertinentes para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, de los trabajadores accidentados o afectados por una indisposición repentina. Así mismo se dispondrá en la propia obra de un botiquín adecuadamente dotado con los productos al uso (algodón, gasas, agua oxigenada, alcohol, yodo, mercurio-cromo, “tiritas”, etc.). Se deberá informar

a la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.) donde a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Se deberá disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los Centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de asistencia.

Servicios higiénicos. Los trabajadores deberán disponer en la propia obra de vestuarios, lavabos y retretes; los vestuarios contarán con taquillas y bancos. Serán utilizados por separado por hombres y mujeres.

Locales de descanso. Los trabajadores deberán poder disponer en la propia obra de un local con al menos una mesa y asientos con respaldo con capacidad para acoger a todos los trabajadores que simultáneamente estén presentes en el trabajo.

Locales de alojamiento. No se requieren.

Mujeres embarazadas y madres lactantes. Deberán tener la posibilidad de descansar tumbadas en condiciones adecuadas.

Trabajadores minusválidos. Los lugares de trabajo deberán estar acondicionados teniendo en cuenta, en su caso, a los trabajadores minusválidos.

Acceso a la obra y perímetro de la misma. Estarán señalizados claramente visibles e identificables.

Agua potable y bebida. Los trabajadores deberán disponer en la obra de agua potable y, en su caso, de otra bebida apropiada no alcohólica en cantidad suficiente, tanto en los locales que ocupen como cerca de los puestos de trabajo. Se analizará el agua destinada al consumo de los trabajadores para garantizar su potabilidad, si no proviene de la red de abastecimiento de la población

Comidas. Los trabajadores deberán disponer de instalaciones para poder comer y, en su caso, para preparar sus comidas en condiciones de seguridad y salud.

5.12. Prevenciones para trabajos posteriores.

En el apartado 3 del artículo 6 del R.D. 1627/1997, establece que en el estudio básico se contemplarán también las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

5.13. Condiciones generales.

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra será el ingeniero director de obra que al efecto designe el promotor. Sus responsabilidades serán las que establece el artículo 8 del RD 1627/97.

Las obligaciones de los contratistas y subcontratistas son las que señala el artículo 11 del RD 1627/97 siendo las de los trabajadores autónomos las indicadas en el artículo 12.

Se llevará el libro de incidencias conforme al artículo 13 del RD 1627/97. La información a los trabajadores se llevará a cabo conforme al artículo 15.

Se llevará a cabo el aviso previo por parte del promotor a la autoridad laboral competente antes del inicio de los trabajos conforme a lo señalado en el artículo 18 del RD 1627/97 y con el contenido indicado en el anexo III de dicha norma.

Se deberá informar a la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.) donde a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Se deberá disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los Centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

6. ESTUDIO BÁSICO DE MEDIO AMBIENTE

ÍNDICE DEL ESTUDIO BÁSICO DE MEDIO AMBIENTE.

6.	ESTUDIO BÁSICO DE MEDIO AMBIENTE	263
6.1.	IMPACTO DEBIDO AL FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.	265
6.2.	EMISIONES A LA ATMÓSFERA.	265
6.3.	FLORA Y FAUNA.	265
6.4.	VERTIDO DE RESIDUOS TÓXICOS Y PELIGROSOS.	265
6.5.	IMPACTO PARA LA FABRICACIÓN DE COMPONENTES.	265

6.1. Impacto debido al funcionamiento de la instalación.

El impacto medioambiental que puede producir la instalación del presente proyecto solo puede ser visual, ya que el funcionamiento de los sistemas de recarga y de las placas solares no producen ningún tipo de ruido ni de residuo.

6.2. Emisiones a la atmósfera.

Al tratarse una instalación fotovoltaica y de puntos de recarga para el EV, no producen ninguna emisión contaminante a la atmosfera, debido a que la energía eléctrica que genera los paneles solares no necesita ningún proceso de combustión y la energía que se utiliza para la recarga de los EV, procede de la energía que producen dichos paneles.

6.3. Flora y fauna.

Al tratarse de una instalación fotovoltaica que se instalará en una marquesina del parking del Campus Científico Tecnológico de Linares, la flora y fauna que hay alrededor del parking no se verá afectada por la obra.

6.4. Vertido de residuos tóxicos y peligrosos.

Al no ser necesarias la utilización de productos químicos que puedan llevar componentes tóxicos o peligrosos, ni para el funcionamiento, ni para el mantenimiento y para la instalación. En caso de que fuera estrictamente necesario la utilización de alguno de estos productos, se buscaría de alguna alternativa que sea menos perjudicial para el medio ambiente. En este caso, se deberán de aplicar las normas de utilización del producto, y a su vez de deberán de seguir normas para la eliminación del producto.

6.5. Impacto para la fabricación de componentes.

Este es el aspecto más importante que se debe de tener en cuenta. La fabricación de los elementos que componen la instalación fotovoltaica y los sistemas de recarga para

el EV ha sido mediante los procesos que conllevan la necesidad de verter emisiones de gases a la atmósfera, y a la de vertidos residuales.

Para el vertido de residuos deberá de estar sujeto al real decreto 833/1988, del 20 de Julio, el cual ratifica el reglamento básico de residuos tóxicos y peligrosos de la ley 20/1986.

Dicho documento deberá de recoger la actuación que se debe de llevar a cabo para el procesamiento de los residuos, su debido etiquetado, el proceso de almacenamiento de los residuos deberá de ser el adecuado hasta que una empresa especializada proceda a su retirada, estos deberán de cumplir con las especificaciones que se recogen en el real decreto antes citado.

7. PRESUPUESTO Y MEDICIONES

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO Y MEDICIONES.

7.	PRESUPUESTO Y MEDICIONES	267
7.1.	MEDICIONES.	269
7.2.	PRECIOS SIMPLES.	273
7.3.	JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS.	275
7.4.	PRESUPUESTO GENERAL.	279

7.1. Mediciones.

CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD
	Capítulo 1 Marquesina		
UO0101	Viga IPN 140 Estas barras se utilizarán para realizar la estructura de la marquesina.	508,00	508,00
UO01052	Correa Z 120 mm 40 m Se colocarán en la parte superior de la estructura y se utilizara para unir los módulos solares a la estructura.	16,00	16,00
CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD
	Capítulo 2 Generador fotovoltaico		
UO0201	Módulo Fotovoltaico El módulo fotovoltaico seleccionado es de marca ERA solar, y el módulo es el ESPCE monocrystalline Solar Module de 370 W, los cuales deberán de estar correctamente instalados en la estructura, con las conexiones en los módulos realizadas y comprada.	825,00	825,00
UO0202	Inversores El inverso seleccionado es de la empresa Reillo y el modelo es el Sirio K200 HV, con la instalación, conexionado y la puesta en marcha.	1,00	2,00
UO0203	Equipo de medida Es equipo se utilizará para la recopilación de datos, e incluirá todos los elementos necesarios para recogida, gestión y transferencia de los datos. Incluye la puesta en marcha.	1,00	1,00
CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD
	Capítulo 3 Puntos de recarga		
UO0301	Puntos de recarga Los puntos de recarga serán de la marca Wallboxok, y el modelo es el polo con dos tomas, se realizará la instalación, conexión y la puesta en marcha.	60,00	60,00
CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD
	Capítulo 4 Conductores		

