



Universidad
Zaragoza

Proyecto Fin de Carrera

INSTALACION ELECTRICA SOSTENIBLE DE UN PARKING PUBLICO CON SISTEMA DE CARGA PARA COCHES ELECTRICOS MEDIANTE PLACAS FOTOVOLTAICAS

Autor/es

César Climent Palomo

TOMO 1/2

Director/es y/o ponente

Eduardo García Paricio

EINA
Septiembre 2013

Quiero dedicarles este Proyecto Fin de Carrera, en especial a mis padres que me han apoyado desde el principio pero también a mis tres compañeros de piso por la paciencia que han tenido, a Sergio por su vistosa colaboración, a Alex y a Yelco por su constante ayuda y a Julia por hacer que el desarrollo del proyecto haya sido más entretenido.

Gracias a todos.

RESUMEN

El proyecto es un parking exterior donde en las marquesinas se ha realizado un instalación fotovoltaica aislada donde la energía va destinada a los consumos propios tanto de alterna (alumbrado), como de continua (LEDs, control de parking...) y donde la energía sobrante se almacena en baterías con el fin de ser utilizada a posteriori para cargas de vehículos eléctricos.

El motivo por el cual es una instalación aislada y no una instalación conectada es debido a que con el gobierno actual el vertido de energía “limpia” a la red se cobra como mix energético convencional, saliendo así una instalación muy cara no rentable a corto plazo.

Además en el presente proyecto se realiza todo el estudio lumínico que puede tener un parking, todo el sistema de control de plazas, selección de las marquesinas... En general se realiza toda la obra civil incluyendo las zanjas, cimentaciones, selección de soportes de columnas...

Palabras clave:

Fotovoltaico.

Baterías.

Recarga de vehículos eléctricos.

Obra civil

Estudio lumínico.

César Climent Palomo

Septiembre 2013



I.- INDICE

TOMO 1/2

II.- INDICE FIGURAS Y TABLAS

III.- INTRODUCCIÓN

IV.- CONCEPTOS BASICOS

V.- PROYECTO FOTOVOLTAICO

VI.- INSTALACION ELECTRICA

VII.- VEHICULO ELÉCTRICO

VIII.- PUNTOS DE CARGA

IX.- CALCULOS

X.- PLIEGO DE CONDICIONES

XI.- PRESUPUESTO

TOMO 2/2

XII.- PLANOS

XIII.- CONCLUSIONES

XIV.- BIBLIOGRAFIA

XV.- ANEXOS

II.- INDICE FIGURAS Y TABLAS

CAP IV	<p><i>Figura 1: Esquema de los componentes de una instalación fotovoltaica aislada.</i></p> <p><i>Figura 2: Esquema del proyecto</i></p> <p><i>Figura 3: Proceso físico de la celda solar.</i></p> <p><i>Figura 4: Representación de la tensión de circuito abierto (Voc) en una celda solar.</i></p> <p><i>Figura 5: Representación de la intensidad de cortocircuito (Isc) en una celda solar.</i></p> <p><i>Figura 6: Representación del funcionamiento de la celda solar.</i></p> <p><i>Figura 7: Paneles solares monocristalino y policristalino.</i></p> <p><i>Figura 8: Panel silicio amorfo.</i></p> <p><i>Figura 9: Esquema de la estructura del silicio amorfo y su energía de bandgap</i></p> <p><i>Figura 10: Célula CIGS.</i></p> <p><i>Figura 11: Teluro de Cadmio.</i></p> <p><i>Figura 12: Fresnel point focus.</i></p> <p><i>Figura 13: Fresnel line focus .</i></p> <p><i>Figura 14: Curva IV y PV de un módulo genérico.</i></p> <p><i>Figura 15: Efecto de la radiación solar. Curvas IV y PV.</i></p> <p><i>Figura 16: Curvas IV del módulo.</i></p> <p><i>Figura 17: Curvas PV del módulo.</i></p> <p><i>Figura 18: Efecto de la temperatura. Curvas IV y PV.</i></p> <p><i>Figura 19: Efecto de la temperatura sobre el rendimiento, corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y factor de forma.</i></p> <p><i>Figura 20: Efecto del sombreado parcial.</i></p> <p><i>Figura 21: Efecto del sombreado parcial.</i></p> <p><i>Figura 22: PVSYST®.</i></p> <p><i>Figura 23: PVSYST®.</i></p>
CAP V	<p><i>Figura 24: Vista vía satélite de la situación del Parking.</i></p> <p><i>Figura 25: Vista vía satélite</i></p> <p><i>Figura 26: Zonas climáticas de España en función de la radiación solar.</i></p> <p><i>Figura 27: Marquesina simple inclinada</i></p> <p><i>Figura 28: Marquesina doble inclinada</i></p> <p><i>Figura 29: Marquesina sin inclinación con placas solapadas</i></p> <p><i>Figura 30: Marquesina sin inclinación con placas con inclinación</i></p> <p><i>Figura 31: Marquesinas con ondulaciones</i></p> <p><i>Figura 32: SUNPOWER SPR-333NE-WHT-D.</i></p> <p><i>Figura 33: SUNPOWER SPR-333NE-WHT-D.</i></p> <p><i>Figura 34: Dimensiones del módulo.</i></p> <p><i>Figura 35: Curvas IV del módulo.</i></p> <p><i>Figura 36: Curvas PV del módulo.</i></p> <p><i>Figura 37: Baterías OPzS Hawker TZS-24 OPzS3000-3360-4505-4580ah</i></p>
CAP VI	<p><i>Figura 38: Mapa de la ordenación ambiental</i></p> <p><i>Figura 39. Construcción cable COMIL.</i></p> <p><i>Figura 40. Armario para alumbrado CITI 10 R.</i></p> <p><i>Figura 41. Componentes del armario para alumbrado</i></p> <p><i>Figura 42. Programador astronómico</i></p> <p><i>Figura 43. Instalación de puesta a tierra de la red de alimentación</i></p> <p><i>Figura 44. Lámpara SON-T Pia Plus 150W</i></p> <p><i>Figura 45. Lámpara SON-I 50W</i></p> <p><i>Figura 46. Luminaria ARKEN.</i></p> <p><i>Figura 47. Luminaria METRONOMIS BRUSEELS.</i></p> <p><i>Figura 48. Disposición de las luminarias por módulo..</i></p> <p><i>Figura 49. Sensor volumétrico</i></p> <p><i>Figura 50. LED indicador.</i></p> <p><i>Figura 51. Lazo inductivo.</i></p>



CAP VII

- Figura 52: Problemas del uso del vehículo privado.*
- Figura 53: Desarrollo sostenible.*
- Figura 54: Consumo de energía primaria.*
- Figura 55: Consumo promedio.*
- Figura 56: Biobus.*
- Figura 57: Autobús con propulsión a gas.*
- Figura 58: Vehículo eléctrico.*
- Figura 59: Autobús de hidrógeno.*
- Figura 60: Motor eléctrico.*
- Figura 61: Interior de un coche eléctrico.*
- Figura 62: Componentes del coche eléctrico.*
- Figura 63: Componentes del coche eléctrico.*
- Figura 64: Interior del capó de un coche eléctrico*
- Figura 65: Vehículos eléctricos y energías renovables.*
- Figura 66: Vehículo eléctrico*
- Figura 67: Curva de demanda.*
- Figura 68: Estructura de generación.*
- Figura 69: Curva de la demanda eléctrica.*
- Figura 70: Curva de la demanda eléctrica.*
- Figura 71: Redes de distribución inteligentes.*
- Figura 72: Aplicabilidad energía almacenada en vehículos eléctricos.*
- Figura 73: Producción eléctrica y recorridos medios diarios.*
- Figura 74: Trayectos diarios medios.*
- Figura 75: Nissan Leaf*

CAP VIII

- Figura 76: Interrelación entre los sistemas que conforman la instalación de recarga sin gestión inteligente.*
- Figura 77: Interrelación entre los sistemas que conforman la instalación de recarga con gestión inteligente.*
- Figura 78: Esquema del suministro colectivo derivado de la centralización de contadores*
- Figura 79: Esquema ejemplar de la línea LPR1*
- Figura 80: Contador de energía.*
- Figura 81: Punto de recarga.*
- Figura 82: Analizador de la calidad del suministro.*
- Figura 83: Filtro activo.*
- Figura 84: Panel multifunción del sistema de gestión de la energía.*
- Figura 85: Lector de tarjetas del sistema tarificación.*
- Figura 86: Tarjeta prepago y cajero del sistema de tarificación.*



	<i>Figura 87: Distribución submódulos</i>
	<i>Figura 89: Ubicación</i>
	<i>Figura 90: Orientación</i>
	<i>Figura 91: Sistema de módulos</i>
	<i>Figura 92: Perfil obstáculos</i>
	<i>Figura 93: Pre simulación</i>
	<i>Figura 94: Simulación, hora por hora de un año tipo</i>
	<i>Figura 95: Primeros resultados de la simulación</i>
	<i>Figura 96: Producción normalizada mensual</i>
	<i>Figura 97: Factores de pérdida y producción normalizada</i>
	<i>Figura 98: Diagrama de Sankey.</i>
	<i>Figura 99: Curva de las orientaciones del panel fotovoltaico (anuales).</i>
	<i>Figura 100: Curva de las inclinaciones del panel fotovoltaico (anuales).</i>
CAP IX	<i>Figuras 101: Curva de inclinación de los paneles fotovoltaicos (verano)</i>
	<i>Figuras 102: Curva de orientación de los paneles fotovoltaicos (verano)</i>
	<i>Figuras 103: Curva de inclinación de los paneles fotovoltaicos (invierno)</i>
	<i>Figuras 104: Curva de orientación de los paneles fotovoltaicos (invierno)</i>
	<i>Figura 105: Representación del ángulo de inclinación y de orientación</i>
	<i>Figura 106: Porcentaje de energía respecto al máximo</i>
	<i>Figura 107. Ley de la inversa del cuadrado de la distancia</i>
	<i>Figura 108. Ley del coseno</i>
	<i>Figura 109. Luminancia</i>
	<i>Figura 110. Vista 3D disposición de las luminarias.</i>
	<i>Figura 111. Características de las luminarias.</i>
	<i>Figura 112. Vista superior de uno de los módulos.</i>
	<i>Figura 113. Vista lateral del proyecto.</i>
	<i>Figura 114. Grafica ISO sombreada del parking.</i>
	<i>Figura 115. Flujo hemisferio superior según zona de protección.</i>

TABLAS

CAP IV	<i>Tabla 1: Características de celdas de Si</i>
	<i>Tabla 2: Efecto de la temperatura.</i>
	<i>Tabla 3: Radiación solar global en España.</i>
	<i>Tabla 4: Esquema modular de reparto de placas fotovoltaicas</i>
	<i>Tabla 5: Esquema reparto de inversores por módulo</i>
CAP V	<i>Tabla 6: Características eléctricas del módulo.</i>
	<i>Tabla 7: Características mecánicas del módulo</i>
	<i>Tabla 8: Certificaciones y garantías del módulo.</i>
	<i>Tabla 9: Características técnicas (entrada) del inversor</i>
	<i>Tabla 10: Características técnicas (salida) del inversor</i>
	<i>Tabla 11. Tipos de conductores aceptados y sus características</i>
CAP VI	<i>Tabla 12. Recomendación de MABYC.</i>
	<i>Tabla 13. Datos constructivos conductor COMIL.</i>
	<i>Tabla 14. Posiciones de los led.</i>



CAP VII	<i>Tabla 15. Producción eléctrica y recorridos medios diarios.</i> <i>Tabla 16: Valores y cálculo de ahorro de CO2</i>
CAP VIII	<i>Tabla 17. Distribución red de puntos de recarga.</i> <i>Tabla 18: Características contador modelo EDMk de CIRCUTOR.</i> <i>Tabla 19: Características punto de recarga modelo WALL-BOS RVE-WB-MIX-L-TRI</i> <i>Tabla 20: Características del analizador modelo QNA-413 de CIRCUTOR.</i> <i>Tabla 21: Características Filtro activo modelo AFQ de CIRCUTOR.</i> <i>Tabla 22: Características Panel multifunción modelo RVE-CM20 de CIRCUTOR.</i> <i>Tabla 23: Características Lector de tarjetas RVE-TERM de CIRCUTOR.</i>
CAP IX	<i>Tabla 24: Número de placas por módulo y submódulo</i> <i>Tabla 25: Producción anual de un año tipo.</i> <i>Tabla 26: Pérdidas por orientación e inclinación y sombras.</i> <i>Tabla 27: Resultados caída de tensión</i> <i>Tabla 28. Potencia alumbrado público.</i> <i>Tabla 29. Posición de las luminarias</i> <i>Tabla 30. Resultados ficha de evaluación energética.</i> <i>Tabla 31. Intensidad admisible del conductor.</i> <i>Tabla 32. Datos constructivos TUBO ULTRATP-I.</i> <i>Tabla 33. Resultado línea general de alimentación.</i> <i>Tabla 34. Resultados derivación individual.</i> <i>Tabla 35. Resultados líneas de distribución.</i> <i>Tabla 36. Resultados líneas de recarga LPR1.</i>



III.- INTRODUCCIÓN

1.1 SITUACIÓN	14
1.2 OBJETO DEL PROYECTO.....	15
1.3 ORDEN DE PRIORIDAD DE LOS DOCUMENTOS	15

IV. - CONCEPTOS BÁSICOS.

1 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	16
1.1 PANELES FOTOVOLTAICOS	17
1.2 BATERIAS	17
1.3 REGULADOR.....	17
1.4 INVERSOR	17
2 PRINCIPIO FÍSICO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CÉLULA SOLAR.....	18
3 PANEL FOTOVOLTAICO	20
3.1 EFICIENCIA DE LAS CELDAS SOLARES	20
3.2 CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS SOLARES.....	20
3.3 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS.....	21
3.4 FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE LOS MÓDULOS	26
4 SIMULACIÓN.....	33

V. - PROYECTO FOTOVOLTAICO.

1 RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS	35
1.1 TITULAR.....	35
1.2 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	35
1.3 ZONA CLIM. EN FUNCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR GLOBAL.....	36
2 OBJETO.....	37
3 GENERALIDADES	38
4 NORMATIVA APLICABLE	39
5 INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA	40
5.1 LAS MARQUESINAS	40
5.2 SELECCIÓN DE LAS MARQUESINAS	42
5.3 JUSTIFICACIÓN DE LA SELECCIÓN	45



6 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL	46
6.1 RESIDUOS GENERADOS EN LA CONSTRUCCIÓN	47
6.2 PROCESO	47
6.3 ENERGÍA CONSUMIDA	48
6.4 PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS OBTENIDOS	48
6.5 EMISIONES GASEOSAS	48
6.6 NIVELES DE PRESIÓN SONORA Y VIBRACIONES.....	48
7 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	48
8 GENERADOR FOTOVOLTAICO.	50
9 INVERSOR	54
9.1 SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	54
10 BATERIAS	62
11 PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN	64
12 MONITORIZADO Y CONTROL	64
12.1 INVERSORES	64
12.2 CONTADORES	65
12.3 MAGNETOTÉRMICOS, DIFERENCIALES	65
 VI.- DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.	
1 ALCANCE	66
1.1 RED DE ALUMBRADO PÚBLICO.....	66
1.2 RED ELECTRONICA DE COMUNICACIÓN	66
2 NORMAS Y REFERENCIAS	66
2.1 DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS	66
3 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	67
4 ANÁLISIS DE SOLUCIONES	68
4.1 SELECCIÓN DEL CABLE DE LA RED DE ALIMENTACIÓN.....	68
4.2 SELECCIÓN DEL CABLE DE LA RED ELECTRONICA.....	68
4.3 SELECCIÓN DE LAS LUMINARIAS	69
4.4 CANALIZACIONES.....	69
5 RESULTADOS FINALES	70
5.1 RED DE ALUMBRADO.....	70
5.2 RED ELECTRÓNICA DE COMUNICACIONES.....	87



VII. - VEHICULO ELÉCTRICO.

1 MOVILIDAD SOSTENIBLE	93
2 NUEVOS DESARROLLOS TECNOLÓGICOS.....	95
3 INTRODUCCIÓN AL COCHE ELÉCTRICO	99
4 VEHÍCULO ELÉCTRICOS EN AUTOMOCIÓN	100
5 CÓMO FUNCIONAN.....	101
5.1 COMPONENTES.....	103
5.2 EL CONSUMO ENERGÉTICO.....	107
5.3 CONTAMINACIÓN Y GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	108
5.4 ENERGÍAS RENOVABLES Y EL VEHÍCULO ELÉCTRICO.....	109
6 DAFO: ANÁLISIS DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO	111
7 CURVA DE DEMANDA ELÉCTRICA, V.E. Y REDES INTELIGENTES... 112	
7.1 CURVA DE DEMANDA.....	112
7.2 REDES INTELIGENTES.....	114
7.3 EL V.E., CURVA DE CARGA Y REDES INTELIGENTES.	115
8 EVALUACIÓN DEL VEHICULO ELÉCTRICO.....	118
8.1 EVALUACIÓN.....	118
8.2 CALCULO DEL AHORRO DEL CO2.....	121
9 CONCLUSIONES.....	122

VIII.- PUNTOS DE RECARGA

1 ALCANCE Y NORMATIVA APLICABLE.....	124
1.1 SISTEMA DE GESTION DE LA ENERGIA.....	124
1.2 SISTEMA DE TARIFACIÓN.....	124
2 REQUISITOS DE DISEÑO.....	125
2.1 REQUISITOS ELÉCTRICOS	125
2.2 REQUISITOS CONSTRUCTIVOS.....	125
3 ANÁLISIS DE SOLUCIONES	125
3.1 SISTEMA DE GESTIÓN DE LA ENERGIA.....	125
3.2 SISTEMA DE TARIFACIÓN.....	127
4 RESULTADOS FINALES	128
4.1 INSTALACION ELECTRICA	128



4.2 SISTEMA GESTION ENERGIA.....	135
4.3 SISTEMA DE TARIFACIÓN.....	137

IX.- CALCULOS

1 INSTALACION FOTOVOLTAICA	139
1.1 PREVISION POTENCIA INSTALADA	139
1.2 PRE SIMULACIÓN. DATOS DE ENTRADA.....	140
1.3 POST SIMULACIÓN. DATOS DE SALIDA.....	144
1.4 DIAGRAMA DE PÉRDIDAS: SANKEY.....	147
1.5 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	150
1.6 CALCULOS DE LOS CONDUCTORES (DC)	156
2 INSTALACION ELECTRICA.....	163
2.1 CONSIDERACIONES PREVIAS RED DE ALUMBRADO	163
2.2 PREVISION DE POTENCIA	163
2.3 ESTUDIO LUMINICO DEL PARKING.....	164
2.4 RED DE ALIMENTACION ALUMBRADO PUBLICO.....	176
3 PUNTOS DE RECARGA	184
3.1 PREVISION DE POTENCIA	184
3.2 CALCULO CONDUCTORES	184
4 DIMENSIONADO DE LAS BATERIAS.....	185

X.- PLIEGO DE CONDICIONES

1 OBJETO Y NORMATIVA.....	187
2 SUBCONTRATACIONES.....	187
3 ALCANCE DEL TRABAJO.....	188
4 CONDICIONES GENERALES	188
5 CANALIZACIONES	189
5.1 GENERALIDADES	189
5.2 TUBOS RÍGIDOS DE PVC	189
5.3 TUBOS FLEXIBLES DE PVC	190
6 BANDEJAS METÁLICAS	191
6.1 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN	191



6.2	FIJACIONES.....	191
6.3	UNIONES.....	192
6.4	PUESTA A TIERRA	192
6.5	MEDICIÓN Y ABONO.....	192
7	CONDUCTORES ELECTRICOS	192
7.1	CABLES DE TENSIÓN NOMINAL 750 V	193
7.2	CABLES DE TENSIÓN NOMINAL 1 KV – RV	193
7.3	MEDICIÓN Y ABONO.....	195
8	CAJAS DE REGISTRO	195
8.1	CAJAS PARA INSTALACIÓN EMPOTRADA	195
8.2	CAJAS METÁLICAS PARA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.....	195
8.3	CAJAS AISLANTES PARA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.....	196
8.4	MEDICIÓN Y ABONO.....	196
9	CONCLUSIONES.....	196
9.1	MECANISMOS DE TIPO DOMÉSTICO	196
9.2	TOMAS DE CORRIENTE INDUSTRIALES	197
9.3	MEDICIÓN Y ABONO.....	197
10	CUADROS	197
10.1	OBJETO.....	197
10.2	NORMATIVA.....	198
10.3	DATOS GENERALES	198
10.4	DISPOSITIVOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.....	198
10.5	CONSTRUCCIÓN.....	199
10.6	BARNIZADO.....	199
10.7	CONEXIONADO DE POTENCIA.....	200
10.8	CONEXIONADO AUXILIAR.....	201
10.9	ESQUEMA.....	201
11	INTERRUPTORES AUT. BT DE BASTIDOR ABIERTO.....	201
12	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.....	203
12.1	MALLAS DE PUESTA A TIERRA	203
12.2	ELECTRODOS	204
12.3	DISTRIBUCIÓN.....	204
12.4	MEDICIÓN Y ABONO.....	205



13 MANTENIMIENTO Y GARANTIA	205
14 DOCUMENTACION	206
15 ACABADOS Y REMATES FINALES	206
16 PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA	207

XII.- LISTADO DE PLANOS

<i>PLANOS</i>	<i>Plano 1: Planteamiento previo</i>
	<i>Plano 2: Situación</i>
	<i>Plano 3: Emplazamiento</i>
	<i>Plano 4: Planta de cada módulo</i>
	<i>Plano 5: Distribución módulos fotovoltaicos</i>
	<i>Plano 6: Planta electricidad</i>
	<i>Plano 7: Planta electrónica</i>
	<i>Plano 8: Esquema eléctrico</i>
	<i>Plano 9: Consumos AP</i>
	<i>Plano 10: Esquema puntos de recarga</i>

<i>DETALLES</i>	<i>Detalle 1: Marquesina individual</i>
	<i>Detalle 2: Marquesina doble</i>
	<i>Detalle 3: Cimentaciones</i>
	<i>Detalle 4: Zanjas</i>
	<i>Detalle 5: Armario Alumbrado público</i>

XV.- ANEXOS

- 1 SUNPOWEER SPR 333 NE WHT D**
- 2 SUNPOWEER SPR 333 NE WHT D (PVSYST)**
- 3 HAWKER: BATERIAS SOLARES**
- 4 FACTURA MARQUESINAS**

III. - INTRODUCCIÓN.

El cambio climático es una de las mayores amenazas que existen actualmente. Así pues, se apuesta por una revolución energética capaz de reducir las emisiones de CO₂ mediante la sustitución de formas de obtención de energías sucias y el apoyo a la generación de electricidad con fuentes renovables.

En este proyecto se realiza un estudio sobre la viabilidad de la entrada del vehículo eléctrico y se dimensiona una instalación solar fotovoltaica en un parking exterior de red aislada provisto de un sistema de baterías y ocho postes de recarga inteligente de vehículos eléctricos. De este modo se logrará construir un sistema lo más energéticamente autosuficiente que contribuya a reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Finalmente, mediante el programa de simulación PVSYST®, se conseguirá saber dentro de un año tipo, todos los valores necesarios (energía producida, pérdidas etc.) para realizar los estudios de evaluación de la viabilidad medioambiental y económica de la planta fotovoltaica, así como la viabilidad del vehículo eléctrico en comparación con uno de combustión y las posibilidades de gestión que supondría la incorporación de 2 millones de coches sobre la curva de demanda.

Por otro lado, este proyecto sería un buen ejemplo de iniciativa ecológica que posiblemente animase a sus usuarios a preocuparse por la protección del medio ambiente.

1.1 SITUACIÓN

Dado el fuerte crecimiento que ha experimentado en los últimos años y en un intento de aprovechamiento del terreno y optimización de la energía solar, el Ayuntamiento de Salou ha encargado al proyectista que suscribe el presente Proyecto el alumbrado, el sistema electrónico de comunicación, el sistema fotovoltaico y el sistema de recarga de vehículos del parking SalouSun.

El Parking SalouSun tiene una extensión de 9123m² y está situado en el núcleo urbano de Salou, cerca del puerto. Se encuentra delimitado en su parte superior por la Zona deportiva y el campo de fútbol, en su derecha por la Calle Barenys, en su parte inferior por la Calle Carles Roig (desde donde accederán vehículos y peatones), y en su izquierda por la Calle de La Mata.

El parking está dividido en 4 módulos exactamente iguales. Cada módulo consta de 74 plazas (de las cuales 8 con puntos de recarga), 3 de ellas de minusválidos y 8 plazas para motocicletas, el resto para automóviles de tamaño estándar. Conjuntamente se ha diseñado una central de generación solar fotovoltaica de 551 kW que será destinada a la carga de vehículos eléctricos y al alumbrado público del parking.

1.2. OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene dos partes fundamentalmente. En primer lugar se diseña un aparcamiento al aire libre con las correspondientes marquesinas y el diseño de la red de alumbrado público y red electrónica. Y en segundo lugar se ocupa de la instalación y dimensionado de un sistema de generación de energía eléctrica, mediante el empleo de energía solar fotovoltaica, para su posterior uso en recargas de vehículos eléctricos y en el propio alumbrado público.

La redacción de este proyecto tiene como fin la determinación de las condiciones técnicas de conexión y seguridad de la instalación de energía solar fotovoltaica conectada a red. Al mismo tiempo, también servirá como documento para solicitar a los Organismos Competentes los permisos necesarios para su puesta en funcionamiento, una vez aprobada su validez.

En definitiva, los objetivos del proyecto son:

- Aparcamiento de calidad para los usuarios. Se conseguiría una mayor seguridad, comodidad, y protección.
- Producción de energía eléctrica limpia para uso propio. Se aprovecharía la superficie de los tejados sin necesidad de utilizar suelo.
- Posibilidad de obtener ingresos si el ayuntamiento decidiese que el parking fuese de pago.
- Utilizar energías renovables que respeten el medio ambiente e impulsen iniciativas ecológicas.

1.3. ORDEN DE PRIORIDAD DE LOS DOCUMENTOS

En caso de error o divergencia, los documentos tendrán la siguiente prioridad de más a menos:

- Planos
- Pliego de condiciones
- Anexos
- Memoria
- Estado de mediciones
- Presupuesto

IV. - CONCEPTOS BÁSICOS.

1. COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden diseñarse para autoconsumo o para inyectar la producción eléctrica a red.

Esta segunda opción actualmente no alcanza una gran acogida desde el punto de vista de evaluación financiera debido al marco legislativo en el que la energía eléctrica generada es comprada al dueño de la instalación fotovoltaica a un precio o tarifa poco atractivos.

Los componentes básicos de una instalación aislada se muestran en el siguiente esquema (Figura 1).

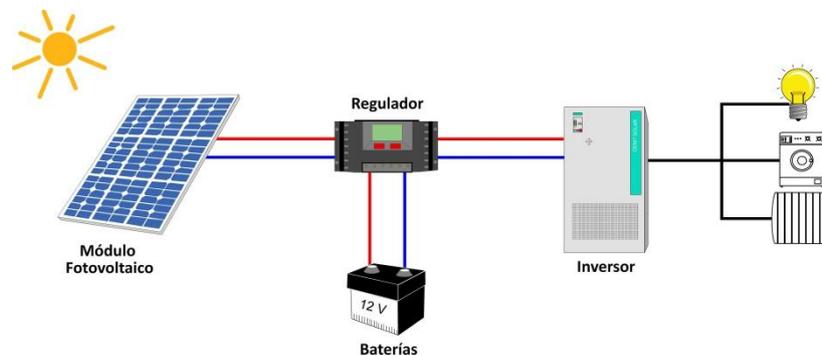


Figura 1: Esquema de los componentes de una instalación fotovoltaica aislada.

Lo novedoso de este proyecto es la incorporación de un producto diseñado por INGETEAM que incorpora el regulador junto con el inversor con posibilidad de entrada por módulos FV como por eólica. Además cuenta con la opción de salida en corriente continua como con corriente alterna. El sistema HYBRID sería algo así:



Figura 2: Esquema del proyecto



1.1. PANELES FOTOVOLTAICOS:

Generan corriente continua a partir de la radiación del sol, proporcionando un valor de corriente y voltaje. Los paneles se agrupan en serie (*string*) para proporcionar la tensión deseada por el usuario.

La corriente resultante de esta agrupación será la suma de la corriente de los módulos. A su vez, varios *strings* se agrupan en paralelo. En este caso se mantiene la tensión del *string* y la corriente resultante de la agrupación es la corriente suma de todos los *strings* enlazados.

1.2. BATERIAS:

Su función es básicamente almacenar la energía producida ya que la producción de energía solar no coincide en tiempo con la necesidad de consumo.

1.3. REGULADOR:

Tiene la función de obtener en cada momento la potencia máxima de los módulos fotovoltaicos y de proteger a las baterías de posibles daños tanto de carga como de descarga excesiva.

Miden continuamente el valor de la tensión e intensidad suministradas. Determinan potencia y ajustan la intensidad para obtener potencia.

1.4. INVERSOR:

Es el encargado de transformar la corriente continua en alterna. En este caso es necesario verificar los valores admisibles por el inversor para la corriente de cortocircuito y la tensión de vacío.

El número de filas en paralelo tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada fila por el número de filas en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

2. PRINCIPIO FÍSICO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CÉLULA SOLAR.

La tecnología fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico. La unidad fundamental de los sistemas fotovoltaicos es la célula solar, formada por un material semiconductor que hace posible la conversión de las radiaciones solares en energía eléctrica. Los electrones de la banda de valencia pueden ser excitados a la banda de conducción. Para que se de este fenómeno, la energía de los fotones (rayos solares) debe ser igual o superior al salto energético (*band gap*) entre la banda de valencia y la de conducción del semiconductor.

Cuando este fenómeno ocurre, la estructura física de los semiconductores crea un campo eléctrico que establece una trayectoria de los electrones de manera que se genera una corriente eléctrica continua.

A partir de ahí comienza el funcionamiento eléctrico convencional: la corriente continua producida llega hasta los inversores que la transforman en corriente alterna.

El proceso del principio físico de la celda solar se puede resumir en los siguientes pasos:

- Los fotones incidentes son absorbidos y se generan pares electrón-hueco.
- Los huecos se dirigen a la región P y los electrones a la región N. Éste proceso se puede observar en la figura 3:

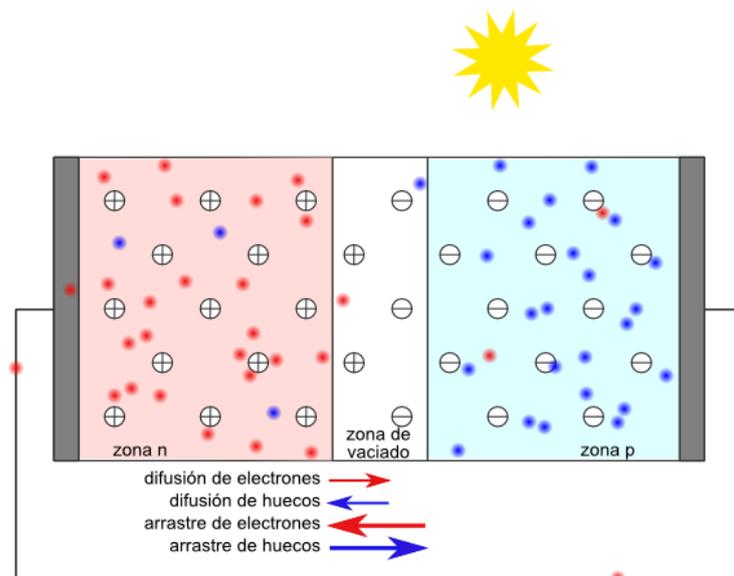


Figura 3: Proceso físico de la celda solar.

- Si la celda está en circuito abierto, la acumulación de cargas de signos diferentes en los 2 costados de la unión genera una tensión de circuito abierto V_{oc} , tal como se muestra en la figura 4:

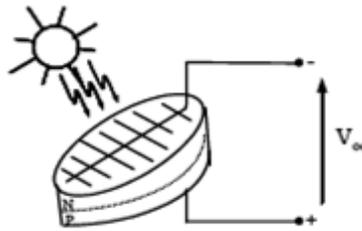


Figura 4: Representación de la tensión de circuito abierto (V_{oc}) en una celda solar.

- Si la celda está cortocircuitada se genera una corriente de corto circuito I_{sc} . Observar que el sentido de la corriente es el mismo que el de la corriente inversa de saturación de la unión PN (diodo). La figura 5 ilustra ésta situación:

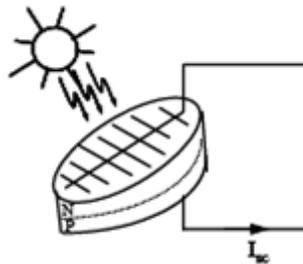


Figura 5: Representación de la intensidad de cortocircuito (I_{sc}) en una celda solar.

Por tanto, si mediante una carga exterior (R) se cierra el circuito, la corriente fotovoltaica generada (I) sale de la célula hacia el circuito exterior por la región “P”, atraviesa la carga y entra de nuevo a la célula por la región “N”:

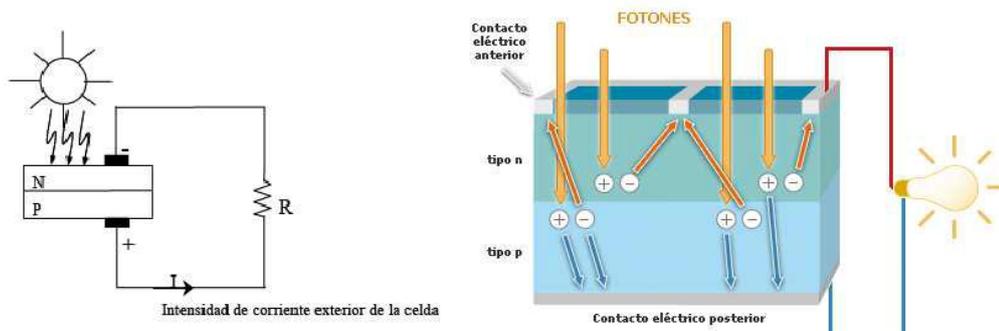


Figura 6: Representación del funcionamiento de la celda solar.

3. PANEL FOTOVOLTAICO.

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m².
- Temperatura de célula de 25°C (no temperatura ambiente).

3.1. EFICIENCIA DE LAS CELDAS SOLARES.

La eficiencia de las celdas solares, Eff (%), se define como la relación entre la potencia eléctrica generada por unidad de área (W/m²) y la irradiación solar incidente (W/m²) para obtenerla. Esta relación es adimensional y está dada en forma porcentual, como:

$$Eff(\%) = \frac{\text{Potencia generada}}{\text{Irradiación incidente}} \cdot 100$$

3.2. CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS SOLARES.

Las características típicas de una celda solar de Silicio se muestran en la tabla 1:

Características Silicio	
Ip [mA/cm ²]	28
Vp [V]	0.5
Wp [mW/cm ²]	14
Voc [V]	0.6

Tabla 1: Características de celdas de Si

Ahora, para obtener un módulo de una potencia o un voltaje de salida específico, basta con realizar las conexiones de las celdas, en serie o en paralelo. Una conexión en serie aumenta el voltaje de salida y una conexión en paralelo aumenta la corriente de salida. Por lo tanto, ambas conexiones aumentan la potencia de salida. Es decir, con N celdas en serie o en paralelo, la potencia total de salida es $W_p = N \cdot (I_p \cdot V_p)$, en donde I_p es la corriente de la celda y V_p el voltaje de la misma.



3.3. COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS.

Existen diversos tipos de paneles fotovoltaicos en función de la tecnología de semiconductores empleada para su fabricación. El empleo de una tecnología u otra, se justifica por parámetros como precio, rendimiento, duración, rentabilidad, etc.

Silicio cristalizado.

Logran una eficiencia media a un coste medio. Una doble capa antirreflectante y una superficie frontal con pirámides invertidas minimizan las pérdidas ópticas. La oblea de silicio tiene un espesor de 400 μm , ofreciendo una larga trayectoria óptica y por lo tanto aumentando la absorción de fotones con una energía mayor que el *band gap* (salto energético) del Si. Una capa dieléctrica de SiO_2 se inserta entre la oblea de Silicio y un conductor de Aluminio con el fin de obtener una superficie altamente reflectante en la parte trasera de la célula.

En el caso de células industriales de Silicio, se utilizan recubrimientos antirreflectantes de doble-capa. Además las obleas de Silicio monocristalino se sustituyen por obleas multicristalinas.

- Silicio monocristalino:

Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.

- Silicio policristalino:

Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.

- Silicio "Ribbon":

Las células fotovoltaicas tipo "Ribbon" se realizan mediante el estiramiento de silicio fundido en lugar de la utilización de un lingote. El principio de funcionamiento es el mismo que en el caso de las células monocristalinas y policristalinas.

El recubrimiento anti-reflectivo utilizado en la mayoría de las células "ribbon" tiene una apariencia prismática multicolor.



Figura 7: Paneles solares monocristalino y policristalino.

Thin-film.

Se encuentra por detrás de la tecnología convencional en términos de eficiencia pero es la más barata y ligera por lo que es óptima para su colocación en tejados.

- Silicio amorfo:

En comparación con el *band gap* (salto energético) del Silicio cristalino de 1,1 eV, el Silicio amorfo ofrece un *band gap* variable de 1,1-1,75 eV, controlado por la composición de la aleación de Silicio. Adicionalmente, el Silicio amorfo ofrece un coeficiente de absorptividad mayor que el cristalino en el espectro visible. De esta forma, el espesor de Silicio amorfo puede ser menor de 1 μm . Generalmente la célula amorfa consiste en una unión p-i-n (o n-i-p): una capa transparente de TCO (Óxido conductor transparente) en la parte frontal y una capa metálica como contacto y reflector trasero.

Ventajas: Las células de Silicio amorfo pueden fabricarse a una temperatura de deposición relativamente baja, generalmente entre 200 y 500 °C, lo que permite el uso de varios sustratos de bajo coste.

Desventajas: El silicio amorfo sufre una degradación debido a la luz al inicio de su operación.



Figura 8: Panel silicio amorfo.

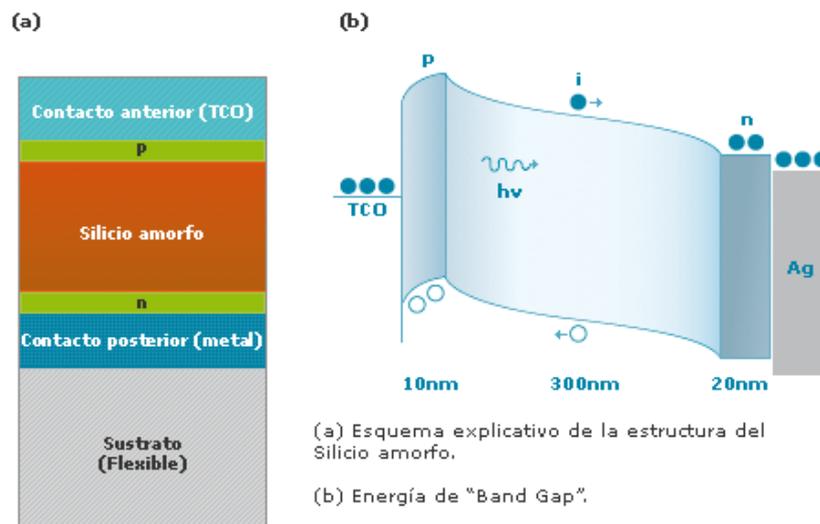


Figura 9: Esquema de la estructura del silicio amorfo y su energía de bandgap

- Celulas solares de Cobre Indio Galio y Diselenuro):

Es uno de los *thin-film* con mayor potencial debido a su alta eficiencia y bajo coste. Las células CIGS ofrecen un *band gap* variable mediante la composición de In-Ga para maximizar la absorción del espectro solar. El *band gap* varía desde 1,02 eV a 1,68 eV. Las células CIGS ofrecen el mayor coeficiente de absorción dentro de la tecnología *thin-film*, lo que permite que alrededor del 99% de los fotones sea absorbidos por los primeros micrómetros del material. Una célula de silicio convencional está formada por una capa de contacto de Molibdeno, mientras que el CIGS, por una fina de CdS o ZnS y una bicapa de aluminio y óxido de Zinc como TCO.

Ventajas: Reducción de costes en materiales.

Desventajas: Método de fabricación complicado y con necesidad de inversión importante. Otro problema que se plantea con esta tecnología es la disponibilidad de materiales y la toxicidad de la capa CdS.

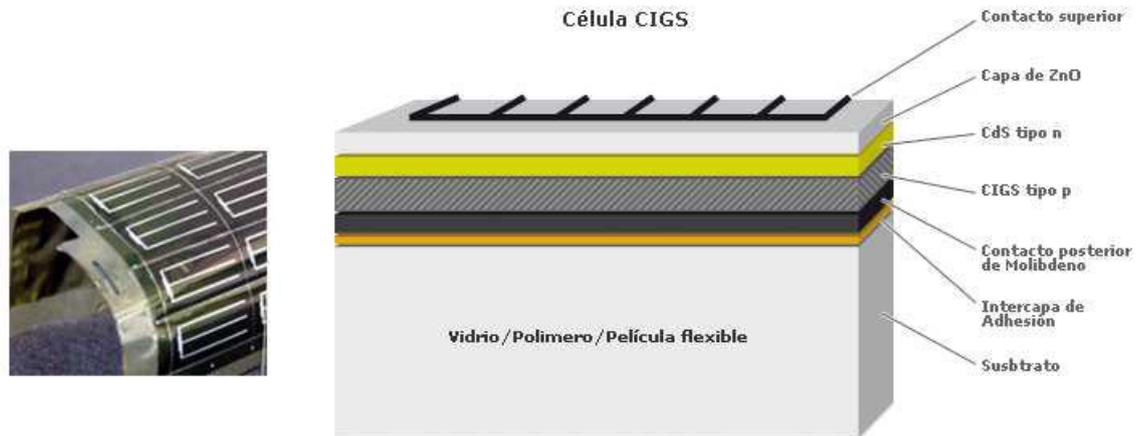


Figura 10: Célula CIGS.

- Teluro de Cadmio:

Otra de las tecnologías *thin-film* que está siendo investigada últimamente es el Teluro de Cadmio. Una célula típica de Teluro de Cadmio está formada por una capa (tipo p) de Teluro de Cadmio, unida a una fina capa tipo n de CdS y finalmente formada por una capa de TCO (generalmente SnO₂), la cual está conectada con el contacto Eléctrico

Ventajas: Existen multitud de técnicas para la fabricación de esta tecnología de *thin-film*, la mayoría de los cuales tiene un gran potencial para producciones a gran escala.

Desventajas: El coste de los materiales.



Figura 11: Teluro de Cadmio.



- Micro Silicio:

Esta tecnología espera mejorar los rendimientos y costes del Silicio amorfo. Se espera que pronto sea un competidor del resto de materiales *thin-film*. La alta eficiencia del micro Silicio y su baja degradación debido a la luz, hacen que las empresas industriales estén dedicando recursos a la investigación en esta tecnología.

- Dióxido de Titanio:

Capas impregnadas de dióxido de Titanio se utilizan para generar voltaje en lugar del material semiconductor que se utiliza en la mayoría de las células fotovoltaicas. Debido a que el Titanio resulta relativamente barato, ofrecen un gran potencial de reducción de costes.

Concentración fotovoltaica.