UO0401	Cableado de conexión de los módulos con la caja de conexión de la zona A. El cableado será de cobre de 10 mm ² , del tipo H1Z2Z2-K, para la unión de los módulos con la caja de conexión.	2,00	2,00
UO0402	Cableado de conexión de los módulos con la caja de conexión de la zona B. El cableado será de cobre de 6 mm ² , del tipo H1Z2Z2-K, para la unión de los módulos con la caja de conexión.	2,00	2,00
UO0403	Cableado de conexión de la caja de conexión con el inversor de la zona A. El cableado será de cobre de 120 mm ² , del tipo H1Z2Z2-K, para la unión entre la caja de conexión y el inversor.	2,00	2,00
UO0404	Cableado de conexión de la caja de conexión con el inversor de la zona B. El cableado será de cobre de 50 mm ² , del tipo H1Z2Z2-K, para la unión entre la caja de conexión y el inversor.	2,00	2,00
UO0405	Cableado de conexión del inversor al cuadro general. El cableado será de cobre 240 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre el inversor y la caja general.	6,00	6,00
UO0406	Cableado de la caja general al cuadro de baja tensión El cableado será de cobre 300 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre caja general y el cuadro de baja tensión.	6,00	6,00
UO0407	Cableado de la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga. El cableado será de cobre 300 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre caja general y el cuadro de protecciones de los puntos de recarga.	6,00	6,00
UO0408	Cableado del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga.		

	El cableado será de cobre 10 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga.	180,00	180,00
UO0409	Cableado de neutro de conexión del inversor al cuadro general. El cableado será de cobre 120 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre el inversor y la caja general.	1,00	1,00
UO0410	Cableado de neutro de la caja general al cuadro de baja tensión El cableado será de cobre 150 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre caja general y el cuadro de baja tensión.	1,00	1,00
UO0411	Cableado de neutro de la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga. El cableado será de cobre 150 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre caja general y el cuadro de protecciones de los puntos de recarga.	1,00	1,00
UO0412	Cableado de neutro del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga. El cableado será de cobre 10 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga.	60,00	60,00
UO0413	Canalización La canalización del conductor bajo tubo enterrado de 90 mm de diámetro. Se incluyo la zanja, la colocación del tubo, la arqueta de plástico y el rellanado de la zanja.	1,00	1,00
UO0414	Canalización La canalización del conductor directamente enterrado. Se incluyo la zanja, la colocación del conductor y el rellanado de la zanja.	1,00	1,00
CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD
	Capítulo 5 Protección		

UO0501	Protección del generador zona A. Los generadores estarán protegidos por un interruptor automático de 16 A bipolar para cada rama, un interruptor bipolar de 630 A para todo el generador, un descargador de DC y un seccionador de 400 A	1,00	1,00
UO0502	Protección del generador zona B. Los generadores estarán protegidos por un interruptor automático de 16 A bipolar para cada rama, un interruptor bipolar de 230 A para todo el generador, un descargador de DC y un seccionador de 200 A	1,00	1,00
UO0503	Protección DC del inversor Para proteger a los inversores se instalará un descargado antes de la entrada. Esto incluye el montaje y la puesta en marcha.	2,00	2,00
UO0504	Protección AC del inversor zona A A la salida del inversor nos encontramos corriente en AC, y se instalara seccionador de 630 A. Esto incluye el montaje y la puesta en marcha	1,00	1,00
UO0505	Protección AC del inversor zona B A la salida del inversor nos encontramos corriente en AC, y se instalara seccionador de 230 A. Esto incluye el montaje y la puesta en marcha	1,00	1,00
UO0506	Protección de los puntos de recarga Se instalará en el cuadro de protecciones interruptores automáticos de 32 A.	60,00	60,00
UO0507	Protección del transformador A la salida del inversor nos encontramos corriente en AC, y se instalara seccionador de 630 A. Esto incluye el montaje y la puesta en marcha	1,00	1,00
UO0505	Protección AC del inversor zona B A la salida del inversor nos encontramos corriente en AC, y se instalara seccionador de 230 A. Esto incluye el montaje y la puesta en marcha	1,00	1,00

UO0506	Protección de los puntos de recarga Se instalará en el cuadro de protecciones interruptores automáticos de 32 A.	60,00	60,00
UO0507	Protección del transformador Esta protección tendrá que llevar descargadores, se incluirán la instalación y la puesta en marcha.	6,00	6,00
UO0508	Puesta a tierra Una barra equipotencial a la cual se conectarán todas las masas de los elementos instalados. Esto incluye el montaje, la puesta en marche y la comprobación.	1,00	1,00
UO0509	Electrodo El electrodo de la puesta a tierra. Incluye una pica vertical, la conexión a la instalación, la puesta en marcha y la comprobación.	1,00	1,00
UO0510	IMD A esta unidad se incluirán todos los elementos auxiliares necesarios para la obtención y exportación de datos, y así como la instalación, la puesta en marcha y la comprobación.	1,00	1,00

7.2. Precios simples.

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	PRECIO
PS 0000	Pequeño material	u	1,00 €
PS 0001	Módulo fotovoltaico ESPCE monocrystalline Solar Module de 370 W	u	166,71 €
PS 0002	Soporte módulo fotovoltaico	u	49,00 €
PS 0003	Inversor Sirio K200 HV	u	32.921,81 €
PS 0004	Equipo de medida	u	2.500,00 €
PS 0005	Conductor 10 mm ² H1Z2Z2-K CU	m	2,40 €
PS 0006	Conductor 6 mm ² H1Z2Z2-K CU	m	1,80 €
PS 0007	Conductor 120 mm ² H1Z2Z2-K CU	m	50,00 €
PS 0008	Conductor 50 mm ² H1Z2Z2-K CU	m	6,00 €
PS 0009	Conductor 240 mm ² XLPE CU RV 0.6/1 kV	m	28,42 €
PS 0010	Conductor 300 mm ² XLPE CU RV 0.6/1 kV	m	37,17 €
PS 0011	Conductor 10 mm ² XLPE CU RV 0.6/1 kV	m	1,40 €
PS 0012	Conductor 150 mm ² XLPE CU RV 0.6/1 kV	m	17,52 €
PS 0013	Conductor 120 mm ² XLPE CU RV 0.6/1 kV	m	14,11 €
PS 0014	Canalización Subterránea	ml	14,78 €

PS 0015	Arqueta canalización	u	126,39 €
PS 0016	Tubo protector PVC rígido de 90 mm de diámetro	m	1,89 €
PS 0017	Arena fina de relleno	m ³	12,92 €
PS 0018	Hormigón	m ³	120,30 €
PS 0019	Interruptor automático bipolar 16 A	u	11,34 €
PS 0020	Interruptor automático bipolar 630 A	u	3.762,45 €
PS 0021	Interruptor automático bipolar 230 A	u	1.468,95 €
PS 0022	Interruptor automático bipolar 32 A	u	64,71 €
PS 0023	Caja de conexión del generador	u	81,00 €
PS 0024	Seccionador 400 A DC	u	690,10 €
PS 0025	Seccionador 200 A DC	u	348,73 €
PS 0026	Descargador DC inversor	u	136,39 €
PS 0027	Descargador AC inversor	u	131,74 €
PS 0028	Cuadro de baja tensión	u	148,00 €
PS 0029	Seccionador 630 A AC	u	819,20 €
PS 0030	Seccionador 230 A AC	u	419,25 €
PS 0031	Interruptor diferencial 30 mA	u	276,64 €
PS 0032	Descargador AC transformador	u	131,74 €
PS 0033	electrodo	u	18,00 €
PS 0034	Barra equipotencial	u	41,00 €
PS 0035	IMD	u	1.191,00 €
PS 0036	Cable desnudo	Kg	5,78 €
PS 0037	Viga IPN 140	u	160,00 €
PS 0038	Placa de anclaje	u	56,00 €
PS 0039	Varillas y tornillos	u	18,00 €
PS 0040	Resina	u	15,00 €
PS 0041	Correa Z 120 mm 40 m	u	200,00 €
PS 0042	Galvanizado	u	150,00 €
PS 0043	Postes de los puntos de recarga	u	2.843,50 €
MO 001	Oficial electricista	h	19,85 €
MO 002	Oficial montador	h	19,85 €
MO 003	Oficial albañil	h	19,85 €
MO 004	Ayudante electricista	h	19,04 €
MO 005	Ayudante montador	h	19,04 €
MQ 001	Grúa y elevador	h	20,00 €
MQ 002	Excavaciones	h	20,00 €

7.3. Justificación de precios.

CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	Capítulo C01 Marquesina				
UO0101	Viga IPN 140				
	Estas barras se utilizarán para realizar la estructura de la marquesina.	508,00			
			508,00	309,25 €	157.099,00 €
UO01052	Correa Z 120 mm 40 m				
	Se colocarán en la parte superior de la estructura y se utilizara para unir los módulos solares a la estructura.	16,00			
			16,00	439,74 €	7.035,84 €
Total del capítulo C01 de la marquesina					164.134,84 €
CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	Capítulo C02 Generador fotovoltaico				
UO0201	Módulo Fotovoltaico				
	El módulo fotovoltaico seleccionado es de marca ERA solar, y el módulo es el ESPCE monocrystalline Solar Module de 370 W, los cuales deberan de estar correctamente instalados en la estructura, con la conexiones en los módulos realizadas y comprada.	825,00			
			825,00	203,16 €	167.607,00 €
UO0202	Inversores				
	El inverso seleccionado es de la empresa Reillo y el modelo es el Sirio K200 HV, con la instalación, conexionado y la puesta en marcha.	1,00			
			2,00	33.259,90 €	66.519,80 €
UO0203	Equipo de medida				
	Es equipo se utilizará para la recopilación de datos, e incluirá todos los elementos necesarios para recogida, gestión y transferencia de los datos. Incluye la puesta en marcha.	1,00			
			1,00	5.059,85 €	5.059,85 €
Total del capítulo C02 generador fotovoltaico					239.186,65 €
CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	Capítulo C03 puntos de recarga				
UO0301	Puntos de recarga				
	Los puntos de recarga serán de la marca Wallboxok, y el modelo es el polo con dos tomas, se realizará la instalación, conexión y la puesta en marcha.	60,00			
			60,00	2.876,87 €	172.612,20 €
Total del capítulo C03 puntos de recarga					172.612,20 €

CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	Capítulo C04 Conductores				
UO0401	Cableado de conexión de los módulos con la caja de conexión de la zona A.				
	El cableado será de cobre de 10 mm ² , del tipo H1Z2Z2-K, para la unión de los módulos con la caja de conexión.	2,00			
			2,00	1.802,64 €	3.605,28 €
UO0402	Cableado de conexión de los módulos con la caja de conexión de la zona B.				
	El cableado será de cobre de 6 mm ² , del tipo H1Z2Z2-K, para la unión de los módulos con la caja de conexión.	2,00			
			2,00	774,86 €	1.549,72 €
UO0403	Cableado de conexión de la caja de conexión con el inversor de la zona A.				
	El cableado será de cobre de 120 mm ² , del tipo H1Z2Z2-K, para la unión entre la caja de conexión y el inversor.	2,00			
			2,00	2.882,56 €	5.765,12 €
UO0404	Cableado de conexión de la caja de conexión con el inversor de la zona B.				
	El cableado será de cobre de 50 mm ² , del tipo H1Z2Z2-K, para la unión entre la caja de conexión y el inversor.	2,00			
			2,00	155,53 €	311,06 €
UO0405	Cableado de conexión del inversor al cuadro general.				
	El cableado será de cobre 240 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre el inversor y la caja general.	6,00			
			6,00	270,22 €	1.621,32 €
UO0406	Cableado de la caja general al cuadro de baja tensión				
	El cableado será de cobre 300 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre caja general y el cuadro de baja tensión.	6,00			
			6,00	1.138,14 €	6.828,84 €
UO0407	Cableado de la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga.				
	El cableado será de cobre 300 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre caja general y el cuadro de protecciones de los puntos de recarga.	6,00			
			6,00	424,84 €	2.549,04 €
UO0408	Cableado del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga.				
	El cableado será de cobre 10 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga.	180,00			
			180,00	534,49 €	96.208,20 €

UO0409	Cableado de neutro de conexión del inversor al cuadro general.				
	El cableado será de cobre 120 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre el inversor y la caja general.	1,00			
			1,00	235,97 €	235,97 €
UO0410	Cableado de neutro de la caja general al cuadro de baja tensión				
	El cableado será de cobre 150 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre caja general y el cuadro de baja tensión.	1,00			
			1,00	556,51 €	556,51 €
UO0411	Cableado de neutro de la caja general al cuadro de protecciones de los puntos de recarga.				
	El cableado será de cobre 150 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre caja general y el cuadro de protecciones de los puntos de recarga.	1,00			
			1,00	202,60 €	202,60 €
UO0412	Cableado de neutro del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga.				
	El cableado será de cobre 10 mm ² estará recubierto de XLPE y será de CU RV 0.6/1 kV, este será entre del cuadro de protecciones de los puntos de recarga a los puntos de recarga.	60,00			
			60,00	534,49 €	32.069,40 €
UO0413	Canalización				
	La canalización del conductor bajo tubo enterrado de 90 mm de diámetro. Se incluyo la zanja, la colocación del tubo, la arqueta de plástico y el rellanado de la zanja.	1,00			
			1,00	8.406,09 €	8.406,09 €
UO0414	Canalización				
	La canalización del conductor directamente enterrado. Se incluyo la zanja, la colocación del conductor y el rellanado de la zanja.	1,00			
			1,00	5.342,30 €	5.342,30 €
Total del capítulo C04 conductores					165.251,45 €