Ofrece una mejor eficiencia pero su mayor desventaja es el coste.

- Fresnel point focus (High concentration-GaAs):

Las lentes Fresnel concentran la radiación en un punto. A partir de una concentración geométrica, el coste de la superficie fotovoltaica puede ser reducirse considerablemente. Por un lado, la tecnología ofrece gran potencial de reducción de costes debido al bajo consumo de material, por otro lado, es posible el uso de células de alta calidad de Arseniuro de Galio.

Arseniuro de Galio (GaAs) Multi-unión: Las células multi-unión son una nueva tecnología que ofrece eficiencias altas en comparación con las células solares tradicionales. Las células multi-unión sacan mejor partido del espectro solar mediante el uso de capas de diferentes semiconductores con diferentes band gaps. Cada capa está formada por un material diferente, generalmente un semiconductor III-V, el cual absorbe diferentes porciones del espectro. Los semiconductores son elegidos con el fin de que el conjunto absorba la mayor parte del espectro solar. En la capa superior se colocan los semiconductores con un band gap mayor, de forma que los fotones más energéticos son absorbidos en esta capa.



Figura 12: Fresnel point focus.

- *Fresnel line focus* (concentración media de Si):

Lentes cilíndricas que concentran la radiación solar en una línea. En este caso la concentración geométrica es menor que en el caso anterior. En este caso se utiliza Silicio de alta eficiencia.

- Baja concentración:

En este caso se utilizan espejos para concentrar la radiación solar y como célula se utiliza Silicio convencional.



Figura 13: Fresnel line focus .

3.4. FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DE LOS MÓDULOS.

Los módulos solares se ven afectados por diversos factores, entre los que destacan, obviamente la radiación solar, el sombreado parcial o total del módulo y la temperatura de operación de las celdas.

El comportamiento eléctrico de los módulos está dado por las curvas de corriente-tensión (curva IV) o potencia-tensión (PV) que los caracteriza. La curva de potencia se genera multiplicando la corriente y el voltaje en cada punto de la curva IV.

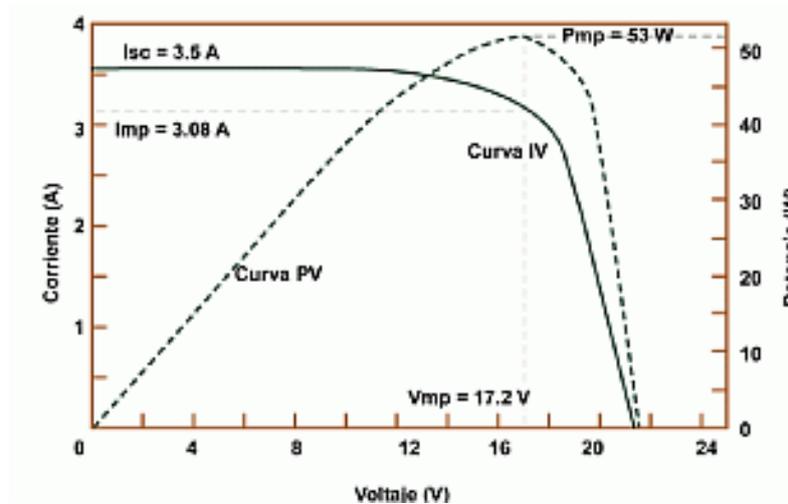


Figura 14: Curva IV y PV de un módulo genérico.

La Figura 14 muestra las curvas I-V y P-V para un módulo fotovoltaico típico. Bajo condiciones estándares de prueba (irradiancia de $1\text{kW}/\text{m}^2$ y temperatura de celda de 25°C), cada modelo de módulo tiene una curva I-V o P-V característica.

En la curva de potencia contra voltaje, la potencia máxima (P_{mp}) es la capacidad nominal o tamaño del módulo. La corriente y el voltaje en el punto de máxima potencia (I_{mp} y V_{mp}) corresponden a la corriente nominal y voltaje nominal del módulo, respectivamente. Otros parámetros de importancia son la corriente de corto circuito (I_{sc}) y el voltaje de circuito abierto (V_{oc}). Es importante notar que cuando el módulo opera lejos del punto de máxima potencia, la potencia entregada se reduce significativamente.

EFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR

Como se explicó anteriormente, la corriente de generación del módulo es directamente proporcional a la radiación solar; sin embargo el voltaje de salida consigue niveles relativamente altos con bajos niveles de radiación solar. Esto es muy satisfactorio cuando se trabaja en paralelo, ya que es posible que los módulos reciban una radiación distinta, pero igualmente consigan alcanzar el mismo voltaje de trabajo y puedan sumar sus corrientes.

Las siguientes gráficas I-V y P-V (Figura 15) muestran el comportamiento de la corriente y la potencia producida en función del voltaje para diferentes intensidades de la radiación solar y potencias:

IRRADIACIÓN SOLAR

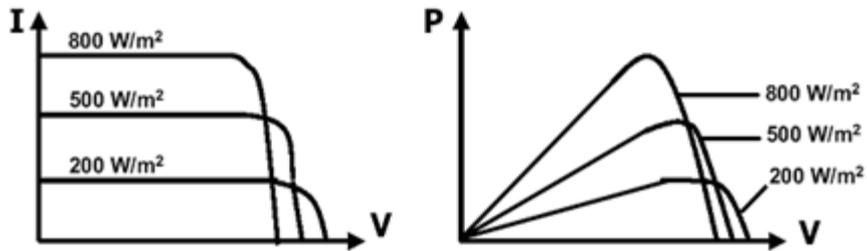


Figura 15: Efecto de la radiación solar. Curvas IV y PV.

Viendo la gráfica se puede observar que:

- La corriente de cortocircuito aumenta al aumentar la irradiación.
- La tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la irradiación.
- La potencia máxima aumenta al aumentar la irradiación.

Las siguientes figuras 16 y 17 son las curvas características del módulo utilizado en este proyecto (SunPower SPR-333NE-WHT-D).

En este caso la temperatura de la célula está fija en 45°C. Se observa como se ha dicho anteriormente que la corriente de cortocircuito aumenta al aumentar la irradiación y también que la potencia aumenta al aumentar la irradiación.

Lo que no se aprecia es que la tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la irradiación. La explicación a esto, como veremos a continuación, es que la tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la temperatura.

Si aumentamos la intensidad de la irradiación pero mantenemos la temperatura de la célula constante, ocurre lo contrario, es decir, la tensión de circuito abierto aumenta al aumentar la irradiación aunque muy levemente. Esto es un caso de cómo influye la temperatura en el proceso fotovoltaico que veremos a continuación.

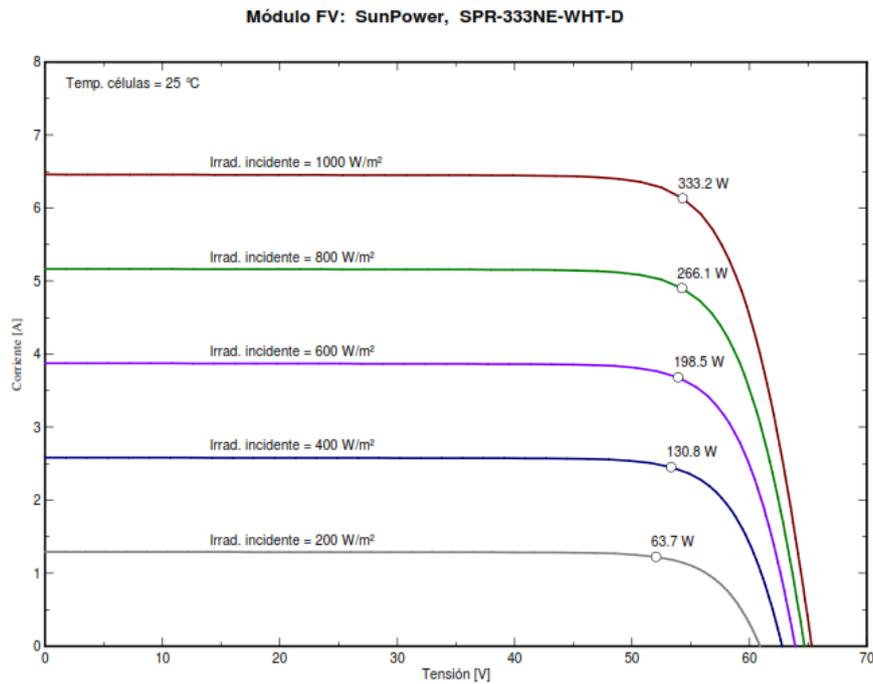


Figura 16: Curvas IV del módulo.

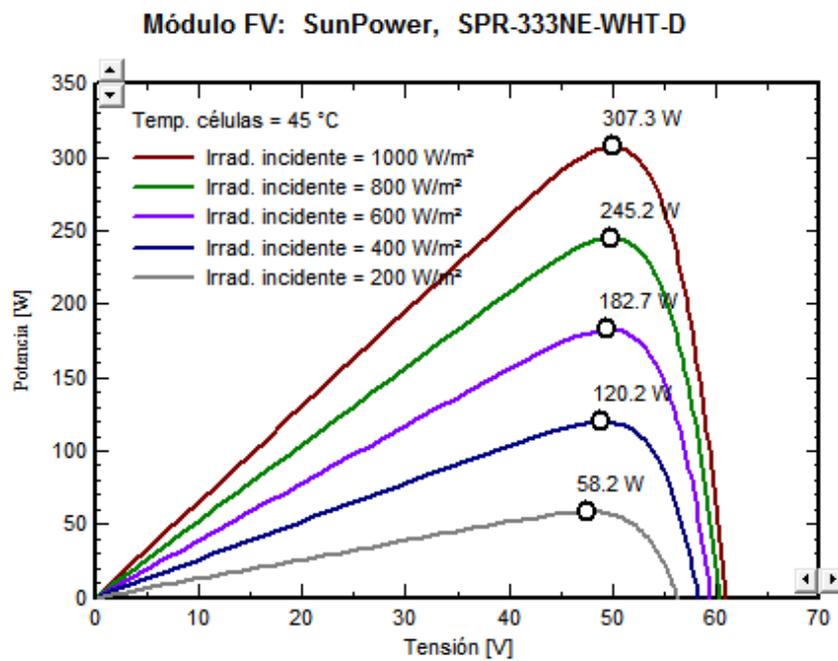


Figura 17: Curvas PV del módulo.

EFECTO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN DE LAS CELDAS.

Otro factor que influye en el rendimiento de los módulos es la temperatura de operación de las celdas. Por un lado, la corriente aumenta con la temperatura, pero el voltaje disminuye en un porcentaje mayor y por lo tanto la potencia de generación también disminuye al aumentar la temperatura. En la tabla 2, se muestran los porcentajes de disminución y aumento para valores característicos.

Efecto de la temperatura sobre Cambio relativo	
Voc	-0.37 %/°C
Isc	+0.1 %/°C
Vp	-0.57 %/°C
Ip	+0.07 %/°C

Tabla 2: Efecto de la temperatura.

En las siguientes curvas (Figura 18) se muestra el efecto que produce la temperatura sobre la producción de corriente en los módulos fotovoltaicos. Esta vez, el efecto se manifiesta en el voltaje del módulo.

TEMPERATURA

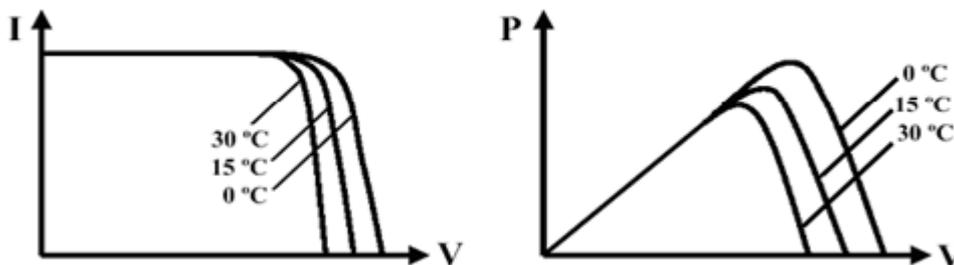


Figura 18: Efecto de la temperatura. Curvas IV y PV.

Viendo la figura 18 se puede observar que:

- Aumenta ligeramente la Intensidad de cortocircuito.
- Disminuye la tensión de circuito abierto, aprox: -2.3 mV/°C.
- La potencia máxima disminuye al aumentar la temperatura. La potencia nominal se reduce aproximadamente un 6% cada 15 grados centígrados.
- El Factor de Forma disminuye.

Factor de forma (FF): Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito.

- El rendimiento decrece.

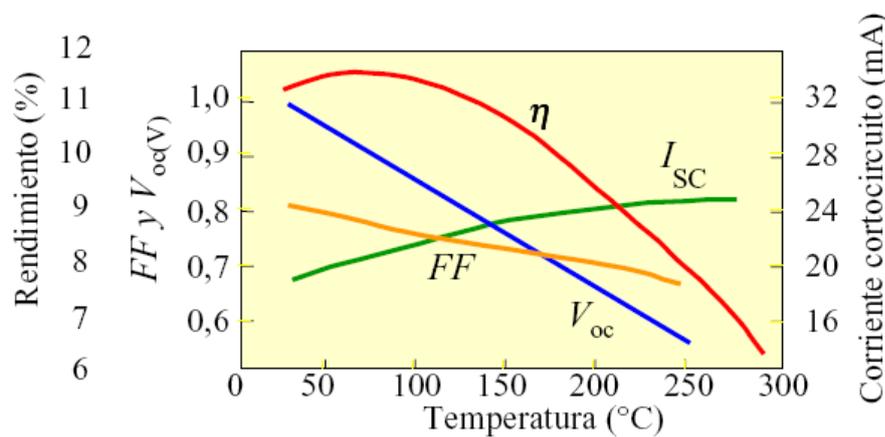


Figura 19: Efecto de la temperatura sobre el rendimiento, corriente de cortocircuito, tensión de circuito abierto y factor de forma.

EFECTO DE LA SOMBRA.

Hasta ahora al hablar de las células y de los módulos, hemos supuesto que la iluminación era uniforme y que las células que integraban el panel fotovoltaico eran iguales y estaban irradiadas por igual y además se encontraban a la misma temperatura. Sin embargo, es frecuente que no todas las células trabajen en las mismas condiciones. Un ejemplo claro sería que una parte estuviera afectada por una nube y la otra no.

También puede ocurrir que en un mismo panel parte de las células estuviesen a la sombra y el resto al Sol. Alguno de estos defectos se pueden evitar con un buen diseño pero otros no. Los dos efectos que producen la dispersión de los parámetros son:

- Reducción de la potencia máxima del campo.
- Algunas células pueden convertirse en cargas, disipando parte de la energía producida por los demás.

El primer efecto, el de dispersión de los parámetros se conoce también con el nombre de pérdidas por desacople (*mismatch losses*). Los fabricantes suelen clasificar las células por categorías de forma que las que componen un módulo tengan iguales características, en concreto la misma corriente en cortocircuito. De la misma manera operan con los módulos, los clasifican de acuerdo con la corriente en el punto de máxima potencia.

El efecto de sombreado parcial es en muchos casos inevitable, y es que puede haber alguna célula que invierta su polaridad convirtiéndose por lo tanto en una carga que disipará toda la energía producida por el resto de las células. Si la potencia disipada tiene un valor elevado la célula elevará su temperatura pudiendo llegar a su destrucción.

Este fenómeno se conoce con el nombre de punto caliente, y para evitarlo se recurre a la inserción de protecciones (diodos “*bypass*”). Éstos se colocan en paralelo con un grupo de celdas en serie, por lo general entre 12 o 18 celdas, y evitan que se las celdas sombreadas en ese grupo disipen potencia.



Figura 20: Efecto del sombreado parcial.



Figura 21: Efecto del sombreado parcial.

4. SIMULACIÓN.

Existen programas comerciales que consideran el funcionamiento del sistema hora a hora.

En el caso de estudio se ha trabajado con PVSYST®, programa reconocido internacionalmente.

Este programa permite realizar el diseño, simulación y análisis de datos de una instalación fotovoltaica. El software ha sido desarrollado por CUEPE, el centro de energía de la Universidad de Ginebra, es actualmente uno de los más avanzados que existen a nivel mundial para el cálculo de sistemas fotovoltaicos y junto con los datos de radiación y de los equipos utilizados puede predecir la energía inyectada a la red.

PVSYST permite realizar diseños a diferente nivel (Figuras 22 y 23):

- *Preliminary design*: diseño rápido y sencillo que permite dimensionar tanto una instalación aislada, como conectada a la red.
- *Project design*: realiza una simulación detallada con valores horarios, que ayuda a definir el campo fotovoltaico y elegir correctamente los componentes.
- *Tools*: proporciona una amplia elección de las herramientas solares.



Figura 22: PVSYST®.

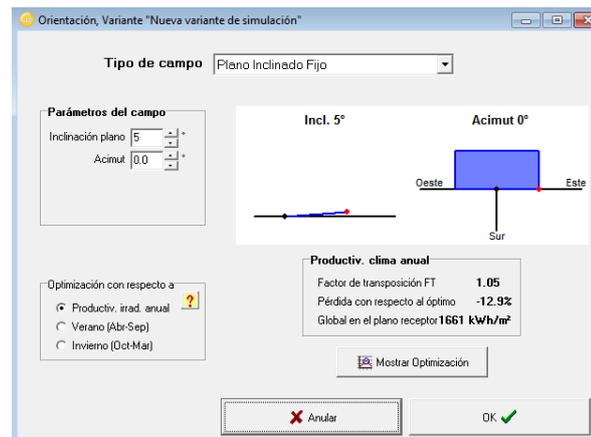


Figura 23: PVSYST®.

Por ejemplo, el nivel "Project design" permite al usuario:

- Disponer de una base de datos de los componentes fotovoltaicos, y de posibles lugares donde ubicar la instalación.
- Indicar la orientación del panel, eligiendo entre múltiples configuraciones, como orientación única, doble, automática...
- Definir el esquema de la instalación. Si la instalación está conectada a la red, el usuario debe introducir la potencia deseada y elegir el inversor y el módulo fotovoltaico de la base de datos. Si el sistema es aislado el usuario primero tiene que definir su consumo eligiendo los electrodomésticos que tiene con su tiempo de operación. Además tiene que decidir los días de autonomía que tiene la batería.
- Calcular tanto las sombras cercanas como las lejanas, permitiendo dibujar la geometría del sistema completo y mostrando las sombras que se producen en función de la posición del sol.
- Realizar la evaluación económica utilizando precios reales y condiciones de inversión en cualquier moneda.

Firma:

César Climent Palomo
Ingeniero Industrial

Septiembre del 2013

V.- DISEÑO DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO

1. RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS.

1.1. TITULAR.

El titular de la instalación es el ayuntamiento de Salou.

1.2. UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

La instalación generadora de energía eléctrica de origen fotovoltaico, con una potencia de 551 kW, se sitúa sobre las marquesinas del aparcamiento exterior que el ayuntamiento de Salou ha planeado construir. Dicho parking se encuentra en la localidad de Salou ($41^{\circ} 4' 36''$ N, $1^{\circ} 7' 55''$ E), concretamente en el límite fronterizo con Vilafortuny. Las figuras 24 y 25 obtenidas de *Google Earth* nos muestran una vista vía satélite de la zona donde se efectuará el Parking.



Figura 24: Vista vía satélite de la situación del Parking.

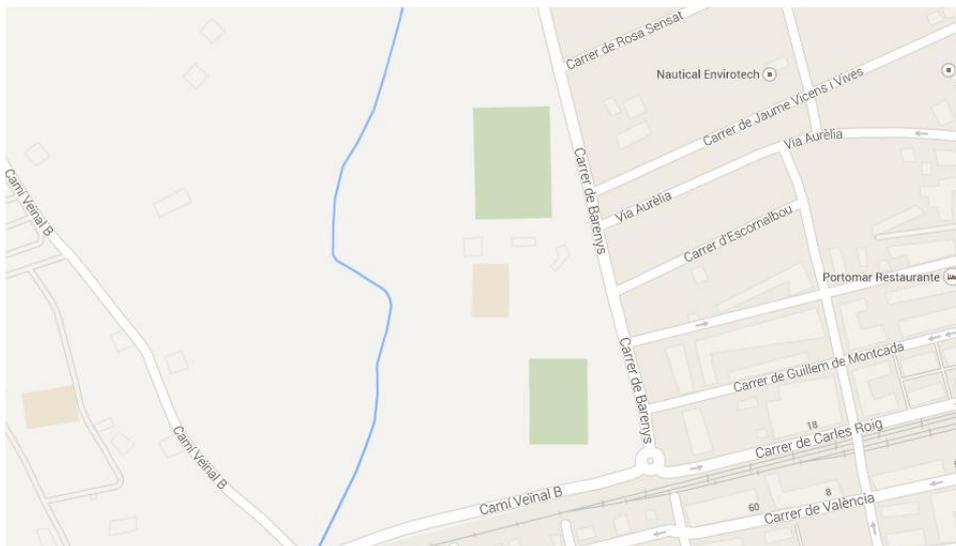


Figura 25: Vista vía satélite.

1.3. ZONA CLIMÁTICA EN FUNCIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR GLOBAL.

En la tabla 3 y la figura 26 se marcan los límites de zonas en España. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas.

RADIACIÓN SOLAR GLOBAL		
ZONA CLIMÁTICA	MJ/m ²	KWh/m ²
I	$H < 13.7$	$H < 3.8$
II	$13.7 \leq H < 15.1$	$3.8 \leq H < 4.2$
III	$15.1 \leq H < 16.6$	$4.2 \leq H < 4.6$
IV	$16.6 \leq H < 18.0$	$4.6 \leq H < 5.0$
V	$H \geq 18.0$	$H \geq 5.0$

Tabla 3: Radiación solar global en España.

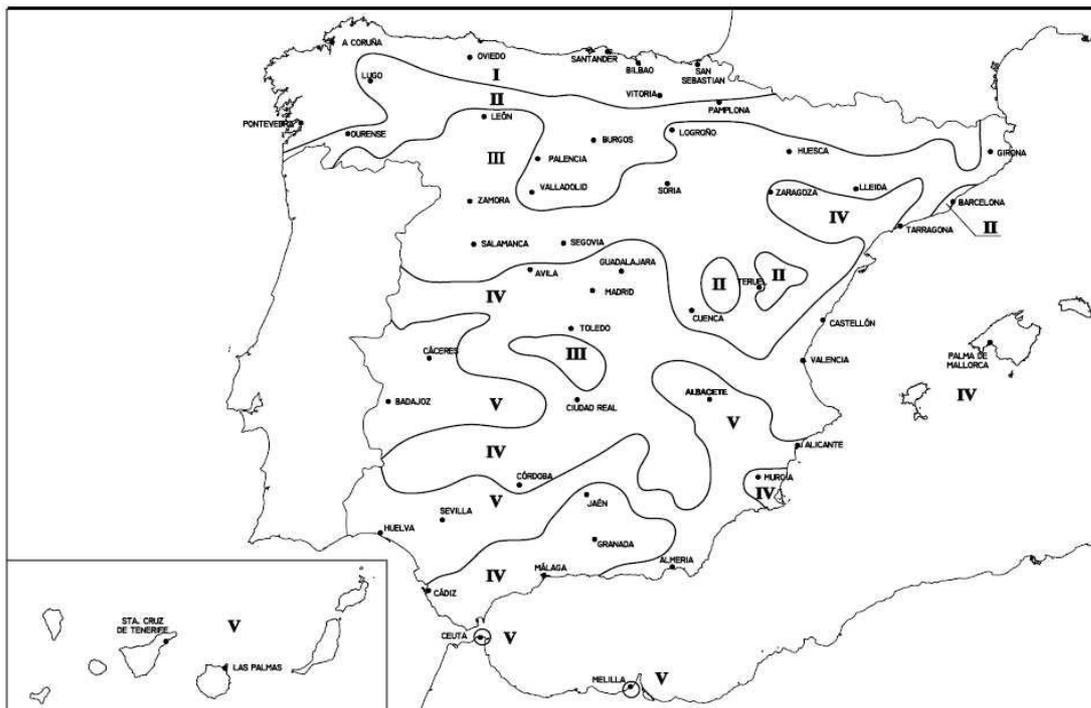


Figura 26: Zonas climáticas de España en función de la radiación solar.

Salou esta geográficamente por debajo de Tarragona, podemos considerar Salou como zona climática IV por lo que según los valores de la tabla tendremos una radiación global entre 4.6 y 5.0 kWh/m².

2. OBJETO.

El objetivo de este proyecto de fin de carrera es dimensionar una instalación solar fotovoltaica en un parking exterior en la zona deportiva situada en Salou (Tarragona), de forma que cumpla con la normativa vigente.

Se analizará la viabilidad de la instalación, dimensionándola de tal forma que se obtenga la mayor eficiencia energética.

Se especifican los datos técnicos, el entorno legislativo y económico para la construcción de una instalación generadora de energía eléctrica de origen fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos estarán ubicados en cubierta y la potencia total instalada será de 551kW.



3. GENERALIDADES.

El incremento de consumo energético está siendo mantenido fundamentalmente por la utilización de combustibles fósiles, estos corren el peligro de agotarse en un periodo definido de tiempo. La utilización de los combustibles fósiles genera una contaminación ambiental, que está amenazando seriamente el equilibrio climático del planeta.

El beneficio medioambiental del proceso fotovoltaico, el cual utiliza la luz solar para la generación directa de energía eléctrica, es evidente. Las ventajas del empleo de esta técnica productora de energía son varias:

- Es una fuente de energía limpia, no contamina.
- Reduce el consumo de los combustibles fósiles y por tanto los efectos contaminantes que se derivan de su consumo.
- Es silenciosa.
- Fuente de generación, el sol, es inagotable.
- La electricidad generada por la producción fotovoltaica es de muy alta calidad.
- Su forma de onda es prácticamente una senoide perfecta.

España, como firmante del Protocolo de Kioto, se ha comprometido a reducir las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera y evitar así la expansión del efecto invernadero. Fiel a este principio, favorece la creación de instalaciones de producción de energías renovables, entre las cuales se encuentra la producción fotovoltaica.

La implantación de nuevas fuentes de energía renovables se convierte en una necesidad y se han creado unos objetivos. Uno de estos objetivos es que para 2020 un 20% de la electricidad interior provenga de fuentes de energía renovables.

La energía fotovoltaica producida por el complejo que contempla este proyecto, debidamente acondicionada a través de equipos inversores, podrá ser inyectada a la red pero el objetivo principal es que la energía sea almacenada para un posterior uso en recarga de vehículos eléctricos y para alumbrar el propio parking.

La tecnología fotovoltaica es una tecnología madura, de alta duración (25 años con una reducción en el rendimiento en torno al 10%), pudiendo continuar su explotación posteriormente con un rendimiento menor.



4. NORMATIVA APLICABLE.

Todos los componentes, materiales, el diseño e instalación del proyecto cumplirán con la Normativa y Legislación vigentes que se expresan a continuación.

- Ley 54 / 1997.
- Real Decreto 842 / 2002.
- Real Decreto 1663 / 2000.
- Real Decreto 436 / 2004.
- REAL DECRETO 1556/2005.
- Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de la energía.
- Real Decreto 3.275/1982.
- Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-94.
- Real Decreto 1955/2000.
- Real Decreto 614/2001.
- Orden de 13-03-2002 de la Consejería de Industria y Trabajo.
- NTE-IEP. Norma tecnológica del 24-03-73, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra.
- Normas UNE y recomendaciones UNESA.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Ordenanzas municipales del ayuntamiento donde se ejecute la obra.
- Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones.
- Normas particulares de la compañía suministradora (NTP).
- Cualquier otra normativa y reglamentación de obligado cumplimiento para este tipo de instalaciones.
- Norma Básica de la Edificación (NBE).
- Pliegos Técnicos de condiciones de IDAE-PTC-C
- Real Decreto 1578/2008.

La Instalación fotovoltaica presupuestada cumple con los requerimientos recogidos en el Real Decreto 1663 / 2000 sobre inyección a red de la energía producida por sistemas fotovoltaicos, de forma que la energía producida por dicha instalación puede ser vendida íntegramente a la compañía eléctrica al precio que marca el RD.



5. INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA.

El parking se ubica en una explanada situada junto a la zona deportiva de Salou, en suelo urbano consolidado S.U.C.. A su vez, el parking está rodeado por una zona residencial y por un camping.

En éste sentido, el parking proyectado se integra plenamente en el mismo. Debido al diseño de las marquesinas que protegen a los coches aparcados, sirve de soporte de la instalación fotovoltaica superpuesta y además es respetuoso con su entorno atendiendo a las siguientes consideraciones:

- La altura de las marquesinas es la mínima necesaria para permitir el uso razonable de las mismas y cumplir las exigencias fijadas en el planeamiento de Getafe para el uso de aparcamiento.
- Su cubierta, inclinada 5°, es coherente con la función de los módulos de captación de energía solar superpuestos a la misma y, al mismo tiempo, reproducen la inclinación de las cubiertas circundantes.

Por todo lo anteriormente expresado podría considerarse que el parking es un ejemplo de integración entre una instalación de captación y producción de energía, por medio, en éste caso, de un elemento arquitectónico que tiene, además, la función de albergar y proteger los vehículos aparcados.

Esta compatibilidad de funciones, aportada por el diseño del mismo, minimiza el impacto visual y anímico que para los habitantes del barrio y los visitantes supondría un parking al aire libre sin cubrición de los vehículos (una explanada de asfalto y coches), o una extensión de paneles fotovoltaicos sin otra función que la suya propia, de captación de energía, rodeada por una verja. Se pretende con ello conseguir una integración dentro de nuestra vida cotidiana y entorno.

5.1. LAS MARQUESINAS

Las marquesinas, cubrirán el total de 296 plazas de aparcamiento de la instalación. Además de servir como soporte para la instalación de los paneles fotovoltaicos cumplirán otras funciones. Su función principal será la protección de los vehículos frente a la degradación medioambiental, ofreciendo sombra a los mismos ya que se trata de una zona con un elevado índice de irradiancia, principalmente en verano que es cuando se prevé que se le dará un mayor uso.

La estructura de las marquesinas se ha diseñado teniendo en cuenta que ha de soportar, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, además del peso de



las mismas, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación. Está protegida contra la acción de los agentes ambientales, en concreto, la estructura es de hierro galvanizado según norma UNE 37-501 y UNE 37-508.

Para dar una inclinación determinada a los tejados, se ha tenido en cuenta que la orientación de las plazas de parking es variable y no siempre es N-S, por lo tanto, la inclinación no podrá ser la ideal de máxima eficiencia de 36°. Para que se de homogeneidad en todas las marquesinas, éstas tendrán la inclinación mínima. La inclinación será de 5°, para evacuar correctamente el agua que puede quedar depositada sobre ellos debido a la lluvia.

Características generales:

- Ménsulas “modelo IMCASA”, fabricadas con perfiles laminados en caliente tipo IPE. Totalmente GALVANIZADAS EN CALIENTE por inmersión con un espesor de recubrimiento medio certificado por GALESA, lo que nos asegura un producto sin mantenimiento de ningún tipo (según normativa UNE EN ISO al respecto).
- La cubierta será de chapa grecada y de perfil trapezoidal, de acero galvanizado en caliente por ambas caras siguiendo el procedimiento sendzimir, de 5 metros de largo, 0,6 mm de espesor.
- Los remates laterales cubrecorreas serán del mismo material y acabados que la chapa de cubierta.
- La sujeción de la cubierta a las ménsulas se hará mediante correas, de formato C-120X3 y galvanizadas en caliente por el procedimiento Sendzimir.
- La fijación de las ménsulas al suelo se realizará mediante una placa de anclajes con pernos y tuercas de 1ª calidad.
- La tornillería y piezas auxiliares son de acero inoxidable.
- Toda la tornillería será galvanizada por electrolisis. Los anclajes se entregan en negro.

5.2. SELECCIÓN DE LAS MARQUESINAS

A continuación se describen las distintas opciones disponibles respecto al modo de instalación de las marquesinas en función de la inclinación de las mismas, así como de la inclinación de los paneles solares que irán colocados sobre ellas.

Tipo 1: marquesinas simples inclinadas

Ventajas:

- Son económicas
- Están compuestas de módulos pequeños que facilitan el montaje y el transporte.

Inconvenientes:

- Necesitan estar orientadas al sur para ser eficientes
- Se pierde eficiencia debido a la proyección de sombras



Figura 27: Marquesina simple inclinada

Tipo 2: marquesinas dobles inclinadas

Ventajas:

- Ofrecen una buena integración arquitectónica
- Aprovechan muy bien la superficie

Inconvenientes:

- Necesitan estar orientadas al sur para ser eficientes



Figura 28: Marquesina doble inclinada

Tipo 3: marquesinas sin inclinación con placas solapadas

Ventajas:

- Ofrecen una buena integración arquitectónica
- Aprovechan muy bien la superficie
- No necesitan tener ninguna orientación específica
- Son económicas

Inconvenientes:

- Los paneles no reciben la inclinación óptima



Figura 29: Marquesina sin inclinación con placas solapadas

Tipo 4: marquesinas sin inclinación con placas con inclinación

Ventajas:

- No necesitan tener ninguna orientación específica
- Se puede fijar el ángulo de inclinación óptimo
- Son económicas y de alta flexibilidad

Inconvenientes:

- Se pierde eficiencia debido a la proyección de sombras
- No son muy estéticas



Figura 30: Marquesina sin inclinación con placas con inclinación



Tipo 5: marquesinas con ondulaciones

Ventajas:

- Ofrecen una buena integración arquitectónica
- Presentan muy buena estética

Inconvenientes:

- Son poco económicas
- Aprovechan muy mal la superficie
- Necesitan estar orientadas al sur para ser eficientes



Figura 31: Marquesinas con ondulaciones

5.3. JUSTIFICACIÓN DE LA SELECCIÓN

Los cinco tipos de marquesinas descritas anteriormente se pueden reducir fundamentalmente a los dos siguientes grupos:

- Tipo A: tejado inclinado con placas solapadas al tejado
- Tipo B: tejado plano con placas con o sin inclinación

Se instalarían las marquesinas tipo A de esta manera al dar la inclinación óptima a todos los tejados que lo permitiesen según las condiciones, se podría mejorar la eficiencia.



6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL.

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable, contribuye al autoabastecimiento energético nacional y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc.) y los derivados de su generación (excavaciones, minas, canteras, etc.).

Los efectos de la energía solar fotovoltaica sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

- **Clima:** la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.
- **Geología:** Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la Naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.
- **Suelo:** al no producirse contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características físicoquímicas del suelo o su erosión es nula.
- **Aguas superficiales y subterráneas:** No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.
- **Flora y fauna:** la repercusión sobre la vegetación es nula, y, al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves.
- **Paisaje:** los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual. Además, al tratarse de sistemas autónomos, no se altera el paisaje con postes y líneas eléctricas.
- **Ruidos:** el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor.
- **Medio social:** El suelo necesario para instalar un sistema fotovoltaico de dimensión media, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto.



Además, en gran parte de los casos, se pueden integrar en suelos no productivos. Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno; como es el caso por ejemplo de los Espacios Naturales Protegidos.

6.1. RESIDUOS GENERADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Los residuos que generará la planta serán de dos tipos:

Residuos sólidos urbanos, que serán separados en fracciones a saber:

- Orgánicos.
- Línea amarilla.
- Papel.
- Vidrio.

Estos residuos serán entregados por el procedimiento que se acuerde con el Ayuntamiento para su recogida o entrega.

Residuos de componentes eléctricos y electrónicos que se generen como consecuencia del mantenimiento.

Como la cantidad de los mismos debe ser pequeña, estos se almacenarán en un contenedor específico para que cuando el volumen sea significativo se preceda a su entrega por medio de un gestor autorizado para este tipo de residuos.

6.2. PROCESO.

Este proceso fotovoltaico directo no requiere ningún tipo de elementos añadidos para la realización del mismo, por lo cual la única materia prima es la radiación solar, y el producto final directo la corriente eléctrica, implica por tanto que el proceso es inocuo, no generando:

- Vibraciones.
- Ruidos.
- Calor.
- Olores.
- Residuos (salvo pequeños productos de mantenimiento).
- Vertidos.
- Ningún tipo de contaminante.



6.3. ENERGÍA CONSUMIDA.

Menos del 3% de la generada.

6.4. PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS OBTENIDOS.

Energía eléctrica de muy alta calidad, sinusoidales perfectas, coseno de φ igual a 1 y 120 grados de desfase entre fases, con una distorsión armónica mínima

6.5. EMISIONES GASEOSAS.

Esta planta (551kWn) evitará con su producción la emisión a la atmósfera de 696.48 Tn de CO₂. La actividad no produce ningún otro tipo de emisión gaseosa.

6.6. NIVELES DE PRESIÓN SONORA Y VIBRACIONES.

Ruidos: Despreciable

Vibraciones: Despreciable

7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

La instalación fotovoltaica diseñada posee una potencia nominal de 550 kW. Está constituida por 1656 paneles fotovoltaicos de 333 Wp, con una potencia total instalada de 551kW.

Se trata de una obra nueva y se ha distribuido la instalación integrada en la estructura de la cubierta, por lo que se ha realizado un diseño nuevo de dicha cubierta minimizando el impacto visual.

La instalación se ha dividido en 4 subcampos, dos de ellos con potencia nominal de 137 kW y otros dos de 138kW. La distribución por huerta se puede entender en la siguiente tabla:

Módulo FV					
Generador N#1	Núm de módulos FV	En serie	10modulos	En paralelo	41 cadenas
	Nº total de módulos FV	Nº módulos	410	Pnom unitaria	333 Wp
	Potencia global generador	Nominal (STC)	137 kWp	En cond. Funciona.	123 kWp (50°C)
	Caract. Func. del generador (50°C)	V mpp	488V	I mpp	252 A
Generador N#2	Núm de módulos FV	En serie	10modulos	En paralelo	41 cadenas
	Nº total de módulos FV	Nº módulos	410	Pnom unitaria	333 Wp
	Potencia global generador	Nominal (STC)	137 kWp	En cond. Funciona.	123 kWp (50°C)
	Caract. Func. del generador (50°C)	V mpp	488V	I mpp	252 A
Generador N#3	Núm de módulos FV	En serie	11modulos	En paralelo	38 cadenas
	Nº total de módulos FV	Nº módulos	418	Pnom unitaria	333 Wp
	Potencia global generador	Nominal (STC)	138 kWp	En cond. Funciona.	126 kWp (50°C)
	Caract. Func. del generador (50°C)	V mpp	537V	I mpp	234 A
Generador N#4	Núm de módulos FV	En serie	11modulos	En paralelo	38 cadenas
	Nº total de módulos FV	Nº módulos	418	Pnom unitaria	333 Wp
	Potencia global generador	Nominal (STC)	138 kWp	En cond. Funciona.	126 kWp (50°C)
	Caract. Funci. del generador (50°C)	V mpp	537V	I mpp	234 A
Total	Potencia global generadores	Nominal (STC)	551 KWp	Total	1656 módulos
		Submódulos	2700m2	Superf célula	2437m2

Tabla 4: Esquema modular de reparto de placas fotovoltaicas

Inversor (incorporado a HYBRID)					
	Modelo	Ingeteam			
	Tensión funciona.	370-750 V		Pot unitaria	125 kW AC
Generador N#1	Nº de inversores	1 unidad		Pot. total	125 kW AC
Generador N#2	Nº de inversores	1 unidad		Pot. total	125 kW AC
Generador N#3	Nº de inversores	1 unidad		Pot. total	125 kW AC
Generador N#4	Nº de inversores	1 unidad		Pot. total	125 kW AC
Total	Nº de inversores	4 unidad		Pot. total	500 kW AC

Tabla 5: Esquema reparto de inversores por módulo



Obteniendo una tensión por serie inferior al rango de trabajo del inversor, en el rango de temperatura seleccionado. Se ha considerado un rango de temperaturas de funcionamiento, en un año tipo, entre (-10°C)-(+40°C), que es la temperatura prevista según ubicación y localización de la instalación.

Se han seleccionado 4 inversores con una potencia de salida de 125 Kw. Cada inversor recibe la línea de submódulo.

A la salida de los *Hybrid* tendremos los consumos de corriente alterna y los de corriente continua. En los planos se detallan las líneas y los esquemas eléctricos correspondientes.

8. GENERADOR FOTOVOLTAICO.

El módulo fotovoltaico transforma parte de la energía proveniente del sol, en energía eléctrica en forma de corriente continua. Se ha seleccionado el modulo fotovoltaico SUNPOWER SPR-333NE-WHT-D.

El panel fotovoltaico SUNPOWER SPR-333NE-WHT-D está constituido por 96 células 1x96 monocristalinas de 1,47m² de tamaño.

- Capturan más luz solar y generan más potencia que los paneles convencionales.
- Ofrecen un rendimiento excelente en condiciones reales, tales como altas temperaturas, nubosidad y luz escasa
- Optimizados para maximizar la rentabilidad y la producción energética, los paneles de la serie E son una solución rentable para aplicaciones solares de uso comercial.
- Los paneles de uso comercial de la serie E convierten más luz solar en electricidad, con lo que se produce un 36% más de potencia por panel y un 60% más de energía por metro cuadrado a lo largo de 25 años.
- El elevado rendimiento en el primer año de operación resulta entre un 7 y 9% más de energía producida por vatio nominal. Esta ventaja aumenta con el tiempo, con lo que se produce un 20% más de energía durante los primeros 25 años para satisfacer sus necesidades.



Figura 32: SUNPOWER SPR-333NE-WHT-D.

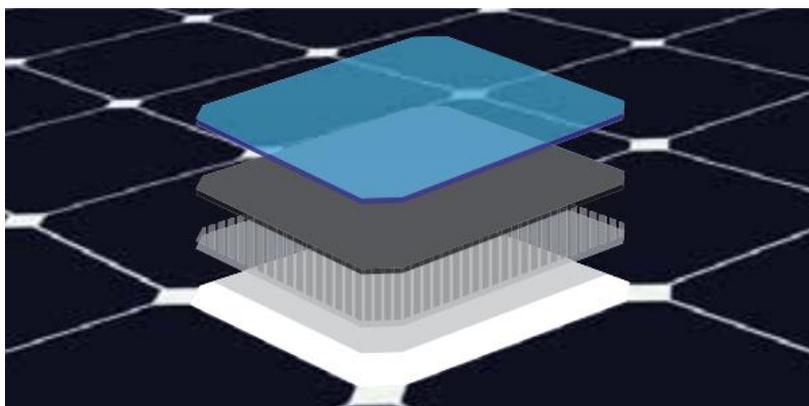


Figura 33: SUNPOWER SPR-333NE-WHT-D.

ELECTRICAL DATA			
Measured at Standard Test Conditions (STC): Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25° C			
Nominal Power (+5/-0%)	P _{nom}	333 W	327 W
Cell Efficiency	η	22.9 %	22.5 %
Panel Efficiency	η	20.4 %	20.1 %
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V	54.7 V
Rated Current	I _{mpp}	6.09 A	5.98 A
Open-Circuit Voltage	V _{OC}	65.3 V	64.9 V
Short-Circuit Current	I _{SC}	6.46 A	6.46 A
Maximum System Voltage	IEC	1000 V	
Temperature Coefficients	Power (P)	- 0.38 %/K	
	Voltage (V _{OC})	- 176.6 mV/K	
	Current (I _{SC})	3.5 mA /K	
NOCT	45° C +/- 2° C		
Series Fuse Rating	20 A		
Limiting Reverse Current (3 strings)	I _r	16.2 A	
Grounding	Positive grounding not required		

Tabla 6: Características eléctricas del módulo.