CÓDIGO	RESUMEN UDS	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	Capítulo C05 Protección				
UO0501	Protección del generador zona A.				
	Los generadores estarán protegidos por un interruptor automático de 16 A bipolar para cada rama, un interruptor bipolar de 630 A para todo el generador, un descargador de DC y un seccionador de 400 A	1,00			
			1,00	5.137,25 €	5.137,25 €
UO0502	Protección del generador zona B.				
	Los generadores estarán protegidos por un interruptor automático de 16 A bipolar para cada rama, un interruptor bipolar de 230 A para todo el generador, un descargador de DC y un seccionador de 200 A	1,00			
			1,00	2.292,78 €	2.292,78 €
UO0503	Protección DC del inversor				
	Para proteger a los inversores se instalará un descargado antes de la entrada. Esto incluye el montaje y la puesta en marcha.	2,00			
			2,00	1.409,08 €	2.818,16 €
UO0504	Protección AC del inversor zona A				
	A la salida del inversor nos encontramos corriente en AC, y se instalara seccionador de 630 A. Esto incluye el montaje y la puesta en marcha	1,00			
			1,00	1.005,13 €	1.005,13 €
UO0505	Protección AC del inversor zona B				
	A la salida del inversor nos encontramos corriente en AC, y se instalara seccionador de 230 A. Esto incluye el montaje y la puesta en marcha	1,00			
			1,00	4.220,57 €	4.220,57 €
UO0506	Protección de los puntos de recarga				
	Se instalará en el cuadro de protecciones interruptores automáticos de 32 A.	60,00			
			60,00	364,90 €	21.894,00 €
UO0507	Protección del transformador				
	Esta protección tendrá que llevar descargadores, se incluirán la instalación y la puesta en marcha.	6,00			
			6,00	152,80 €	916,80 €
UO0508	Puesta a tierra				
	Una barra equipotencial a la cual se conectaran todas las masas de los elementos instalados. Esto incluye el montaje, la puesta en marche y la comprobación.	1,00			
			1,00	21,54 €	21,54 €
UO0509	Electrodo				
	El electrodo de la puesta a tierra. Incluye una pica vertical, la conexión a la instalación, la puesta en marcha y la comprobación.	1,00			
			1,00	26,14 €	26,14 €
UO0510	IMD				
	A esta unidad se incluirán todos los elementos auxiliares necesarios para la obtención y exportación de datos, y así como la instalacion, la puesta en marcha y la comprobación.	1,00			
			1,00	1.242,29 €	1.242,29 €
Total del capítulo C05 Protección					39.574,66 €

7.4. Presupuesto general.

CÓDIGO	RESUMEN	EUROS
C01	Marquesina.....	164.134,84 €
C02	Generador fotovoltaico.....	239.186,65 €
C03	Puntos de recarga.....	172.612,20 €
C04	Conductores.....	165.251,45 €
C05	Protección.....	39.574,66 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DEL MATERIAL		780.759,80 €
21,00% I.V.A.		163.959,56 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		944.719,36 €
TOTAL, PRESUPUESTO GENERAL		944.719,36 €

El presupuesto del presente proyecto asciende a la cantidad de NOVECIENTOS CUARENTA Y CUATRO MIL SETECIENTOS DIECINUEVE con TREINTA Y SEIS EUROS.

8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Índice del estudio de viabilidad económica.

8.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	280
8.1.	PREVISIÓN ECONÓMICA.	282
8.2.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	288
8.2.1.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).	290
8.2.2.	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	291
8.2.3.	CONCLUSIÓN.	291

8.1. Previsión económica.

Para la realización del estudio económico se basará en los siguientes apartados.

- Presupuesto general de la instalación.
- Posibilidad de subvención.
- Previsión de vida útil de la instalación.
- Distintos escenarios para la financiación, como:
 - Financiación positiva.
 - Financiación intermedia.
 - Financiación sin subvención.

Para el caso del presente proyecto contamos con un presupuesto de 944.719,36 € para realizar la instalación.

Para el rendimiento que va a tener la instalación, y teniendo en cuenta la vida útil de otras instalaciones fotovoltaica conectadas a red, se prevé que la instalación podrá mantener un rendimiento superior al 80% durante al menos 25 años.

Se tendrá en cuenta que la instalación durante su vida útil tendrá un mantenimiento de 1500 € al año.

Para saber cuánto dinero deberá de poner la universidad para realizar la obra, expondremos tres casos: financiación positiva, intermedia y financiación negativa.

Para poder pedir una financiación tendremos que dar como garantía en calidad de pendra los siguientes elementos: los módulos fotovoltaicos, las marquesinas, los inversores y las protecciones.

Se ha decidido que la periodicidad del pago de cuotas será anual a 25 años, la cual tendrá un interés de fijo del 3%, con beneficio de hasta de 1 punto. Se ha tomado esta decisión de que los pagos sean anuales, ya que al comienzo de cada curso la universidad recibe ingreso por el cobre de la matriculas, también se ha decidido a un interés fijo ya que si se hubiera elegido a un interés variable dependeríamos del Euribor, y dependiendo de cómo se encontrara en ese momento de pago, podríamos pagar como interés el Euribor más 2 puntos, por ejemplo si el Euribor está a 0,60 pagaríamos de un interés del 2,60%, y si el Euribor estuviera negativo se igualaría a 0 y solo pagaríamos como interés 2%, y por este motivo se ha decido coger uno fijo para pagar siempre lo mismo de interés y si la universidad contrata algunos de los servicios que le ofrezca la entidad financiera podría rebajar ese interés hasta un 2% que sería el mínimo que nos ofrecería con el interés variable.

También se ha decidido hacer un cuadro de disposición, se ha tomado esta decisión para poder disponer de algo de capital para poder empezar la obra, el cuadro de disposición tendrá la siguiente estructura:

- Para la formalización de la obra un 10%.
- Por certificado de obra un 70%.
- Por certificado de fin de obra y licencia de apertura de un 20%.

Los porcentajes que aparece en el cuadro de disposición, será el dinero que nos dará la entidad financiera sobre el dinero que hemos pedido, por ejemplo, si hemos pedido una financiación de 200.000 € para poder comenzar la obra, la financiera nos dará un 10%, por lo que recibiríamos unos 20.000 €, cada vez que llevemos un certificado de obra a la entidad financiera nos dará parte de la financiación, según como vaya de avanzada la obra nos dará más o menos dinero, hasta un máximo del 70%, en el caso del ejemplo podríamos recibir como máximo hasta 140.000 €, y una vez terminada la obra y le entreguemos a la entidad financiera el certificado de fin de obra y la licencia de apertura se recibirá el 20% restante, que en el caso del ejemplo será de 40.000 €, llegando a los 200.000 € que hemos pedido para realizar la obra.

También se ha fijado carencia o plazo máximo de disposición de 2 meses, este será el plazo máximo que tendremos para finalizar la obra. Se ha estimado que la obra tardara en relanzarse en 9 días, pero hemos fijado la carencia en 2 meses por motivo de seguridad, porque no sabemos las condiciones climatológicas o los retrasos que podría tener la obra, durante el periodo de carencia solo tendremos que pagar intereses.

Una vez ya decidido el interés, la periodicidad de las cuotas, el cuadro de disposición y la carencia procederemos explicar los tres modos de financiación que hemos mencionado antes:

- Financiación positiva:

En esta financiación positiva la financiera nos estaría dando el 80% del presupuesto, además contaríamos con una subvención de la junta de Andalucía, el cual sería el programa MOVES – Andalucía, con este programa la junta nos estaría dando un 30% para la empresa y un 40% para los beneficiarios y un incentivo máximo por destinatario último que será de 100.000€ y también se tendrá en cuenta la pignoración de las futuras subvenciones que podemos recibir. Gracias a la subvención que se reciba del programa MOVES – Andalucía y las futuras subvenciones, podríamos reducir la deuda con la entidad financiera y terminar antes de pagar el préstamo.

- Financiación intermedia:

La financiación intermedia será igual que la financiación positiva, salvo que en este caso no contamos con futuras subvenciones, solo contaremos con la subvención del programa MOVES – Andalucía, por lo tanto, nos encontramos en la siguiente situación.

La financiera nos estaría dando 755.775,5 €, el cual sería el 80% que hemos mencionado anteriormente, por lo que la universidad tendría que poner unos 188.943,87 €, el cual sería el 20% restante del presupuesto de la obra y la junta de Andalucía nos estaría dando una subvención de unos 377.888,74 €. Como hemos mencionado antes se ha establecido el crédito a 25 años y un interés del 3%.

Y el cuadro de disposición quedaría de la siguiente manera:

- Para la formalización de la obra un 10%: 75.577,55 €
- Por certificado de obra un 70%: 529.042,84 €
- Por certificado de fin de obra y licencia de apertura de un 20%: 151.155,10 €

Estas serían las cantidades que nos estaría dando la financiera en cada momento.

En las siguientes tablas siguientes se mostrarán cuanto saldría a pagar a la universidad, la tabla 56 serán los datos si no entra la subvención y la tabla 57 serán los datos cuando entre la subvención de la junta que se daría el primer mes.

AÑOS	DEUDA	INTERESES A ABONAR (€)	CAPITAL AMORTIZACIÓN (€)	COSTE A PAGAR (€)
1	735.096,98 €	22.735,38 €	20.678,50 €	43.413,88 €
2	713.736,01 €	22.052,91 €	21.360,97 €	43.413,88 €
3	691.734,21 €	21.412,08 €	22.001,80 €	43.413,88 €
4	669.072,36 €	20.752,03 €	22.661,85 €	43.413,88 €
5	645.785,64 €	20.127,16 €	23.286,72 €	43.413,88 €
6	621.475,33 €	19.373,57 €	24.040,31 €	43.413,88 €
7	596.983,81 €	18.652,36 €	24.761,52 €	43.413,88 €

8	571.479,44 €	17.909,51 €	25.504,37 €	43.413,88 €
9	545.256,91 €	17.191,35 €	26.222,53 €	43.413,88 €
10	518.200,74 €	16.357,71 €	27.056,17 €	43.413,88 €
11	490.332,88 €	15.546,02 €	27.867,86 €	43.413,88 €
12	461.628,99 €	14.709,99 €	28.703,89 €	43.413,88 €
13	432.101,92 €	13.886,61 €	29.527,07 €	43.413,88 €
14	401.651,10 €	12.963,06 €	30.450,82 €	43.413,88 €
15	370.286,75 €	12.049,53 €	31.364,35 €	43.413,88 €
16	337.981,47 €	11.108,60 €	32.305,28 €	43.413,88 €
17	304.734,81 €	10.167,22 €	33.246,66 €	43.413,88 €
18	270.462,97 €	9.142,04 €	34.271,84 €	43.413,88 €
19	235.162,98 €	8.113,89 €	35.299,99 €	43.413,88 €
20	198.803,99 €	7.054,89 €	36.359,99 €	43.413,88 €
21	161.370,57 €	5.980,46 €	37.433,42 €	43.413,88 €
22	122.797,81 €	4.841,12 €	38.572,76 €	43.413,88 €
23	83.607,86 €	3.683,93 €	39.729,95 €	43.413,88 €
24	42.146,02 €	2.492,04 €	40.921,84 €	43.413,88 €
25	0,00 €	1.267,84 €	42.146,02 €	43.413,88 €

Tabla 57. Financiación intermedia sin la subvención.

A continuación, mostraremos los datos con la subvención:

AÑOS	DEUDA	INTERESES A ABONAR (€)	CAPITAL AMORTIZACIÓN (€)	COSTE A PAGAR (€)
1	367.522,11 €	11.336,60 €	10.364,63 €	21.701,23 €
2	356.846,54 €	11.025,66 €	10.675,57 €	21.701,23 €
3	345.850,71 €	10.705,40 €	10.995,83 €	21.701,23 €
4	334.525,00 €	10.375,52 €	11.325,71 €	21.701,23 €
5	322.859,52 €	10.035,75 €	11.665,48 €	21.701,23 €
6	310.844,07 €	9.685,79 €	12.015,45 €	21.701,23 €
7	298.468,16 €	9.325,32 €	12.375,91 €	21.701,23 €
8	285.720,98 €	8.954,04 €	12.747,19 €	21.701,23 €

9	272.591,38 €	8.571,63 €	13.129,60 €	21.701,23 €
10	259.067,89 €	8.177,74 €	13.523,49 €	21.701,23 €
11	245.138,69 €	7.772,04 €	13.929,19 €	21.701,23 €
12	230.791,62 €	7.354,16 €	14.347,07 €	21.701,23 €
13	216.014,14 €	6.923,75 €	14.777,48 €	21.701,23 €
14	200.793,33 €	6.480,42 €	15.220,81 €	21.701,23 €
15	185.115,90 €	6.023,80 €	15.677,43 €	21.701,23 €
16	168.968,15 €	5.553,48 €	16.147,75 €	21.701,23 €
17	152.335,96 €	5.069,04 €	16.632,19 €	21.701,23 €
18	135.204,81 €	4.570,08 €	17.131,15 €	21.701,23 €
19	117.559,72 €	4.056,14 €	17.645,09 €	21.701,23 €
20	99.385,28 €	3.526,79 €	18.174,44 €	21.701,23 €
21	80.665,61 €	2.981,56 €	18.719,67 €	21.701,23 €
22	61.384,35 €	2.419,97 €	19.281,26 €	21.701,23 €
23	41.524,65 €	1.841,53 €	19.859,70 €	21.701,23 €
24	21.069,16 €	1.245,74 €	20.455,49 €	21.701,23 €
25	0,00 €	632,07 €	21.069,16 €	21.701,23 €

Tabla 58. Financiación intermedia con la subvención.