MECHANICAL DATA			
Cells	96 SunPower Maxeon™ cells	Output Cables	1000 mm cables / Multi-Contact (MC4) connectors
Front Glass	High-transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating	Frame	Anodised aluminium alloy type 6063 (black)
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes 32 x 155 x 128 mm	Weight	18.6 kg

Tabla 7: Características mecánicas del módulo

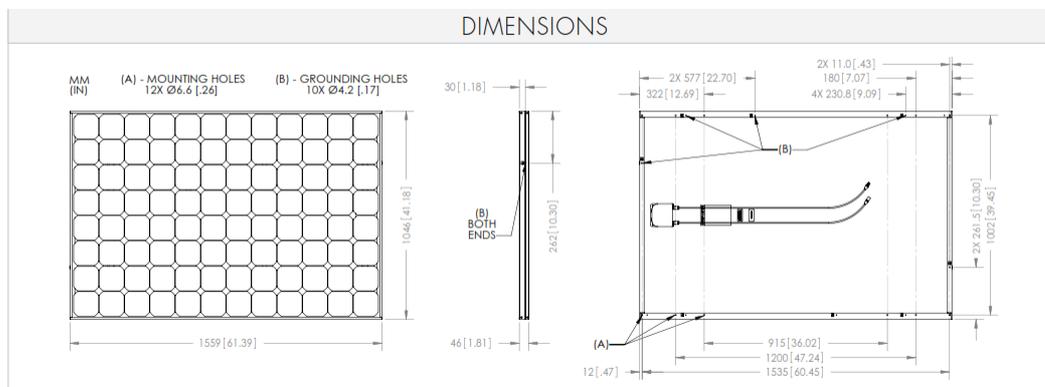


Figura 34: Dimensiones del módulo.

WARRANTIES AND CERTIFICATIONS	
Warranties	25-year limited power warranty
	10-year limited product warranty
Certifications	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

Tabla 8: Certificaciones y garantías del módulo.

Pruebas realizadas bajo condiciones estándar STC:

- Insolación: 1000 W / m².
- Am: 1.5.
- Temperatura: 25 °C.

A continuación se muestran las curvas características (I-V y P-V) (Figura 35 y 36) de los módulos fotovoltaicos elegidos para este proyecto.

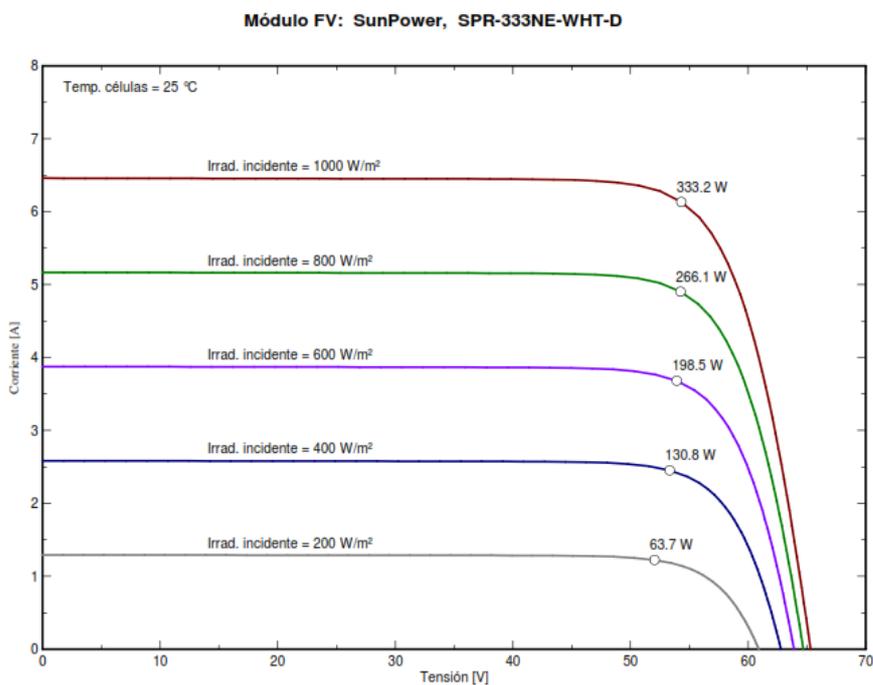


Figura 35: Curvas IV del módulo.

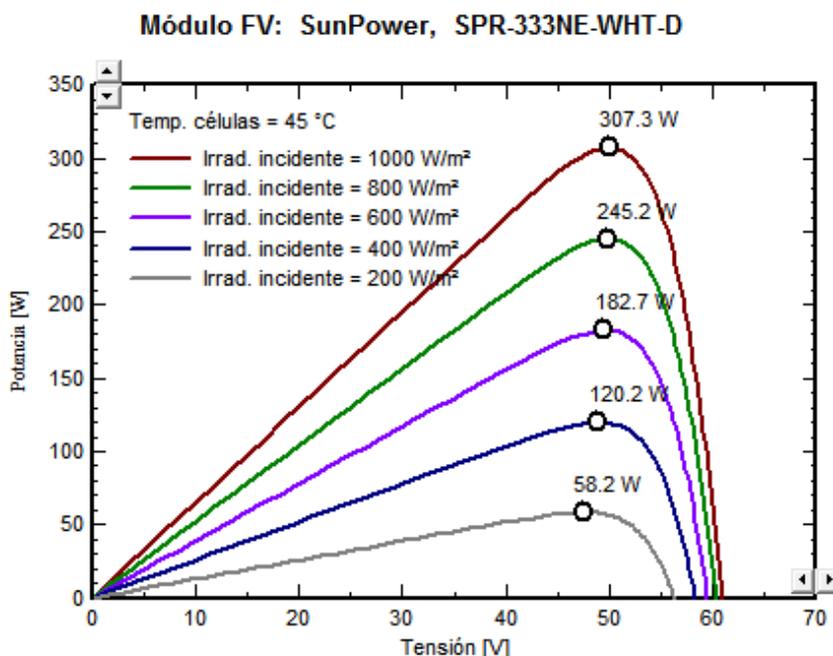


Figura 36: Curvas PV del módulo.

9. INVERSOR.

Los inversores son elementos electrónicos que transforman la corriente continua proporcionada por el generador fotovoltaico en corriente alterna. Esta conversión DC/AC se realiza en la tensión, frecuencia y fase adecuada para ser utilizada posteriormente para uso propio o para ser inyectada a la red. A continuación se expone la ficha de características de los inversores empleados.

9.1. SELECCIÓN DEL INVERSOR.

El inversor seleccionado es de la fábrica INGETEAM®, el modelo: INGECON® Sun 125TL. Se trata de un inversor de 125 kW incorporado en el interior de HYBRID junto con el regulador del sistema.

Características generales:

- Amplio rango de tensión de entrada. Máxima de hasta 820 Vdc.
- Sistema avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- Alto rendimiento energético, mayor del 96%.
- Muy baja distorsión armónica (THD) del 3%.
- Posibilidad de conexión en paralelo sin limitación.
- Protecciones eléctricas integradas.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC incluidos.



- Vigilancia anti-isla con desconexión automática. Posibilidad de desconexión manual de la red.
- Pantalla LCD de 2 x 16 pulgadas y teclado para motorización en el frontal.
- Grado de protección IP20.
- Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuitos, fallo de aislamiento.
- Certificado C.E. Directivas EMC y Baja Tensión.
- *Datalogger* interno para almacenamiento de datos. Vida útil de más de 20 años.
- Garantía de 5 años ampliable hasta 25 años.

PROTECCIONES

- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.

- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM / GPRS.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: INGECON® SUN String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.
- Sincronización con otros inversores para conectar al mismo transformador MT.

Opciones:

- Comunicación por RS-485 o fibra óptica.
- Módem para telefonía fija o GSM / GPRS.
- Tarjeta de entrada adicional para la medición de temperatura, irradiación, etc.
- Relé de salida libre de potencial para la señalización de alarmas.
- Acceso remoto y diagnóstico de fallos.
- Programa INGECON® Sun Control sobre PC para visualización de parámetros, registro de datos, etc.

Características técnicas (Entrada/Salida), dimensiones y peso (Tablas 9 y 10):



Valores de Entrada (DC)	
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	103 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 820 V
Tensión máxima DC ⁽²⁾	1.000 V
Corriente máxima DC	400 A
Nº entradas DC	4
MPPT	1

Tabla 9: Características técnicas (entrada) del inversor

Valores de Salida (AC)	
Potencia nominal AC ⁽³⁾	110 kW
Corriente máxima AC	326 A
Tensión nominal AC	220 V Sistema IT
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁴⁾	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=110 kVA
THD ⁽⁵⁾	<3%

Tabla 10: Características técnicas (salida) del inversor



Eficiencia:

- Eficiencia máxima > 96%.
- Consumo nocturno 2 W.

Conforme a normas:

- Mercado CE.
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3.
- Directiva Baja Tensión EN 50178.
- Posibilidad de desconexión manual.
- Con y sin transformador AC de aislamiento galvánico incluido.
- Conforme al RD 1663/2000.



Protecciones:

- Contra polarización inversa.
- Contra sobretensiones traen la entrada y la salida.
- Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Contra fallos de aislamiento.
- Sobretemperatura en el equipo.
- Protección anti-isla.

Generales:

- Interface usuario LEDs indicadores de estado y alarmas.
- Temperatura ambiente de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Humedad ambiente máxima 90% sin condensación.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC.

Opcional:

- Comunicación por RS-485 o fibra óptica.
- Módem para telefonía fija o GSM / GPRS.
- Tarjeta de entrada analógica (temperatura, irradiación, etc.).

Envolvente:

- Grado de protección IP20.

Cálculos:

El número de filas en paralelo tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada fila por el número de filas en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

Matemáticamente se determina mediante la expresión:

$$n_{ramales} \cdot I_{cc,ramal} \leq I_{maxINV} \quad (3)$$

Dónde:

$n_{ramales}$	Número de filas en paralelo.
$I_{cc,ramal}$	Corriente de cortocircuito máxima de cada fila.
I_{maxINV}	Corriente máxima admisible de entrada al inversor.



Usando la ecuación en nuestro caso:

$$n_{\text{ramales}} (\text{por inversor}) = 41 \text{ ramales (Caso con más ramales).}$$

$$I_{\text{cc,ramal}} = 6.46 \text{ A.}$$

$$I_{\text{max,INV}} = 326 \text{ A.}$$

Comprobamos que se cumpla la especificación:

$$41 \cdot 6.46 = 264.8 < 326 \quad \text{OK}$$

Se cumple que la corriente de cortocircuito máxima de cada fila es menor que la corriente máxima admisible a la entrada del inversor.

La instalación fotovoltaica se diseña en función del rango de tensiones a la entrada del inversor. En este caso el rango es de 405-820 V.

El programa de diseño nos muestra los siguientes valores de tensión:

- Voltaje en condiciones de operación (50°C): 488V (38 cadenas en paralelo).
- Voltaje en condiciones de operación (50°C): 586V (32 cadenas en paralelo).
- Voltaje con una temperatura en los módulos de -10°C: 746 V.

Como se puede observar dichos valores se encuentran dentro del rango de tensiones del inversor.

10. BATERIAS

Las baterías seleccionadas son de la marca Hawker del tipo OPzS de 24V y hasta 4582 Ah.



Figura 37: Baterías OPzS Hawker TzS-24 OPzS3000-3360-4505-4580ah

Estas baterías han sido diseñadas para el uso en aplicaciones estacionarias de potencia que exigen los más altos niveles de fiabilidad y seguridad.

Cuentan con la ventaja de un diseño de placa optimizada, lo que da como resultado un incremento de capacidad con respecto a los requisitos de la norma DIN reconocida internacionalmente.

Características y Beneficios

- Capacidades entre: 216Ah - 4580Ah (C10/1.80Vpc/20 ° C)
- Capacidades de C10 superan los valores estándar DIN
- Ciclabilidad Excelente
- Diseñadas para 18 años de vida (20 ° C)
- Alta seguridad de funcionamiento
- Bajo mantenimiento
- DIN 40736-1 compatible



Construcción

- Los electrodos positivos - die-cast tubular placas con baja aleación de plomo y antimonio para una vida más larga
- Los electrodos negativos - pegado placas planas proporcionar el equilibrio perfecto con el lado positivo placas para dar el máximo rendimiento
- Separadores - especial microporoso material
- Contenedores - moldeado de un material durable, estireno acrilonitrilo transparente (SAN) para permitir que el nivel de electrolito y el estado de la célula hacer un seguimiento visual
- Tapas de la célula - fabricado en ABS opaca sellada para contenedor para asegurar que no electrolito fugas
- Electrolito - ácido sulfúrico diluido con un gravedad específica de un máximo de 1.240 ± 0.010 (nivel) a 20°C para una celda totalmente cargada
- Terminales - polo de aleación de plomo estanco con inserto de bronce diseñada para dar la resistencia mínima y máxima el flujo de corriente
- Clavija de Vent - tapones de seguridad equipados con pararrayos de llama. Especial tapones permitiendo topping-up y de la lectura S.G. sin la necesidad de eliminarlos, son disponibles a petición
- Conectores - completamente aislado, sólido de cobre las interconexiones de células permiten tensión

Instalación y Operación

- Tensión de carga flotante recomendada: 2.23Vpc ($20^{\circ} \text{C}/68^{\circ} \text{F}$ - $25^{\circ} \text{C}/77^{\circ} \text{F}$)
- Rango de temperatura recomendada: $10^{\circ} \text{C} / +50^{\circ} \text{C}$ a $+30^{\circ} \text{C} / +86^{\circ} \text{C}$ (valor preferido $20^{\circ} \text{C}/68^{\circ} \text{F}$)
- El rellenado son intervalos de aproximadamente 3 años en modo de funcionamiento de espera, gracias a los grandes reserva de electrolito
- Puede ser instalado en bastidores de acero o de madera

Normas

- Cumple con tanto internacional la norma IEC 60896-11 y de la Norma DIN 40736-1
- Las baterías deben ser instaladas de acuerdo con la norma de seguridad EN 50272-2 y de reglamentos nacionales
- Fabricado en EnerSys ® ISO 9001:2000 y la producción certificada ISO 14001:2004



11. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.

Para la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica, se cumplirá lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000.

Para la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico. En este proyecto es el inversor el que proporciona la separación galvánica necesaria.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la red del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro. Habrá un cable de tierra accesible en los cuadros de continua, donde a través de los protectores de sobretensiones se puede derivar a tierra. La carcasa del inversor estará conectada a tierra, así como todos los elementos metálicos accesibles.

12. MONITORIZADO Y CONTROL.

Se establecerá un sistema de monitorizado de la planta, basado en diferentes niveles:

El sistema de monitorizado y control se encargará de realizar las funciones de supervisión del funcionamiento de los distintos elementos de la planta así como del control de algunos elementos y de capturar las medidas necesarias de generación de energía eléctrica a efectos de facturación y de control de la marcha de la planta.

Dentro de este sistema se van a incluir los siguientes elementos:

12.1. INVERSORES.

En el inversor se establecen las siguientes variables a monitorizar y controlar:

Realizar la supervisión del inversor utilizado para convertir la corriente continua generada en los paneles solares en corriente alterna. Se supervisarán los siguientes elementos:



- Medidas de tensión y corriente alterna generada
- Estado del inversor (para detección de averías).
- Se podrá controlar el *Reset* del inversor y su marcha y/o paro en función del modelo exacto elegido.

12.2. CONTADORES

- Lectura de Medidas y Estado del Contador:
- Medida de energía eléctrica entregado a la compañía eléctrica
- Estado del contador (para detección de averías).

12.3. MAGNETOTÉRMICOS, DIFERENCIALES.

Supervisión del estado de los magneto-térmicos y diferenciales utilizados.

Firma:

César Climent Palomo
Ingeniero Industrial

Septiembre del 2013

VI.- DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

1. ALCANCE

El alcance se detalla en los siguientes apartados:

1.1. RED DE ALUMBRADO PÚBLICO.

La red de alimentación es un circuito enterrado que se encarga de alimentar todos los puntos de luz del parking, para poder disponer de esta manera de una iluminación correcta.

El alcance en este apartado es el siguiente:

- El trazado de la línea y todos los elementos que la componen.
- Características técnicas y naturaleza de los conductores.
- Selección de los conductores.
- Red de puesta a tierra.
- Elección de las lámparas, luminarias, soportes y distribución de éstos.
- Estudio luminotécnico del parking

1.2. RED ELECTRONICA DE COMUNICACIÓN.

La red electrónica de comunicación es un circuito que se encarga de alimentar todo el sistema de detección e información.

El alcance en este apartado es el siguiente:

- Instalación del concentrador de comunicaciones.
- Características y trazado de la línea de 24V para alimentación de los LEDS indicadores, sensores y panel informativo.
- Características y trazado de la línea BUS RS485.

2. NORMAS Y REFERENCIAS

2.1. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS APLICADAS

En el presente proyecto se han tenido en cuenta las condiciones de edificación establecidas en el Plan General de Ordenación Industrial del municipio de Salou

A continuación se muestra una relación de normas que se han utilizado en el presente proyecto y que están en aplicación actualmente:



Red de distribución

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- Normas Tecnológicas de la Edificación NTE IER – Red Exterior (B.O.E. 19.6.84).
- Reglamento de Eficiencia Energética en Instalaciones de Alumbrado Exterior.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.
- Normas particulares y de normalización de la Cía. Suministradora de Energía Eléctrica.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.
- Reglamento de ordenación ambiental del alumbrado a la protección del medio nocturno (D. 82/2005)

Seguridad y salud

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

3. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Todas las abreviaturas empleadas en esta parte del proyecto son abreviaturas normalizadas y conocidas, y en ningún caso inventadas.

- REBT – Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- NTP – Normas Técnicas Particulares.
- UNE – Una Norma Española.
- BOE – Boletín Oficial del Estado.
- RD – Real Decreto.
- NNSS – Normas Subsidiarias municipales.

- TM – Termino municipal.
- CIE – Comité Español de Iluminación.
- ITC-BT – Instrucción Técnica Complementaria para Baja Tensión.
- IP – Grado de protección.
- BT – Baja Tensión.
- CGP – Caja general de Protección.
- CPM – Caja de Protección y Medida.
- ICP – Interruptor General de Protección.
- ID – Interruptor Diferencial.
- VSAP – Sodio de Alta presión.
- CC- Concentrador de Comunicaciones.

4. ANÁLISIS DE SOLUCIONES.

4.1. SELECCIÓN DEL CABLE DE LA RED DE ALIMENTACIÓN.

Tal y como marca la NTP-LSBT de ENDESA, los dos tipos de conductores que se pueden utilizar para la distribución subterránea en BT de energía eléctrica son los siguientes:

Conductor RV (norma UNE-HD 603-5N)	Conductor de tensión asignada 0,6/1 kV, de aluminio, clase 2, aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de PVC (V).
Conductor XZ1 (norma UNE 211006)	Conductor de tensión asignada 0,6/1 kV, de aluminio, clase 2, aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de poliolefina (Z1).

Tabla 11. Tipos de conductores aceptados y sus características

El tipo de conductor seleccionado para esta instalación es el RVFV por motivos económicos y comodidad.

4.2. SELECCIÓN DEL CABLE DE LA RED ELECTRONICA DE COMUNICACIONES.

Para la alimentación de los sensores y los LEDS se ha escogido por recomendación de MABYC el cable de $2 \times 1,5 \text{ mm}^2$ ya que en cada línea no tenemos más de 50 dispositivos conectados y la línea no mide más de 175m.

Largo total	Número total de dispositivos conectados				
	25	50	100	115	127
125 m	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 1,5
150 m	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 2,5
175 m	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 2,5	2 x 2,5	2 x 2,5
200 m	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 2,5	2 x 2,5	2 x 2,5
225 m	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 2,5	2 x 2,5	2 x 2,5
250 m	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 2,5	2 x 2,5	4 x 2,5
275 m	2 x 1,5	2 x 1,5	2 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5
300 m	2 x 1,5	2 x 1,5	4 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5
325 m	2 x 1,5	2 x 1,5	4 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5
350 m	2 x 1,5	2 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5
375 m	2 x 1,5	2 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5
400 m	2 x 1,5	2 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5
425 m	2 x 1,5	2 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5
450 m	2 x 1,5	2 x 2,5	4 x 2,5	4 x 2,5	6 x 2,5

Tabla 12. Recomendación de MABYC.

El sistema de comunicación se ha realizado mediando el BUS RS-485 porque así lo requiere la propia empresa MABYC.

4.3. SELECCIÓN DE LAS LUMINARIAS

Dentro del gran abanico de luminarias que ofrece el mercado de hoy en medio entre las cuales podemos encontrar lámparas de halogenuros metálicos, vapor de sodio de alta y baja presión, vapor de mercurio, fluorescentes, leds, etc, se ha decidido escoger debido a las características del parking lámpara de vapor de sodio de alta presión.

Los principales motivos por los cuales se ha escogido este tipo de lámpara es por su alto flujo luminoso y larga vida que facilita el mantenimiento, además de su alto grado de eficiencia energética.

4.4. CANALIZACIONES

Las canalizaciones bajo acera de la red de alimentación tal y como marca la normativa de la compañía suministradora pueden realizarse enterradas directamente o bajo tubo en seco.

Se ha decidido disponer todos los cables de alumbrado en su paso bajo aceras dentro de tubos en seco (sin hormigonar). Esta decisión se ha tomado, motivada por el hecho de que dicho parking carece de muchos metros de acera y por motivos de protección y económicos es la mejor solución.



5. RESULTADOS FINALES

En los siguientes puntos realizaremos una descripción de los aspectos generales del Parking SalouSun, y las distintas soluciones adoptadas en cuanto a:

- Red de alimentación (alumbrado público)
- Red electrónica de comunicaciones.

5.1. RED DE ALUMBRADO

Objetivo de la red de alumbrado

Toda instalación de alumbrado tiene como objetivo fundamental proporcionar unas condiciones de visibilidad que permitan la utilización de las áreas públicas por parte de los ciudadanos sin riesgo para su seguridad y bienestar físico por la falta de luz natural.