Estas tablas podrían ser las mismas que podemos utilizar en la financiación positiva, salvo que, si durante el periodo de los 25 año se recibe alguna subvención, esta serviría para bajar la deuda.

- Financiación sin subvención:

En este caso no tendríamos ninguna subvención, por lo tanto, la entidad financiera nos daría un 60% de lo presupuestado. En estas circunstancias la entidad financiera nos estaría dando 566.831,62 €, el cual sería el 60%, y la universidad tendría que poner de sus fondos el 40% que serían unos 377.887,74 € y el resto de condiciones como intereses y plazos de pagos serían los mismo.

Y el cuadro de disposición quedaría de la siguiente manera:

- Para la formalización de la obra un 10%: 56.683,16 €
- Por certificado de obra un 70%: 396.782,13 €

- Por certificado de finde obra y licencia de apertura de un 20%:
113.366,32 €

Estas serían las cantidades que nos estaría dando la financiera en cada momento.

AÑOS	DEUDA	INTERESES A ABONAR (€)	CAPITAL AMORTIZACIÓN (€)	COSTE A PAGAR (€)
1	551.322,75 €	17.051,54 €	15.508,87 €	32.560,41 €
2	535.302,02 €	16.539,68 €	16.020,73 €	32.560,41 €
3	518.800,67 €	16.059,06 €	16.501,35 €	32.560,41 €
4	501.804,28 €	15.564,02 €	16.996,39 €	32.560,41 €
5	484.339,24 €	15.095,37 €	17.465,04 €	32.560,41 €
6	466.309,01 €	14.530,18 €	18.030,23 €	32.560,41 €
7	447.737,87 €	13.989,27 €	18.571,14 €	32.560,41 €
8	428.609,60 €	13.432,14 €	19.128,27 €	32.560,41 €
9	408.924,71 €	12.893,52 €	19.666,89 €	32.560,41 €
10	388.650,58 €	12.268,28 €	20.292,13 €	32.560,41 €
11	367.749,69 €	11.659,52 €	20.900,89 €	32.560,41 €
12	346.221,77 €	11.032,49 €	21.527,92 €	32.560,41 €
13	324.076,47 €	10.415,11 €	22.145,30 €	32.560,41 €
14	301.238,35 €	9.722,29 €	22.838,12 €	32.560,41 €
15	277.715,09 €	9.037,15 €	23.523,26 €	32.560,41 €
16	253.486,13 €	8.331,45 €	24.228,96 €	32.560,41 €
17	228.551,14 €	7.625,42 €	24.934,99 €	32.560,41 €
18	202.847,26 €	6.856,53 €	25.703,88 €	32.560,41 €
19	176.372,27 €	6.085,42 €	26.474,99 €	32.560,41 €
20	149.103,03 €	5.291,17 €	27.269,24 €	32.560,41 €
21	121.027,97 €	4.485,35 €	28.075,06 €	32.560,41 €
22	92.098,40 €	3.630,84 €	28.929,57 €	32.560,41 €
23	62.300,94 €	2.762,95 €	29.797,46 €	32.560,41 €
24	31.609,56	1.869,03 €	30.691,38 €	32.560,41 €

25	0,00€	950,88 €	31.609,56 €	32.560,41 €
----	-------	----------	-------------	-------------

Tabla 59. Financiación sin subvención.

8.2. Estudio económico.

Ya hemos hablado de las tres formas en las que podemos financiar el presente proyecto, a continuación, mostraremos un estudio económico durante la vida útil de los módulos solares, que coincide con la duración de la financiación. Se realizará el estudio en la financiación intermedia y la financiación sin subvención.

Si realizamos el estudio sin recibir ningún ingreso por los puntos de recarga, los datos que mostraríamos es que la universidad estaría perdiendo dinero. Para que salga más rentable la infraestructura del presente proyecto se propone cobrar una cantidad de dinero por la utilización de los puntos de recarga, se cobraría unos 0,51 €/kWh, se realizara un cálculo estimado, donde al principio se pondrá menos ingresos ya que supondremos que habrá menos EV, con el paso del tiempo irán aumentando el número de EV y por consiguiente los ingresos. A continuación, mostraremos los datos del estudio para la financiación intermedia y la sin subvención, no podemos realizar el estudio para la financiación favorable por desconocer las subvenciones que podrá recibir la instalación tanto la fotovoltaica, como la de los puntos de recarga.

- Financiación intermedia.

A continuación, mostraremos las dos tablas una sin la subvención y otra con la subvención.

Estudio de una infraestructura de recarga para el vehículo eléctrico en el campus científico tecnológico de
Linares | Jose Antonio Reguera Marchena