La influencia del alumbrado en las condiciones de uso de los espacios se evidencia en:

- Reducción número de accidentes y de la gravedad de estos.
- Incremento de la seguridad de las personas y bienes. Una iluminación adecuada mejora las condiciones de vigilancia y constituye un elemento disuasorio a eventuales acciones delictivas o molestas.
- Aumento de la comodidad de conductores y viandantes. El menor esfuerzo visual y la mayor amplitud de campo de percepción facilitan las actuaciones de todos los usuarios de las vías públicas.
- Reducción del tiempo de los trayectos.
- Mejora del ambiente y la estética del entorno.
- Incremento de la actividad comercial y turística.

Requisitos eléctricos y lumínicos

Para la red de alumbrado público se tendrán en cuenta los siguientes requisitos:

- La caída de tensión acumulada en cada tramo no superará el 3% de la tensión nominal.
- Cada luminaria debe tener un factor de potencia superior o igual a 0,9.
- La intensidad que circule por los conductores no será superior a la intensidad máxima admisible de éstos.

Según el Decreto 82/2005, por el cual se aprueba el Reglamento de desarrollo de la Ley 6/2001, de ordenación ambiental del alumbrado para la protección del medio nocturno, el municipio de Salou está clasificado como una zona de protección E3 y algunos de los terrenos de alrededor como una zona de protección E2. El hecho de que esté clasificado

como zona de protección E3 implica que se deben de cumplir unos valores máximos para evitar la contaminación lumínica, que son los siguientes:

- Flujo Hemisferio Superior (FHS) instalado $\leq 15\%$.
- Deslumbramiento perturbador $\leq 15\%$.
- Iluminación intrusa en superficies verticales $\leq 10\text{Lux}$.
- Luminancia media en las fachadas $\leq 10\text{ cd/m}^2$.
- Incremento Umbral de contraste (TI) 15% (para clase de alumbrado ME3/ME4).

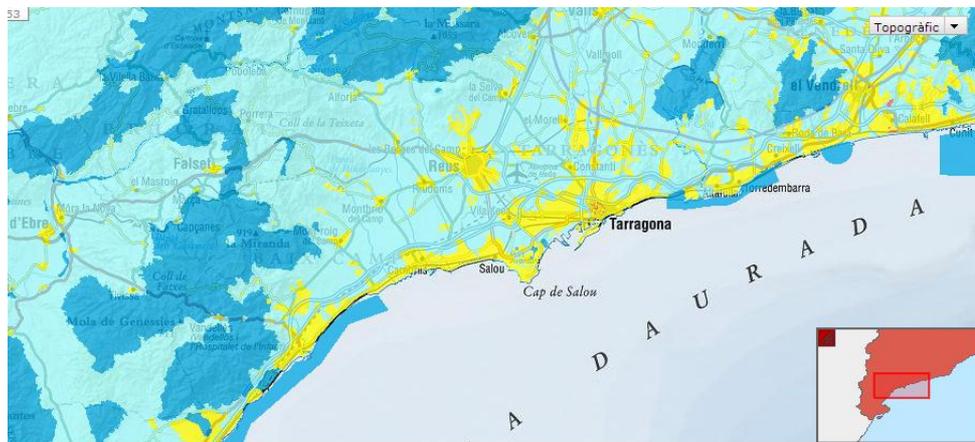


Figura 38: Mapa de la ordenación ambiental

Los valores máximos de iluminación, dependiendo de las características de la calle, se encuentran en el Reglamento de Eficiencia Energética, y no pueden ser sobrepasados en más de un 20%. Los valores recomendados por el CIE se tendrán en cuenta como valores mínimos de iluminación para garantizar la seguridad de los usuarios.

Según la normativa vigente las lámparas que se utilicen deben tener una eficiencia energética superior a 65 lm/W y no deben emitir flujo luminoso en radiaciones de longitud de onda inferior a 440 nm. A su vez, han de ser compatibles con las exigencias funcionales y paisajísticas de dicho lugar, por este motivo la normativa vigente también limita el tipo de lámparas según la zona de protección. En el caso del presente proyecto recomienda la utilización de lámparas de VSAP.

Todos estos requisitos de partida nos servirán para posteriormente adoptar la solución más adecuada para cada caso.

Generalidades

La empresa suministradora en caso de no tener autoabastecimiento será “ENDESA” y las condiciones de suministro serán las indicadas a continuación:

- Distribución monofásica.
- Tensión de 230 V.
- Frecuencia de trabajo de 50 Hz.

En cumplimiento de las normas del REBT, la caída máxima de tensión admisible desde el origen de la instalación hasta el punto de luz más alejado será de un 3% sobre la tensión nominal entre fases. Además, el factor de potencia de cada punto de luz deberá corregirse hasta un valor mayor o igual a 0,90 por este motivo cada luminaria tendrá instalado un condensador.

Trazado de la red eléctrica

La red de alimentación de los distintos puntos de luz será una red subterránea, ya que la opción de un trazado aéreo tiene la obligación de respetar las distancias mínimas de seguridad, hecho que hace que las normas municipales impidan su realización en muchos casos.

La gran ventaja de este tipo de trazado es la seguridad de aislamiento que aporta a las líneas, disminuyendo así el mantenimiento correctivo.

En el apartado *Planos* de dicho proyecto se muestra el trazado de las distintas líneas de alimentación del alumbrado del Parking.

Características de los conductores

Los conductores utilizados para el suministro de la red del alumbrado serán conductores bipolares, de cobre y tensión asignada de 0,6/1 kV.

La sección mínima a emplear en los conductores de los cables, incluido el neutro, será de 6 mm² para la distribución y de 10mm² para la derivación individual.

El conductor neutro de cada circuito que parte del cuadro, no podrá ser utilizado por ningún otro circuito.

Los empalmes y derivaciones deberán realizarse en cajas de bornes adecuadas, situadas dentro de los soportes de las luminarias, y a una altura mínima de 0,3 m sobre el nivel

del suelo o en una arqueta registrable, que garanticen, en ambos casos, la continuidad, el aislamiento y la estanqueidad del conductor.

Tipo de cable

El cable seleccionado para la línea general de alimentación y la derivación individual será de la empresa DRAKA ENERGÍA modelo COMIL, o calidad similar bipolares, y sección 10 mm^2 .

El cable seleccionado para el suministro de energía a todos los puntos de luz será de la empresa DRAKA ENERGÍA modelo COMIL, o calidad similar, bipolares, y sección 6 mm^2 .

El cable seleccionado para la alimentación del cuadro de comunicaciones y los dos lazos inductivos será de la empresa DRAKA ENERGÍA modelo COMIL, o calidad similar, bipolares, y sección $1,5 \text{ mm}^2$.

El cable seleccionado para la alimentación a las lámparas es de la empresa DRAKA ENERGÍA, modelo COMIL, o calidad similar, bipolar, y de sección $2,5 \text{ mm}^2$.

Construcción

La construcción de los conductores seleccionados está basada en la norma UNE EN 21123-2.

- **Conductor:** Cobre electrolítico recocido desnudo de clase 2.
- **Aislamiento:** Polietileno reticulado XLPE correspondiente al tipo DIX 3, según norma UNE-HD 603-1.
- **Cubierta exterior:** PVC correspondiente al tipo DMV-18 según norma UNE-HD 603-1 y color negro.
- **Armadura:** Doble fleje de acero galvanizado con solape del 50 %, recubrimiento sobre el cable del 100 %. En cables unipolares la armadura es de aluminio (amagnético).

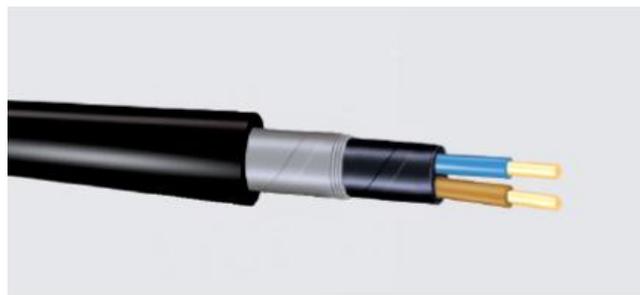


Figura 39. Construcción cable COMIL.

Características técnicas

- Tensión de servicio: 0,6/1 kV.
- Tensión de ensayo: 3500V C.A. durante 5'.
- Temperatura máxima del conductor: + 90 °C.
- Temperatura máxima cortocircuito: + 250 °C.

Normativa

- No propagador de la llama: UNE-EN 60332-1 (IEC 60332-1).
- Exento de plomo: Por absorción atómica.

Datos constructivos

Código	Sección	Ø Exterior	Peso cable	Resistencia	Intensidad	
	mm ²	mm	kg/km	Ω /km a 20 °C	A (20 °C)	A (20 °C)
03476.0370	2 x 6,00	14,60	394	3,30	80	58
03477.0370	2 x 10,00	16,40	529	1,91	107	79

Tabla 13. Datos constructivos conductor COMIL.

Armario de alumbrado

El armario utilizado en el ámbito del proyecto será un cuadro inteligente para alumbrado con ahorro energético, modelo CITI 10 R de ARELSA o calidad similar.



Figura 40. Armario para alumbrado CITI 10 R.

- Dimensiones exteriores con bancada:
 - Altura: 1570 mm
 - Ancho: 1320 mm
 - Profundo: 400 mm

- Características principales:
 - Armario compacto formado por chapa de acero inoxidable.
 - Grado de protección IP65 e IK10 (módulo acometido, mando y control) y grado de protección IP44 e IK10 (módulo ahorro energético).
 - Techado gotero.
 - Protegido contra la corrosión.
 - Ventilación interna.
 - Conexión puesta a tierra partes metálicas.
 - Bisagras interiores.
 - Alumbrado interior.
 - Toma de corriente auxiliar.
 - Color gris

- Compuesto por:
 - Módulo de acometida y medición (propiedad compañía suministradora).
 - Módulo de mando y protección (propiedad cliente).
 - Módulo de comunicaciones (propiedad cliente).

Los componentes del armario para alumbrado son los siguientes:



Figura 41. Componentes del armario para alumbrado

1. Caja General de Protección (un fusible y un borne para la conexión del neutro).
2. Contador (kW).
3. Caja doble aislamiento.
4. Concentrador de comunicaciones
5. Programador astronómico.
6. Conjunto de protección y medida.
7. Bornes de salida.

Conjunto de protección y medida

El conjunto de protección y medida se ubicará en el interior del armario CITI R10 de ARELSA, en el compartimento de la compañía.

Dicho conjunto estará formado por los siguientes elementos, protegidos todos ellos por medio de cajas de doble aislamiento:

- Un fusible NH0 gG de 63 A y pletina para el neutro.
- Un contador monofásico 10(50) A.



Conjunto de mando y protección

El conjunto de mando y protección se ubicará en el interior del armario CITI R10 de ARELSA, en el compartimento del cliente.

Dicho conjunto estará formado por los siguientes elementos, protegidos todos ellos por medio de cajas de doble aislamiento:

- Un Interruptor de Control de Potencia de 15 A de corriente asignada, un poder de corte de 6 kA y curva C (ICP).
- Un Interruptor General Automático con protección contra sobretensiones de 25 A de corriente asignada, un poder de corte de 6 kA y curva C (IGA).
- Un Interruptores automáticos magnetotérmicos bipolares, de 10 A de corriente asignada, un poder de corte de 6 kA y curva C (PIA).
- Tres Interruptores automáticos magnetotérmicos bipolares, de 5 A de corriente asignada, un poder de corte de 6 kA y curva C (PIA).
- Tres Interruptores Diferenciales bipolares de 40 A de corriente asignada y 300 mA de sensibilidad (ID).
- Un Interruptor Diferencial bipolar de 40 A de corriente asignada y 30 mA de sensibilidad (ID).
- Bornes de salida

Programador astronómico

Se instalará un programador astronómico, en el compartimento del cliente de dicho armario, para el encendido y apagado automático de las luminarias (*Véase Figura 42*). Este programador astronómico está regulado según la latitud en la que se encuentre instalado, es decir, la correspondiente a la del municipio de Salou.

La ventaja del control astronómico es que se consigue un ahorro energético, limitando al máximo las horas de funcionamiento de las lámparas, debido a que el horario de encendido y apagado va variando en función de la época del año. Este motivo hace que dicho programador sea más eficiente que un temporizador, ya que no tiene en cuenta las diferencias horarias, o que una célula fotoeléctrica.

El programador astronómico también será el encargado de poner en funcionamiento el sistema electrónico de reducción de flujo instalado al lado del cuadro de control, en la franja horaria programada.

Si el sistema de accionamiento del alumbrado se realiza con interruptores horarios, se dispondrá además de un interruptor manual que permita el accionamiento del sistema, con independencia de los dispositivos citados (ITC-BT-09).



Figura 42. Programador astronómico

Sistemas de protección

En primer lugar, las líneas de alimentación a los puntos de luz estarán protegidas individualmente tanto contra sobrecargas (sobrecargas y cortocircuitos) como contra corrientes de defecto a tierra y contra sobretensiones cuando los equipos instalados lo precisen (ITC-BT-09). Por lo tanto, se utilizarán los siguientes sistemas de protección:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos: Se instalará un PIA, para cada línea de 5 A.
- Protección contra defectos a tierra: Se instalará un interruptor diferencial, para cada línea, que se ubicarán en el cuadro de mando correspondiente. La intensidad de defecto, umbral de desconexión de los interruptores diferenciales, será como máximo de 300 mA para una resistencia de puesta a tierra de como máximo de 30 Ω y para la línea del concentrador de comunicaciones un interruptor diferencial de sensibilidad 30mA

En segundo lugar, las líneas de alimentación a los puntos de luz también deberán estar protegidas contra contactos directos e indirectos (ITC-BT-09). Por lo tanto, se han tomado las medidas siguientes:

- Instalación de luminarias Clase I o Clase II. Cuando las luminarias sean de Clase I, deberán estar conectadas al punto de puesta a tierra, mediante cable unipolar aislado de tensión asignada 450/750 V con recubrimiento de color verde-amarillo y sección mínima 2,5 mm² en cobre.



- Las partes metálicas accesibles de los soportes de luminarias y del cuadro de protección, medida y control estarán conectadas a tierra. Se excluyen de esta prescripción aquellas partes metálicas que, teniendo un doble aislamiento, no sean accesibles al público en general.
- Alojamiento de los sistemas de protección y control de la red eléctrica, así como todas las conexiones pertinentes, en cajas o cuadros eléctricos aislantes, los cuales necesitarán de útiles especiales para proceder a su apertura (cuadro de protección, medida y control, registro de columnas, y luminarias que estén instaladas a una altura inferior a 3 m sobre el suelo o en un espacio accesible al público).
- Las partes metálicas de las marquesinas, y demás elementos de mobiliario urbano, que estén a una distancia inferior a 2 m de las partes metálicas de la instalación de alumbrado y que sean susceptibles de ser tocadas simultáneamente, deberán estar puestas a tierra.

Arquetas de registro

Para la red de alumbrado tendremos dos tipos de arquetas:

- Cruce de calle.
 - Se situará una cada vez que se tenga que realizar un cruce de calle.
 - Serán prefabricadas de ladrillo cerámico macizo enfoscada interiormente, grosor de las caras de 12,5 cm.
 - Dimensiones: 65x 65 x 60 cm.
 - Las caras tendrán puntos débiles por donde romper para pasar los tubos.
 - Se situarán sobre una solera de tierra de rio de grosor 20 cm.
 - La tapa llevará una inscripción que ponga “Alumbrado Público”.
- Cuadro de protección y mando.
 - Se situará una en cada cuadro de protección y mando.
 - Mismas características que la anterior.



Puesta a tierra

La máxima resistencia de puesta a tierra será tal que, a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación (soportes, cuadros metálicos, etc.).

La puesta a tierra de los soportes se realizará por conexión a una red de tierra común para todas las líneas que partan del mismo cuadro de protección, medida y control.

En las redes de tierra, se instalará como mínimo un electrodo de puesta a tierra cada 5 soportes de luminarias, y siempre en el primero y en el último soporte de cada línea.

Los conductores de la red de tierra que unen los electrodos deberán ser:

- Desnudos, de cobre, de 35 mm^2 de sección mínima, si forman parte de la propia red de tierra, en cuyo caso irán por fuera de las canalizaciones de los cables de alimentación.
- El conductor de protección que une cada soporte con el electrodo o con la red de tierra, será de cable unipolar aislado, de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, y sección mínima de 16 mm^2 de cobre.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra, se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.

La máxima resistencia de puesta a tierra será tal que, a lo largo de la vida de la instalación y en cualquier época del año, no se puedan producir tensiones de contacto mayores de 24 V, en las partes metálicas accesibles de la instalación (soportes, cuadros metálicos, etc.).

La puesta a tierra de los soportes se realizará por conexión a una red de tierra común para todas las líneas que partan del mismo cuadro de protección, medida y control.

En las redes de tierra, se instalará como mínimo un electrodo de puesta a tierra cada 5 soportes de luminarias, y siempre en el primero y en el último soporte de cada línea.

Los conductores de la red de tierra que unen los electrodos deberán ser:

- Desnudos, de cobre, de 35 mm^2 de sección mínima, si forman parte de la propia red de tierra, en cuyo caso irán por fuera de las canalizaciones de los cables de alimentación.

- El conductor de protección que une cada soporte con el electrodo o con la red de tierra, será de cable unipolar aislado, de tensión asignada 450/750 V, con recubrimiento de color verde-amarillo, y sección mínima de 16 mm² de cobre.

Todas las conexiones de los circuitos de tierra, se realizarán mediante terminales, grapas, soldadura o elementos apropiados que garanticen un buen contacto permanente y protegido contra la corrosión.

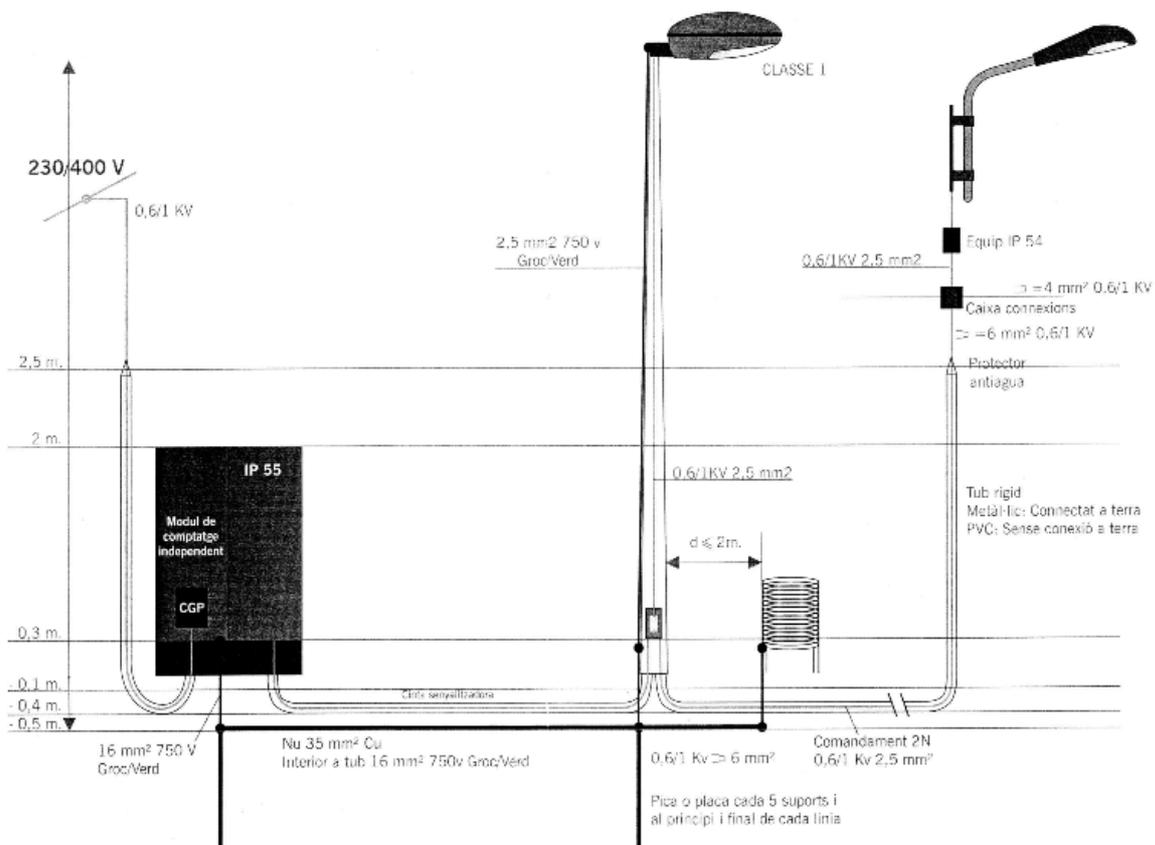


Figura 43. Instalación de puesta a tierra de la red de alimentación

Lámparas

Las lámparas escogidas para el alumbrado del Parking SalouSun son de la marca PHILIPS o calidad similar, y las características de las mismas, según el fabricante son las que se exponen a continuación.

MASTER SON-T PP 150W

Se trata de una lámpara de sodio a alta presión con tecnología PIA (Philips Integrated Antenna), alto flujo luminoso y larga vida.



Figura 44. Lámpara SON-T Pia Plus 150W

Características generales de la lámpara:

- Base/casquilla: E40
- Forma de la lámpara: T46 [T 46mm].
- Posición de funcionamiento: Cualquiera.
- Vida al 10% de fallos: 21000 hr.
- Vida al 50% de fallos: 36000 hr.

Características eléctricas de la lámpara:

- Potencia: 150W.
- Voltaje: 100V.
- Corriente con Balasto electrónico: 1.8A.
- Tiempo de arranque: 10s.
- Regulable: Si.