Sin la subvención					
Año	Coste inicial (€)	Coste financiero (€)	Coste de mantenimiento (€)	Ingresos (€)	Coste total de la instalación (€)
0	188.943,87 €	0,00 €	0,00 €	2.026,64 €	-186.917,23 €
1	0,00 €	20.678,50 €	1.500,00 €	2.026,64 €	-20.151,86 €
2	0,00 €	21.360,97 €	1.500,00 €	4.053,28 €	-18.807,69 €
3	0,00 €	22.001,80 €	1.500,00 €	4.053,28 €	-19.448,52 €
4	0,00 €	22.661,85 €	1.500,00 €	6.079,91 €	-18.081,94 €
5	0,00 €	23.286,72 €	1.500,00 €	7.093,23 €	-17.693,49 €
6	0,00 €	24.040,31 €	1.500,00 €	8.106,55 €	-17.433,76 €
7	0,00 €	24.761,52 €	1.500,00 €	9.119,87 €	-17.141,65 €
8	0,00 €	25.504,37 €	1.500,00 €	10.133,19 €	-16.871,18 €
9	0,00 €	26.222,53 €	1.500,00 €	15.199,79 €	-12.522,75 €
10	0,00 €	27.056,17 €	1.500,00 €	20.266,38 €	-8.289,79 €
11	0,00 €	27.867,86 €	1.500,00 €	20.266,38 €	-9.101,48 €
12	0,00 €	28.703,89 €	1.500,00 €	25.332,98 €	-4.870,92 €
13	0,00 €	29.527,07 €	1.500,00 €	30.399,57 €	-627,50 €
14	0,00 €	30.450,82 €	1.500,00 €	35.466,17 €	3.515,35 €
15	0,00 €	31.364,35 €	1.500,00 €	45.599,36 €	12.735,01 €
16	0,00 €	32.305,28 €	1.500,00 €	55.732,55 €	21.927,27 €
17	0,00 €	33.246,66 €	1.500,00 €	55.732,55 €	20.985,89 €
18	0,00 €	34.271,84 €	1.500,00 €	59.785,82 €	24.013,98 €
19	0,00 €	35.299,99 €	1.500,00 €	60.799,14 €	23.999,15 €
20	0,00 €	36.359,99 €	1.500,00 €	60.799,14 €	22.939,15 €
21	0,00 €	37.433,42 €	1.500,00 €	60.799,14 €	21.865,72 €
22	0,00 €	38.572,76 €	1.500,00 €	60.799,14 €	20.726,38 €
23	0,00 €	39.729,95 €	1.500,00 €	60.799,14 €	19.569,19 €
24	0,00 €	40.921,84 €	1.500,00 €	60.799,14 €	18.377,30 €
25	0,00 €	42.146,02 €	1.500,00 €	60.799,14 €	17.153,12 €

Tabla 60. Estudio económico de la financiación intermedia sin la subvención.

Con la subvención					
Año	Coste inicial (€)	Coste financiero (€)	Coste de mantenimiento (€)	Ingresos (€)	Coste total de la instalación (€)
0	188.943,87 €	0,00 €	0,00 €	2.026,64 €	-186.917,23 €
1	0,00 €	10.364,63 €	1.500,00 €	2.026,64 €	-9.837,99 €
2	0,00 €	10.675,57 €	1.500,00 €	4.053,28 €	-8.122,29 €
3	0,00 €	10.995,83 €	1.500,00 €	4.053,28 €	-8.442,55 €
4	0,00 €	11.325,71 €	1.500,00 €	6.079,91 €	-6.745,80 €
5	0,00 €	11.665,48 €	1.500,00 €	7.093,23 €	-6.072,25 €
6	0,00 €	12.015,45 €	1.500,00 €	8.106,55 €	-5.408,90 €
7	0,00 €	12.375,91 €	1.500,00 €	9.119,87 €	-4.756,04 €
8	0,00 €	12.747,19 €	1.500,00 €	10.133,19 €	-4.114,00 €
9	0,00 €	13.129,60 €	1.500,00 €	15.199,79 €	570,19 €
10	0,00 €	13.523,49 €	1.500,00 €	20.266,38 €	5.242,89 €
11	0,00 €	13.929,19 €	1.500,00 €	20.266,38 €	4.837,19 €
12	0,00 €	14.347,07 €	1.500,00 €	25.332,98 €	9.485,91 €
13	0,00 €	14.777,48 €	1.500,00 €	30.399,57 €	14.122,09 €
14	0,00 €	15.220,81 €	1.500,00 €	35.466,17 €	18.745,36 €
15	0,00 €	15.677,43 €	1.500,00 €	45.599,36 €	28.421,93 €
16	0,00 €	16.147,75 €	1.500,00 €	55.732,55 €	38.084,80 €
17	0,00 €	16.632,19 €	1.500,00 €	55.732,55 €	37.600,36 €
18	0,00 €	17.131,15 €	1.500,00 €	59.785,82 €	41.154,67 €
19	0,00 €	17.645,09 €	1.500,00 €	60.799,14 €	41.654,05 €
20	0,00 €	18.174,44 €	1.500,00 €	60.799,14 €	41.124,70 €
21	0,00 €	18.719,67 €	1.500,00 €	60.799,14 €	40.579,47 €
22	0,00 €	19.281,26 €	1.500,00 €	60.799,14 €	40.017,88 €
23	0,00 €	19.859,70 €	1.500,00 €	60.799,14 €	39.439,44 €
24	0,00 €	20.455,49 €	1.500,00 €	60.799,14 €	38.843,65 €
25	0,00 €	21.069,16 €	1.500,00 €	60.799,14 €	38.229,98 €

Tabla 61. Estudio económico de la financiación intermedia con la subvención.

- Financiación sin subvención.

Año	Coste inicial (€)	Coste financiero (€)	Coste de mantenimiento (€)	Ingresos (€)	Coste total de la instalación (€)
0	566.831,62 €	0,00 €	0,00 €	2.026,64 €	-564.804,98 €
1	0,00 €	15.508,87 €	1.500,00 €	2.026,64 €	-14.982,23 €
2	0,00 €	16.020,73 €	1.500,00 €	4.053,28 €	-13.467,45 €
3	0,00 €	16.501,35 €	1.500,00 €	4.053,28 €	-13.948,07 €
4	0,00 €	16.996,39 €	1.500,00 €	6.079,91 €	-12.416,48 €
5	0,00 €	17.465,04 €	1.500,00 €	7.093,23 €	-11.871,81 €
6	0,00 €	18.030,23 €	1.500,00 €	8.106,55 €	-11.423,68 €
7	0,00 €	18.571,14 €	1.500,00 €	9.119,87 €	-10.951,27 €
8	0,00 €	19.128,27 €	1.500,00 €	10.133,19 €	-10.495,08 €
9	0,00 €	19.666,89 €	1.500,00 €	15.199,79 €	-5.967,11 €
10	0,00 €	20.292,13 €	1.500,00 €	20.266,38 €	-1.525,75 €
11	0,00 €	20.900,89 €	1.500,00 €	20.266,38 €	-2.134,51 €
12	0,00 €	21.527,92 €	1.500,00 €	25.332,98 €	2.305,06 €
13	0,00 €	22.145,30 €	1.500,00 €	30.399,57 €	6.754,27 €
14	0,00 €	22.838,12 €	1.500,00 €	35.466,17 €	11.128,05 €
15	0,00 €	23.523,26 €	1.500,00 €	45.599,36 €	20.576,10 €
16	0,00 €	24.228,96 €	1.500,00 €	55.732,55 €	30.003,59 €
17	0,00 €	24.934,99 €	1.500,00 €	55.732,55 €	29.297,56 €
18	0,00 €	25.703,88 €	1.500,00 €	59.785,82 €	32.581,94 €
19	0,00 €	26.474,99 €	1.500,00 €	60.799,14 €	32.824,15 €
20	0,00 €	27.269,24 €	1.500,00 €	60.799,14 €	32.029,90 €
21	0,00 €	28.075,06 €	1.500,00 €	60.799,14 €	31.224,08 €
22	0,00 €	28.929,57 €	1.500,00 €	60.799,14 €	30.369,57 €
23	0,00 €	29.797,46 €	1.500,00 €	60.799,14 €	29.501,68 €
24	0,00 €	30.691,38 €	1.500,00 €	60.799,14 €	28.607,76 €
25	0,00 €	31.609,56 €	1.500,00 €	60.799,14 €	27.689,58 €

Tabla 62. Estudio económico de la financiación sin subvención.