Características medioambientales de la lámpara:

- Contenido de mercurio (Hg): 16mg.

Características de la fuente de luz:

- Código de color: 220.
- Índice reproducción cromática: 25 Ra8.
- Temperatura de color: 2000 K.
- Flujo luminoso de la lámpara: 18000 Lm.
- Eficiencia lumínica: 117 Lm/W.

SON-I 50W

Se trata de una lámpara cerámica de halogenuros metálicos de descarga para iluminación exterior con luz blanca, cerrada con un bulbo exterior de cuarzo.



Figura 45. Lámpara SON-I 50W

Características generales de la lámpara:

- Base/casquilla: E40
- Forma de la lámpara: T46 [T 46mm].
- Posición de funcionamiento: Cualquiera.
- Vida al 10% de fallos: 13000 hr.
- Vida al 50% de fallos: 28000 hr.

Características eléctricas de la lámpara:

- Potencia: 50W.
- Voltaje: 85V.
- Corriente con Balasto electrónico: 0,76A.
- Regulable: si

Características medioambientales de la lámpara:

- Contenido de mercurio (Hg): 12mg.

Características de la fuente de luz:

- Código de color: 220
- Índice reproducción cromática: 25 Ra8.
- Temperatura de color: 2000 K.
- Flujo luminoso de la lámpara: 3400 Lm.
- Eficiencia lumínica: 65 Lm/W.

Luminarias

Las luminarias escogidas para el alumbrado del Parking SalouSun son de la marca PHILIPS o calidad similar, y las características de las mismas, según el fabricante son las que se exponen a continuación.

ARKEN

Se trata de una luminaria de alumbrado viario que permite combinar la elegancia con un rendimiento de alumbrado excelente. Sus formas fluidas y redondeadas le otorgan un carácter visual sólido y distinguido. Permite un considerable ahorro energético y resulta fácil de instalar y mantener.



Figura 46. Luminaria ARKEN.

Características generales de la luminaria:

- Numero de lámparas: 1.
- Clase de seguridad: II.
- Código IP: 66 [Protegida contra penetración del polvo y contra chorros de agua].
- Código IK: 10
- Color: Escala de grises
- Cubierta óptica: Mezcla policarbonato
- Control de iluminación: No.
- Fococélula: No.

Características eléctricas de la lámpara:

- Potencia de la lámpara: 50W.
- Tensión de línea: 220 a 240V.

METRONOMIS BRUSSELS

Se trata de una luminaria de gran distinción. Esta luminaria se puede combinar con una amplia variedad de ópticas para reflejar la diferencia de la cultura urbana y la historia. Gracias a su estética durante el día, Metronomis se integra de forma armoniosa en cualquier escenario urbano, durante la noche resulta un tanto funcional, creando un agradable ambiente en las plazas y zonas peatonales de la ciudad.



Figura 47. Luminaria METRONOMIS BRUSEELS.

Características generales de la luminaria:

- Numero de lámparas: 1.
- Balastro: Convencional.
- Clase de seguridad: II.
- Código IP: 66 [Protegida contra penetración del polvo y contra chorros de agua].
- Código IK: 05.
- Color: Gris.
- Sistema óptico: A
- Cubierta óptica: PC
- Arrancador: SND [Digital semi-parallel].
- Control de iluminación: No.

Características eléctricas de la lámpara:

- Potencia de la lámpara: 75W.
- Tensión de línea: 230V.

Soportes

Las soportes escogidas para el alumbrado del Parking SalouSun son de la empresa FUNDICION DUCTIL BENITO o calidad similar, y las características de los mismos, según el fabricante son las que se exponen a continuación.

COLUMNA OSLO

- Descripción: Columna telescópica fabricada en una sola pieza. Recomendada para zonas residenciales, peatonales y plazas.
- Material: Columna fabricada en Acero S-235-JR galvanizado en caliente. El inferior tramo de 2m está pintado en oxirón, y el resto de la luminaria en gris.
- Fijación: Columna fijada al suelo con unos pernos de anclaje M18x500mm (IA01).

DELTA MIXTA 90

- Descripción: Columna fabricada en dos piezas con una base de forma troncocónica con adornos longitudinales de sección rectangular, y fuste de sección circular. Consta de tres anclajes para proyectores.
- Material: El fuste y el brazo están fabricados en acero inoxidable, mientras que la base tiene un acabado oxirón negro forja.
- Fijación: Columna fijada al suelo con unos pernos de anclaje M22x700mm (IA08).

Disposición de las luminarias

La disposición de las luminarias es muy importante a la hora de conseguir tanto una buena iluminación como que ésta sea la adecuada según lo establecido en el Reglamento de eficiencia energética.

La disposición de las luminarias adoptada en este proyecto es libre, sin seguir ningún patrón fijo. Véase en la figura que para la iluminación del vial se emplean las cuatro luminarias de las esquinas mientras que para el paso peatonal se emplean las tres luminarias alineadas separadas entre sí 17,2m.

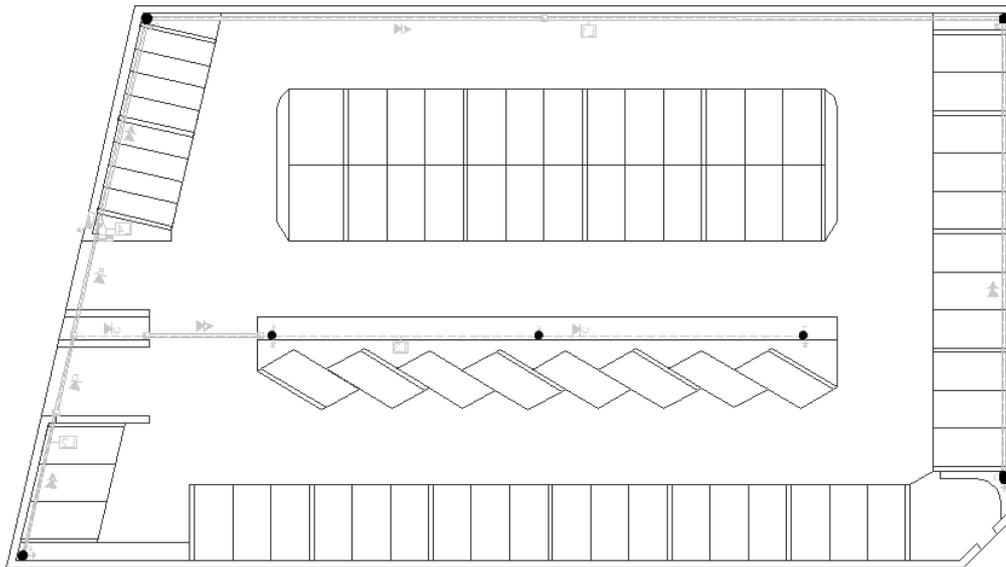


Figura 48. Disposición de las luminarias por módulo..

5.2. RED ELECTRÓNICA DE COMUNICACIONES

Generalidades

La empresa que proporcionará toda la paramenta para llevar a cabo el sistema de comunicación será MABYC y las condiciones de alimentación serán las indicadas a continuación:

- Alimentación en corriente continua
- Tensión de 24 V.

Además también proporcionará los LEDS indicadores y los sensores volumétricos. MABYC también proporcionará la infraestructura por donde pasaran los siguientes cables:

- $2 \times 1,5 \text{mm}^2$
- RS485 ETHERNET

Trazado de la red de comunicación

El trazado de la red de comunicación será aéreo sobre canal PVC en la mayoría de su recorrido y subterránea para el paso de los viales.

TRAZADO AÉREO

El sistema *Optima* utiliza su propio conjunto de bandejas de conducción y soporte para instalar rápida y fácilmente tanto el cableado general de comunicación y alimentaciones como los sensores y marcadores de estado de cada plaza.

La bandeja es de PVC reciclable (calidad V0) y tapa registrable del mismo material, sección 31 x 60, y está disponible con diferentes tipos de pre-troquelado según los elementos a alojar. Esta bandeja se fija al techo mediante unos soportes multiposición específicos, y la unión entre diferentes tramos de bandeja se cubre con "codos" para asegurar la correcta protección de su contenido. Los codos son de chapa galvanizada de 0,8 mm y aristas romas.

La altura de montaje de la bandeja respecto al suelo debe ser tal que permita que los sensores y los indicadores externos queden a una altura superior al gálibo del parking. En todo caso, si la altura del parking y el gálibo lo permiten, se recomienda montar la bandeja a 2,5 m del suelo.

TRAZADO SUBTERRÁNEO

El trazado subterráneo de la red de comunicación se realizará bajo tubo PVC de 40 mm².

Características de los conductores

Los conductores utilizados para la alimentación de los elementos de la red electrónica de comunicaciones serán conductores bipolares, de cobre y tensión asignada de 0,6/1 kV.

Para la conexión del BUS RS-485 será necesario utilizar los latiguillos de alimentación y los conectores de derivación proporcionados conjuntamente con cada sensor o rótulo.

Tipo de cable

CONDUCTOR DC 24V

El cable seleccionado para la alimentación de todos los dispositivos electrónicos es de la empresa TRONIOS Sound & Light, negro/rojo, bipolares, y sección 1,5 mm².

BUS DE COMUNICACIONES RS485ETHERNET

El bus RS-485 se utiliza en la automatización de los edificios pues el cableado simple del bus y la longitud de cable es larga por lo que son ideales para ensamblar los dispositivos que se encuentran alejados.

- Interfaz diferencial
- Conexión multipunto
- Alimentación única de +24V
- Hasta 256 estaciones
- Velocidad máxima de 10 Mbps (a 12 metros)
- Longitud máxima de alcance de 1.200 metros (a 100 Kbps)
- Rango de bus de -7V a +12V

Sensores

Los sensores de plaza actúan como detectores volumétricos por ultrasonidos que registran y transmiten adecuadamente cuál es el estado (libre/ocupado) de la plaza de aparcamiento que controlan. Para indicar visualmente este estado, cada sensor de plaza se complementa con un marcador de estado.

Los sensores de plaza se ubican en las bandejas de soporte colgadas del techo sobre cada plaza de estacionamiento. Por ello, el número de sensores de plaza debe ser el mismo que el número de plazas de aparcamiento que se quiera controlar.

Adicionalmente, cada sensor de plaza integra en el mismo dispositivo un segundo sensor de temperatura que actúa como centinela anti incendios, además de instrumentar la generación de un mapa térmico del aparcamiento.



Figura 49. Sensor volumétrico

Características técnicas

- Alimentación / Consumo: 24V, 35mA
- Dimensiones: 160mm x 56mm
- Control de la temperatura: Sensor de temperatura ambiental integrado y monitorizable desde la unidad de control.

- Comunicaciones: Bus de comunicaciones RS485 ETHERNET común con los rótulos indicadores
- Firmware: Control de cada sensor mediante un programa integrado en FLASH, actualizable remotamente desde el concentrador.
- Altura máxima de operación: 4,3m respecto del suelo
- Condiciones de funcionamiento: Entre -20°C y 60°C

Marcadores de estado

Los marcadores de estado, son dispositivos señaladores que indican lumínicamente cuál es el estado (libre / ocupado) de la plaza de aparcamiento controlada por el sensor de plaza al que se asocia. Este dispositivo se instala en la parte frontal (pasillo) de la plaza de aparcamiento.

Los leds están especialmente diseñados para ser perfectamente visibles hasta a 250 m de distancia y en el interior del recinto del aparcamiento. Estos leds pueden adoptar diferentes colores dependiendo del tipo o estado de la plaza controlada, tal y como se especifica en la siguiente tabla:

Para indicar el estado de la plaza de aparcamiento, cada sensor utiliza unos emisores de luz o leds que puede incorporarse en el interior del mismo sensor, o bien en un marcador de estado accesorio al mismo. Los sensores de plaza se ubican sobre el techo de cada plaza de estacionamiento.

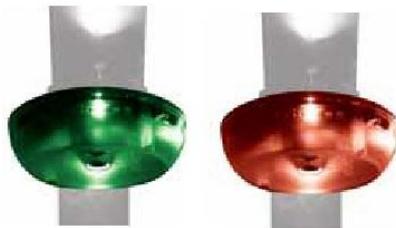


Figura 50. LED indicador.

- Alimentación / Consumo: 24V, 35mA.
- Dimensiones: Diámetro 44mm altura 62mm (envolvente).
- LED iluminación: Indicación mediante 7 leds de alta luminosidad.
- Comunicaciones: Bus RS485 ETHERNET común con los rótulos indicadores.
- Condiciones de funcionamiento: Entre -20°C y 60°C.

Color	Tipo	Uso
rojo	ocupado	Señala las plazas de aparcamiento ocupadas en ese momento
verde	estándar	Señalan las plazas de aparcamiento estándar. Son las más habituales
blanco	corta	Señalan las plazas de aparcamiento destinadas a vehículos de dimensiones reducidas.
azul	especial	Señalan las plazas de aparcamiento reservadas para discapacitados. Estas plazas suelen tener unas dimensiones mayores a las habituales.

Tabla 14. Posiciones de los LED.

Lazo inductivo

El lazo inductivo se utilizará para la detección y contabilidad de los vehículos que entren o salgan de dicho parking. Consiste en la detección de masas metálicas de un cierto volumen.



Figura 51. Lazo inductivo.



Características técnicas

- Sensor de lazo inductivo: 1 canal.
- Medidas Reducidas: 71mm x 75mm x 37,5mm. (base 27mm de fondo)
- Alimentación: 220VAC.
- Consumo Máx.: 1,6VA.
- Temperatura de trabajo: -20°C a +70°C.
- Tiempo de respuesta: 100ms.
- Inductancia de la bobina de detección: de 100 a 1000uH. (auto ajustable)
- Frecuencia de trabajo de la bobina: 20 a 120Khz. (auto ajustable)
- 3 modos de sensibilidad: bajo/medio/alto.
- Base UNDECAL de 11 bornes para cable de hasta 1,5mm².
- Protección: IP30.

Firma:

César Climent Palomo
Ingeniero Industrial

Septiembre del 2013

VII.- VEHICULO ELÉCTRICO

1. MOVILIDAD SOSTENIBLE.

Los hábitos actuales de movilidad en la ciudad se caracterizan por una expansión urbana continua y una dependencia creciente respecto del vehículo privado, produciendo un gran consumo de espacio y energía y unos impactos medioambientales que ponen de relieve la necesidad de lograr un sistema de transporte urbano bien concebido que sea menos dependiente de los combustibles fósiles. Para lograrlo se tienen que habilitar recursos, implantar medidas y cambiar tendencias, todo lo cual hace necesaria la concienciación e implicación de toda la sociedad y la colaboración entre las diferentes Administraciones para alcanzar soluciones integrales que supongan un cambio en la tendencia, hacia la sostenibilidad, en la movilidad urbana.



Figura 52: Problemas del uso del vehículo privado.

El desarrollo sostenible consiste en hacer compatibles crecimiento económico, cohesión social y defensa del medio ambiente; de esta forma, se garantiza una mejor calidad de vida para la población actual y futura, sin aumentar el uso de recursos naturales más allá de la capacidad de la naturaleza para proporcionarlos indefinidamente.

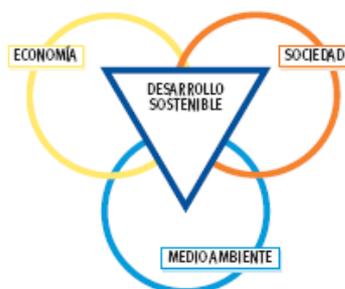


Figura 53: Desarrollo sostenible.

En España, el sector del transporte es el mayor consumidor de energía final (en torno al 40% del consumo total) y el mayor emisor de CO₂ (por encima del 30% de las emisiones totales). Además, la práctica totalidad de esta energía proviene de combustibles derivados del petróleo. Las administraciones tienen el deber de promover el uso de combustibles y vehículos alternativos, así como el ahorro y la eficiencia energética en el sector. Por su parte, los ciudadanos tienen la responsabilidad de añadir los criterios de eficiencia energética y sostenibilidad a su elección de los modos de transporte y al uso que realizan de los mismos.

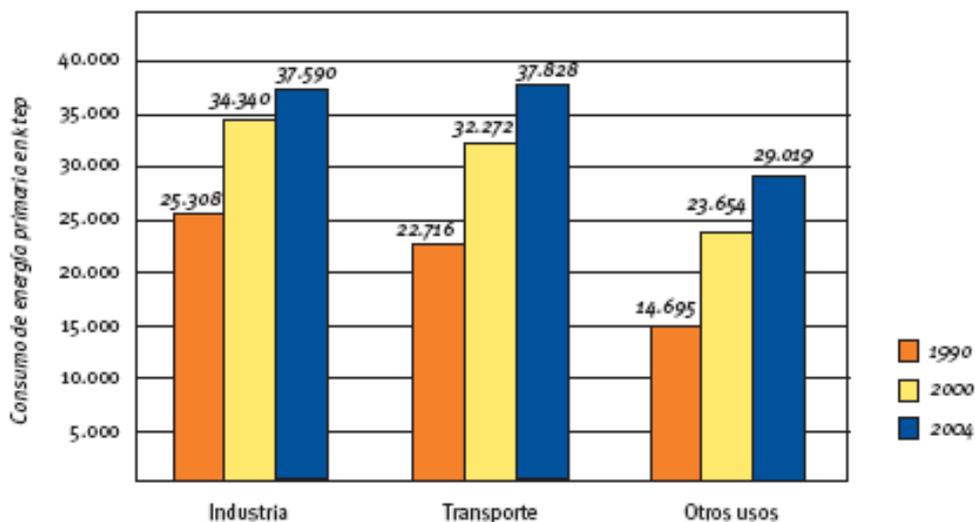


Figura 54: Consumo de energía primaria.

El transporte público, por viajero, ocupa 50 veces menos espacio y emite un 70% menos de CO₂ que el vehículo privado. Con su actual índice de ocupación (1,3 pasajeros por vehículo), el coche es el modo de transporte menos eficiente y más contaminante. Utilizando medios de transporte colectivo y sistemas de coche compartido seremos más eficientes y sostenibles en nuestros desplazamientos.

Más del 75% de los desplazamientos urbanos se realizan en vehículos privados con un solo ocupante. En la ciudad, el 50% de los viajes en coche son para recorrer menos de 3 km, y un 10% para menos de 500 m. En estos viajes cortos el incremento medio de consumo es de un 60%

El vehículo turismo representa el 15% del consumo total de energía final en España. Con la conducción eficiente, los conductores lograrán ahorrar del orden del 15% de carburante, así como reducir las emisiones de CO₂ y otros contaminantes.

Sin olvidar que, a mayor tamaño y peso del vehículo, son necesarias mayores potencias y cilindradas del motor para moverlo, lo que conlleva un aumento del consumo de carburante y de las emisiones contaminantes a la atmósfera.

Si dejamos de utilizar tan solo un 1% de nuestros vehículos privados para ir al trabajo, usando en su lugar el transporte público, ahorraremos anualmente más de 20 millones de litros de combustible y evitaremos la emisión a la atmósfera de unas 47.000 toneladas de CO₂. El transporte urbano, y especialmente el uso masivo del vehículo privado, representan la principal fuente de contaminación en nuestras ciudades.

2. NUEVOS DESARROLLOS TECNOLÓGICOS.

Los nuevos desarrollos tecnológicos y la reducción del peso de los vehículos han supuesto una reducción sustancial de los consumos y de las emisiones de contaminantes, sobre todo en los vehículos diesel. A esto hay que añadir la introducción de catalizadores y filtros, que también han contribuido a disminuir la emisión de contaminantes.

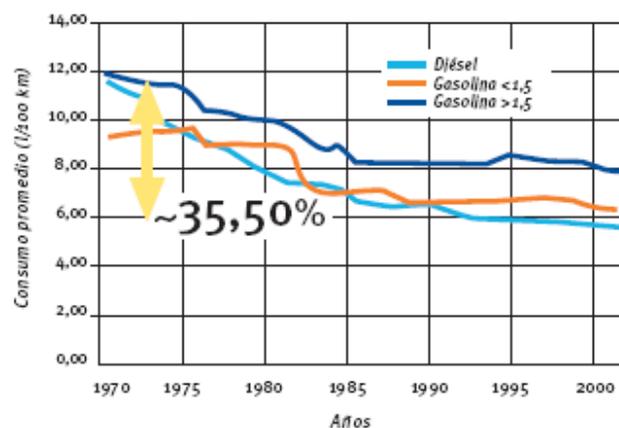


Figura 55: Consumo promedio.

La mejora de los combustibles ha permitido, a su vez, reducir consumos y evitar impurezas que se lanzaban a la atmósfera por el tubo de escape. La Directiva 2003/17/CE sobre calidad de la gasolina y el gasóleo ha impulsado de nuevo los esfuerzos para mejorar todo el proceso de combustión y emisión de gases de los vehículos. De cara al futuro, se abren varias vías para seguir reduciendo las emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero. Las principales son:

Biocarburantes:

Son combustibles producidos a partir de biomasa, por lo que son una fuente de energía renovable. Tienen grandes ventajas: contribuyen a disminuir la dependencia energética, reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y promueven un mayor uso de las energías renovables. En España, estos carburantes tienen en la actualidad tasa cero en el impuesto. Los biocarburantes principales son el biodiesel (alternativa al gasóleo) y el bioetanol (aditivo o sustituto de la gasolina). La utilización de biodiésel puro reduciría las emisiones de CO₂ entre un 40-50%. El coste de la producción de biodiésel a partir de semillas oleaginosas es bastante más elevado que el del gasóleo derivado de crudo. Su producción a partir de residuos vegetales oleaginosos sería más económica, pero plantea un problema de calidad del combustible y de limitación de suministro.

El bioetanol se produce a partir de la fabricación del azúcar, el almidón o la celulosa. La producción de bioetanol también sigue siendo más cara que la del combustible procedente de crudo, pero la sustitución completa de la gasolina por bioetanol supondría una reducción de las emisiones de CO₂ entre un 50 y un 60%.