8.2.1. Tasa interna de retorno (TIR).

Con los datos que se han mostrado en el apartado anterior, se ha realizado un estudio de la tasa interna de retorno (TIR) para los 25 años, como mostraremos en la siguiente tabla, el único porcentaje que nos ha salido positivo a sido con la financiación intermedia con la subvención.

TIR	
Financiación intermedia sin subvención	-3%
Financiación intermedia con subvención	4%
Financiación sin subvención	-3%

Tabla 63. Tasa interna de retorno.

8.2.2. Valor actual neto (VAN).

Para realizar los cálculos del valor actual neto se ha utilizado las tablas del apartado anterior, y estos son los resultados obtenidos.

VAN	
Financiación intermedia sin subvención	-214.306,29 €
Financiación intermedia con subvención	18.982,40 €
Financiación sin subvención	-479.639,27 €

Tabla 64. Valor actual neto.

Como podemos observar, el único resultado que nos da positivo es, el de la financiación intermedia con subvención.

8.2.3. Conclusión.

En conclusión, si vemos los resultados del TIR y del VAN, nos interesaría realizarlos con la financiación intermedia con subvención y con la financiación positiva, aunque no hayamos calculado ni el TIR ni el VAN, ni realizado el estudio económico, pero al ver los resultados de la financiación intermedia con subvención, podemos decir que si recibimos alguna otra subvención podremos reducir la deuda, y a consecuencia de esto el TIR y el VAN serán mayores. Si deseamos hacer el presente proyecto estas son las dos opciones que más nos interesa.

9. CONCLUSIONES Y PROPUESTAS DE FUTURO

ÍNDICE DE LAS CONCLUSIONES Y PROPUESTAS DE FUTURO.

9.	CONCLUSIONES Y PROPUESTAS DE FUTURO	292
9.1.	PROPUESTAS DE FUTURO.....	294
9.2.	CONCLUSIONES.....	295

9.1. Propuestas de futuro.

Si se llega a realizar este proyecto se debería de preparar también la zona de los puntos de recarga para la recarga mediante inducción, hemos hablado de esta tecnología en el apartado 1.5.2.3 Recargas por inducción magnética, en ese apartado explicamos cómo funciona esta tecnología. Se deberá de preparar tanto los conductos por donde irá el cableado con la zona para su futura modificación, y para sacarle más partido a esta futura tecnología, y así favorecer a la ciudad de Linares a que sea más limpia, se podría proponer que se hiciera una instalación parecía a la que se puede encontrar en la ciudad de Gumi, en Corea del Sur, me refiera a hacer un sistema OLEV (online electric vehicle), este tipo de sistema se consiste en unos cables enterrados en el asfalto, y mediante un campo electromagnético, recargaría la baterías de los EV que pasaran por encima, este sistema solo entraría en funcionamiento cuando detectara que un vehículo circula por la zona donde se encuentran enterrados los cables y solo se activara cuando no hubiera demasiados vehículos estacionados en el parking del campus para su recargando, ya que la energía que se utilizaría sería la que proporcionarían los módulos fotovoltaicos y se ha de favorecer los vehículos que se encuentren estacionados. Una de las utilidades que le podría sacar partido la ciudad de Linares sería, que algunos de los autobuses urbanos que pasan por el campus contaran con esta tecnología, y así poder recargar sus baterías y circular circular en modo eléctrico.

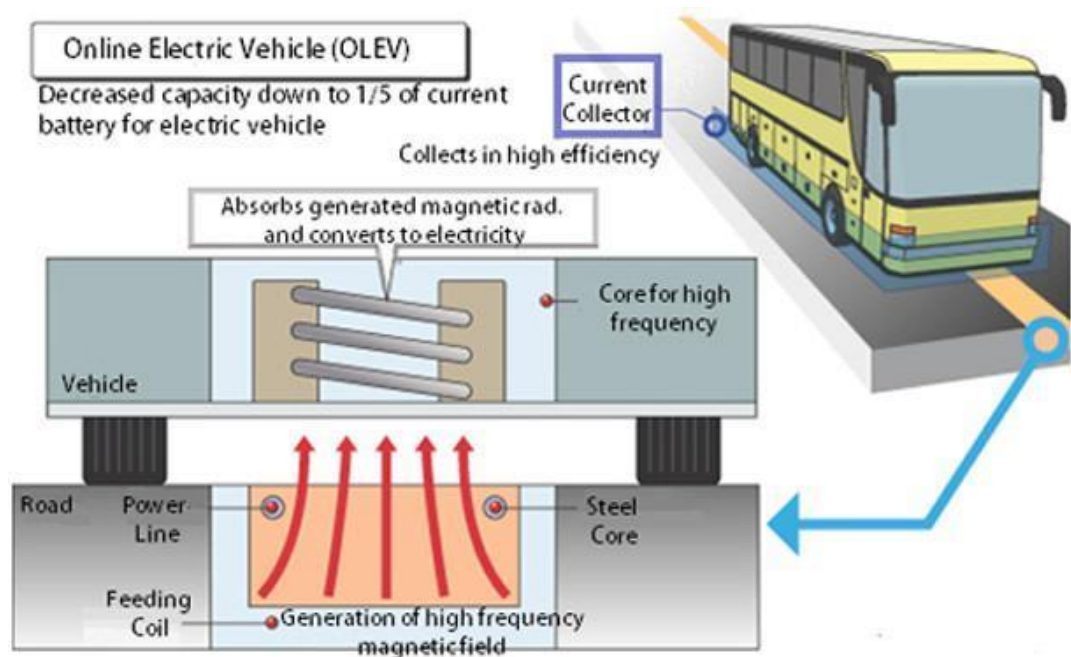


Ilustración 79. Sistema de recarga OLEV. (motorpasion.com)

9.2. Conclusiones.

En conclusión, si llevamos este proyecto a la práctica estaríamos ayudando al medio ambiente, ya que gracias a los puntos de recarga, el parque móvil de campus podría renovarse y pasarse a una movilidad más sostenible, ya que el personal del campus, (profesores, trabajadores y alumnos), podrían optar a un EV ya que en su lugar de trabajo o estudio, podría recargar su vehículo, una de las consecuencias de esta migración sería que los niveles de CO₂ se reducirían, ya que los EV no emiten gases nocivos y al tratarse de una instalación fotovoltaica, estarían obteniendo la energía para recargar sus batería de una fuente renovable y no se estaría emitiendo CO₂ a la atmósfera.