Figura 56: Biobus.

El gas licuado del petróleo (GLP) es una mezcla de propano y butano extraído de los procesos de refinado y de los yacimientos de gas natural. El rendimiento y la potencia de los coches de GLP son similares a sus equivalentes de gasolina, y a la hora de conducir se aprecian pocas diferencias entre ambos.

Presentan ventajas medioambientales al emitir menos contaminantes de NO_x, CO, HC y partículas que los carburantes convencionales, y unas emisiones de CO₂ inferiores a las de gasolina y similares a las del gasóleo. El coste del combustible también es una ventaja (cerca del 30% inferior al de la gasolina). La evolución al alza de los gasóleos puede hacer que los vehículos GLP sean cada vez más competitivos en términos económicos frente a los vehículos con combustibles convencionales.

El gas natural está compuesto mayoritariamente por metano. Es un combustible fósil que se extrae de yacimientos que pueden estar o no asociados a los del petróleo.

El gas natural se aplica tanto a vehículos pesados como ligeros. Dependiendo de factores logísticos o estratégicos fijados en cada país, está más desarrollado un segmento que otro. En España, la fiscalidad ha favorecido su introducción en el servicio público.

Los vehículos de gas natural son similares a los de gasolina, difiriendo de ellos en la alimentación y almacenamiento del combustible (como gas natural comprimido, GNC, o gas natural licuado, GNL). En la actualidad, el GNC es la opción más utilizada.

Los vehículos de gas natural son considerados bastante limpios en lo que respecta a emisiones atmosféricas que afectan a la salud humana: CO, NO_x, HC y partículas. En relación al CO₂, las emisiones de estos vehículos son del orden de un 20% inferiores a las de los vehículos de gasolina y entre 5-10% inferiores a las de sus análogos diésel, aunque esta ventaja se invalida en entorno urbano, donde las emisiones son del mismo orden.



Figura 57: Autobús con propulsión a gas.

El coche híbrido:

Un vehículo híbrido tiene un motor de combustión interna y un motor eléctrico. Ambos se combinan para dar una conducción más eficiente. El motor térmico se detiene en las paradas del vehículo y el motor eléctrico ayuda al térmico en los arranques y aceleraciones. La mayor ventaja de los híbridos se produce en condiciones de uso en las que hay continuas paradas y aceleraciones, es decir, en el entorno urbano. Los vehículos con sistema de propulsión híbrida son más limpios y eficientes que los convencionales y sus costes de funcionamiento son inferiores, aunque su adquisición sea más cara. Los costes de producción de estos vehículos

son bastante altos, aunque se espera que se reduzcan a medida que los niveles de ventas y fabricación de estos vehículos aumenten.

Desde el punto de vista medioambiental son una alternativa muy interesante, porque emiten menos CO₂ que sus equivalentes convencionales y consumen menos combustible, sobre todo en entorno urbano.

Vehículo eléctrico:

Los vehículos eléctricos alimentados exclusivamente por baterías no producen emisiones atmosféricas en el punto de utilización, son muy silenciosos y tienen bajos costes de mantenimiento.

Su mayor limitación procede precisamente de la autonomía y duración de la batería. En función de la composición de la misma presenta mayor o menor autonomía, pero aquellos casos en que la autonomía es mayor, la batería es cara. Presentan precios de adquisición elevados, pero sus costes de utilización son inferiores.



Figura 58: Vehículo eléctrico.

Hidrógeno (pila de combustible):

Las pilas de combustible de hidrógeno son sistemas electroquímicos en los que se transforma la energía química en energía eléctrica y vapor de agua. Este concepto ofrece ventajas sustanciales sobre la tecnología clásica de combustión, no solamente por el aumento de la eficiencia hasta niveles de 30-40% sino también porque la única emisión producida es vapor de agua. De forma global, los automóviles que utilizan hidrógeno como combustible son 22% más eficientes que los movidos por gasolina.

Sin embargo, en la actualidad, la mayor parte del hidrógeno se produce a partir de gas natural mediante un proceso con vapor de agua que genera CO₂. Se espera que a largo plazo la producción de hidrógeno se base en el aprovechamiento de energías renovables.

Se considera que a largo plazo constituirán una de las mejores opciones para los motores de combustión interna.



Figura 59: Autobús de hidrógeno.

3. INTRODUCCIÓN AL COCHE ELÉCTRICO.

Los coches eléctricos son algo que podemos ver frecuentemente en los medios de comunicación e incluso en ocasiones, en nuestra vida diaria. Hay algunas razones por el continuo interés en estos vehículos.

El Vehículo Eléctrico se presenta como alternativa de futuro en cuanto a transporte urbano se refiere, trae consigo una disminución considerable del consumo energético, los coches eléctricos crean menos polución que los coches alimentados con gasolina/diesel, por lo que son una alternativa menos contaminante y sobre todo trae la disminución de la contaminación medioambiental en las grandes ciudades.

Otra fuente de contaminación ambiental es la contaminación acústica. Este factor desaparece prácticamente mediante la utilización de automóviles eléctricos extremadamente silenciosos, lo cual se agradece sobre todo en las ciudades.

El agotamiento de los recursos energéticos como es el petróleo, produce un encarecimiento del producto que repercute en las economías de los países y que les hace buscar otras alternativas en otros recursos energéticos.

Una de las mayores limitaciones actuales en el automóvil eléctrico para la generalización de los vehículos eléctricos es el coste de las baterías, su autonomía y su capacidad, en comparación con el automóvil actual. Ambos parámetros provienen de la falta de un sistema de almacenamiento de energía óptimo.

Se están realizando estudios sobre la circulación en grandes ciudades respecto a los siguientes parámetros:

- Número de kilómetros diarios.
- Número de desplazamientos por día y por persona.
- Velocidad media durante el desplazamiento.
- Número de pasajeros por trayecto.
- Equipaje transportado por trayecto.

El Gobierno español ha propuesto que en 2014 circulen por nuestras carreteras un millón de coches eléctricos. Los fabricantes ya se están moviendo, las administraciones primarán la investigación en este campo y las empresas responsables del suministro y las infraestructuras necesarias (el punto más complejo) también trabajan para conseguirlo.

Ahora, tras casi 100 años del primer coche eléctrico, constituye una alternativa real a los vehículos con motor de combustión. La problemática de la dependencia del petróleo, así como la necesidad de reducir consumos y emisiones, han hecho que las marcas se disputen el desarrollo de estos automóviles, que parecen el futuro del sector. Esto conlleva un aumento en la demanda de generación de energía, ya sean fuentes renovables, energía nuclear, carbón, gas, etc.

4. VEHÍCULO ELÉCTRICOS EN AUTOMOCIÓN.

El concepto de “vehículo eléctrico” engloba a todos aquellos vehículos que utilizan para su propulsión la energía eléctrica almacenada a bordo mediante baterías. Por ello, en función de la recarga de esa energía eléctrica utilizada se les puede clasificar como:

- Vehículos eléctricos de batería intercambiable: Corresponde a aquellos vehículos que pueden cambiar su batería gastada por otra recargada en un centro de suministro.
- Vehículos eléctricos enchufables: Corresponde a aquellos vehículos que pueden cargar energía directamente de la red eléctrica y almacenarla en la batería.
- Vehículos híbridos es aquel que combina un motor eléctrico normalmente alimentado con baterías y un motor de combustión interna convencional.

5. CÓMO FUNCIONAN.

Los coches eléctricos funcionan igual que los convencionales, aunque su mecánica es diferente: el motor eléctrico no lleva cambio de marchas, y en vez de depósito de combustible, hay un conjunto de baterías o pilas.

Algunos de los cambios que se han de realizar en un coche eléctrico se pueden resumir en los siguientes puntos:

- El motor de gasolina, el silenciador, el convertidor catalítico y el tanque de la gasolina son retirados.
- El embrague es retirado, dejando la transmisión en su lugar.
- Un nuevo motor de corriente alterna se ajusta a la transmisión con un plato adaptador.
- Un controlador eléctrico es añadido para controlar el motor eléctrico.
- Una bandeja de baterías es instalada en el suelo del coche
- Se instalan motores eléctricos para hacer funcionar elementos que solían utilizar su energía del motor: aire acondicionado, limpia parabrisas, etc.
- Un inyector es añadido a los frenos, que solían funcionar con el motor de combustión.
- Un cargador es añadido a las baterías para que se recarguen.
- Un pequeño calentador eléctrico de agua es añadido para proveer de calefacción.

Estos son los cambios principales de un coche transformado a uno eléctrico, aunque existen más.



Figura 60: Motor eléctrico.

Al acelerar, no hay ningún sonido ni vibración, la batería manda electricidad al propulsor y éste mueve el automóvil.

En el proceso intervienen dos cerebros electrónicos: uno funciona como un distribuidor y convierte la corriente continua de la batería en alterna, para que pueda utilizarla el motor; el otro, gestiona la entrega de potencia de la mecánica.

El conjunto se completa con las tomas de carga, que suelen ser dobles: para enchufes domésticos y postes trifásicos.

A diferencia de los motores de gasolina y diesel, que van ganando potencia a medida que se sube de revoluciones, los eléctricos funcionan al revés: rinden al máximo desde cero y van perdiendo empuje según se van revolucionando.

Este detalle hace que aceleren desde parado con contundencia. Su mayor peso frente a un modelo normal es otra de sus características.

Las baterías superan los 200 kilos, pero la ausencia de cambio y el motor eléctrico, que es más ligero, ahorran unos 50 y dejan la diferencia en unos 150 kilos más respecto a un coche tradicional.

Gracias al alto par de empuje de los motores eléctricos, los vehículos eléctricos son fáciles de conducir tanto en zonas urbanas como en carretera y en caminos fuera de ésta.



Figura 61: Interior de un coche eléctrico.

5.1. COMPONENTES.

Los componentes principales de un coche eléctrico de batería fundamentalmente son:

- Baterías
- Motor Eléctrico
- Sistema de conexión mecánica entre el motor eléctrico y la transmisión
- Controlador del motor eléctrico
- Potenciómetro
- Interruptor principal
- Interruptor de seguridad
- Fusible principal
- Dispositivo de conexión del cableado
- Interruptor de carga
- Transformador o convertidor de voltaje de corriente continua a corriente continua (DC/DC).



Figura 62: Componentes del coche eléctrico.

El corazón de un coche eléctrico es la combinación de:

Motor eléctrico:

El motor eléctrico es cuatro veces más eficiente que el motor de combustión interna. Se caracterizan por ser muy silenciosos y por su gran agilidad funcional (un

vehículo eléctrico no necesita caja de cambios). No producen ninguna emisión contaminante o dañina.

El motor eléctrico aprovecha la energía de los frenados, que normalmente se perderían a través de la disipación del calor y la fricción, mejorando notablemente la eficiencia de los vehículos tradicionales, lo que lo hace ideal para los desplazamientos urbanos. Al tener menos partes mecánicas, sus costes de operación son inferiores.

Los vehículos eléctricos pueden tener sólo un gran motor eléctrico conectado a la transmisión, o varios pequeños motores en cada una de las ruedas. Los vehículos eléctricos con sólo un motor se adaptan mejor al diseño tradicional y permiten un motor más potente, pero presentan algunas pérdidas de eficiencia a través de la fricción. Los vehículos eléctricos con motores en los neumáticos evitan muchas de las pérdidas de transmisión frente a un único motor, pero en la actualidad son más apropiados para pequeños vehículos, debido a la necesidad de mayor potencia de los vehículos grandes.

Controlador del motor:

El controlador coge energía de las baterías y se lo entrega al motor. El acelerador va conectado a unos potenciómetros y estos proveen de la señal que le dice al controlador cuanta energía se supone que tiene que entregar. El controlador puede enviar/entregar varios niveles de potencia, controlando la velocidad.



Figura 63: Componentes del coche eléctrico.

Baterías:

Es el componente crítico, hay importes desventajas e inconvenientes:

En primer lugar la capacidad y el coste de las baterías. Las baterías de ión-litio mejoran la capacidad y la autonomía de los vehículos, pero son costosas.

Otros inconvenientes son las limitaciones de tamaño y prestaciones de los vehículos eléctricos, el tiempo de recarga de las baterías, la ausencia actual de puntos de recarga o de cambio de baterías, y los cambios que deberían producirse en la generación de electricidad y en la red de distribución. No obstante, las ventajas económicas, políticas, sociales y ambientales a medio y largo plazo son muy superiores.

El futuro de los vehículos puramente eléctricos parece pasar por las nuevas generaciones de acumuladores químicos.

Las principales tecnologías son las siguientes (Tabla 15):

Tipo de baterías	Energía (Wh/kg)	Energía/volumen (Wh/litro)	Potencia/peso (W/kg)	Nºde ciclos	Eficiencia energética (%)
Zebra (NaNiCl)	125	300	-	1000	92.5
Polimero de litio	200	300	>3000	1000	90.0
Iones de litio	125	270	1800	1000	90.0
Niquel-Hidruro Metálico (NiMH)	70	140-300	250-1000	1350	70.0
Niquel-Cadmio (Ni-Cd)	60	50-150	150	1350	72.5
Plomo-Acido	40	60-75	150	500	82.5

Tabla 15: Tipos de baterías

- Plomo-ácido:

Los acumuladores de plomo-ácido son las más antiguas y tienen una baja relación entre la electricidad acumulada con el peso y el volumen. Ocupan mucho espacio y pesan mucho, pero son duraderas y de bajo coste, y la tasa de reciclaje supera el 90%. Para conseguir una autonomía de 50 km con una velocidad punta de 70 km/h se necesitan más de 400 kg de baterías de plomo-ácido. El periodo de recarga puede oscilar entre 8 y 10 horas.

- Níquel Cadmio (NiCd):

Utilizan un ánodo de níquel y un cátodo de cadmio. El cadmio es un metal pesado muy tóxico, por lo que han sido prohibidas por la Unión Europea. Tienen una gran duración (más de 1.500 recargas) pero una baja densidad energética (50 Wh/kg), además de verse afectadas por el efecto memoria.

- Baterías de Níquel-Hidruro Metálico (NiMH):

Las baterías recargables de níquel hidruro metálico es muy similar a la de níquel cadmio, pero sin el metal tóxico, por lo que su impacto ambiental es muy inferior. Las baterías recargables de níquel hidruro metálico almacenan de 2 a 3 veces más electricidad que sus equivalentes en peso de níquel cadmio, aunque también se ven afectadas por el efecto memoria, aunque en una proporción menor. Su densidad energética asciende a unos 80 Wh/kg.

- Iones de litio (Li-ion):

Las baterías de iones de litio deben su desarrollo a la telefonía móvil y su desarrollo es muy reciente. Su densidad energética asciende a unos 115 Wh/kg, y no sufren el efecto memoria. Las baterías de iones de litio se usan en teléfonos móviles, ordenadores, portátiles, reproductores de MP3 y cámaras. Probablemente alimentarán la siguiente generación de vehículos híbridos y eléctricos puros conectados a la red. A pesar de sus indudables ventajas, también presentan inconvenientes: sobrecalentamiento y alto coste.

- Baterías de polímero de litio:

Es una tecnología similar a la de iones de litio, pero con una mayor densidad de energía, diseño ultraligero (muy útil para equipos ultraligeros) y una tasa de descarga superior. Entre sus desventajas está la alta inestabilidad de las baterías si se sobrecargan y si la descarga se produce por debajo de cierto voltaje.

- Baterías Zebra (NaNiCl):

Una de las baterías recargables que más prometen son las conocidas como Zebra. Tienen una alta densidad energética, pero operan en un rango de temperaturas que va de 270°C a 350°C, lo que requiere un aislamiento. Son apropiadas en autobuses.

La distancia que un vehículo eléctrico puede recorrer sin recargar la batería, en los modelos actuales o de próxima fabricación, va de 60 a 250 kilómetros. Hay que tener en cuenta que la mayor parte de los desplazamientos diarios son inferiores a los 60 km.



Figura 64: Interior del capó de un coche eléctrico

- Litio:

La mayoría de las baterías de los vehículos eléctricos actuales o previstos en los próximos dos años están fabricadas con litio, al igual que la de los móviles y portátiles. La electrificación del transporte supondrá un aumento importante de la extracción de litio.

Las reservas conocidas de litio, como mínimo, ascienden a unos 20 millones de toneladas. La batería de un vehículo eléctrico medio es de unos 30 kWh, y hacen falta 275 gramos para almacenar un kWh. Un vehículo eléctrico medio, por tanto, necesita 8,25 kilos de litio. Un cálculo simple nos lleva a una clara conclusión: con las reservas conocidas de litio, se pueden fabricar unos 2.500 millones de vehículos eléctricos, cuatro veces más que todo el parque mundial de vehículos.

5.2. EL CONSUMO ENERGÉTICO.

Los motores eléctricos destacan por su alta eficiencia a todos los regímenes de funcionamiento. El consumo energético del motor de un vehículo eléctrico oscila entre los 10 y los 20 kWh en un recorrido de 100 km. El coste de utilización de un vehículo eléctrico es de 1,5€/100 km., suponiendo pérdidas en la carga y la entrega de potencia y considerando los precios de la energía en España.

Ésta es la gran baza de los vehículos eléctricos de última generación. Comparándolo con el consumo de un vehículo equipado con un motor de combustión, es económicamente muy favorable. Este dato es uno de los puntos fuertes de los vehículos eléctricos a baterías. Un utilitario con un motor de consumo reducido (6,5 L/100 km) supone unos 7,5€/100 km.

En el vehículo eléctrico la energía es aprovechada casi en su totalidad para mover el coche, mientras que los motores de combustión pierden buena parte de la energía generada para su funcionamiento. Esto no quiere decir que, para el caso del coche eléctrico, en el cómputo global de energía existan pérdidas por la generación en centrales de todo tipo y su distribución por todo el territorio.

5.3. CONTAMINACIÓN Y GENERACIÓN DE ENERGÍA.

Es falso que un vehículo eléctrico no genere una contaminación ambiental. Un coche que funciona con baterías provoca una contaminación debida al transporte, generación y transformación de la energía eléctrica necesaria para cargar las baterías. La contaminación dependerá del método de generación de electricidad. Tomando como indicador las emisiones de CO₂, nos encontramos ante distintas situaciones.

El 16% de la energía eléctrica generada en España viene de centrales térmicas de carbón. Suponiendo una media de 0,75 kg de CO₂/kWh, obtenemos que, para circular esos 100 km con el coche eléctrico que usamos de ejemplo, habrán de ser emitidos 1,8 kg de CO₂ a la atmósfera por la combustión de carbón.

Otro 22% se produce en centrales nucleares. Estas centrales no producen emisiones de CO₂ al generar energía eléctrica, pero generan residuos radiactivos cuyo almacenamiento o desactivación constituye uno de los principales problemas del sistema energético español y mundial.

Las centrales de gas de ciclo combinado tienen menores emisiones contaminantes, también del conocido CO₂, y producen el 34% de la energía eléctrica. Podemos estimar del orden de 0,26 kg/kWh. Para circular esos 100 km con el coche eléctrico que usamos de ejemplo, habrán de ser emitidos 1,326 kg de CO₂ a la atmósfera por la combustión de gas.

El último 28% viene de las centrales hidroeléctricas o de energías renovables (campos eólicos, solares o geotérmicos). Estas no emiten gases contaminantes durante su funcionamiento. Sin embargo, la extracción y preparación de los materiales que se utilizan para su construcción produce contaminación. Además, la construcción de estas centrales provoca también impactos ambientales que afectan a los ecosistemas. Estas acciones sobre el medio ambiente también son imputables proporcionalmente a la generación de energía eléctrica, computando proporcionalmente al impacto ambiental por cada 100 km recorridos en un vehículo eléctrico.

Las emisiones de CO₂ totales por cada 100 km serían de unos 3,126 kg, una cifra muy inferior a los 12 kg que emitiría directamente un vehículo con motor convencional, sin emisiones adicionales, como por ejemplo las emisiones por fabricación.

Es necesario prever el aumento de demanda que supondrá la popularización de los coches eléctricos, ya que será indispensable incrementar la generación eléctrica y revisar la capacidad de distribución, un problema que ya existe ahora y que se verá agravado con esta implantación.

Todos los análisis de ciclo de vida han demostrado que los vehículos eléctricos cuya electricidad provenga de energías renovables (los REBEC, de *renewable energy battery electric*) emiten un 80% menos CO₂ que los vehículos tradicionales.

La contaminación provoca la muerte prematura de dos millones de personas (unas 16.000 personas en España), cuatro veces más que las producidas en accidentes de tráfico. Los REBEC contribuirán a reducir las emisiones de partículas PM10, óxidos de nitrógeno, hidrocarburos y monóxido de carbono, mejorando la calidad del aire de nuestras ciudades.

5.4. ENERGÍAS RENOVABLES Y EL VEHÍCULO ELÉCTRICO.

La electrificación del transporte puede suponer el gran salto que necesitan las energías renovables destinadas a la generación de electricidad para consolidarse y superar sus inconvenientes de no gestionabilidad y de no garantizar el suministro. La eólica es la que presenta mayor potencial a corto y medio plazo, pero la fotovoltaica también puede proporcionar electricidad en lugares aislados o no conectados a la red con sencillas pérgolas o en garajes con cubiertas fotovoltaicas, y la solar termoeléctrica jugará un papel importante en determinadas regiones, como el sur de España.

En la actualidad existen casi 17.000 MW de energía eólica instalados y 4.000 MW de energía solar fotovoltaica. El cumplimiento de los objetivos de la UE, indican que en el año 2020 pueden existir 44.000 MW de energía eólica, 8.000 de energía solar térmica y 6.000 de energía solar fotovoltaica. Tan importante potencia de energía renovable instalada, hace necesaria una operación más flexible del sistema que supone entre otras cosas, el reforzamiento de la conexión con Francia, la introducción de turbinas de gas en ciclo abierto y la gestión de la curva de carga, a través de centrales de bombeo y la introducción progresiva de coches eléctricos enchufables.

La electrificación del transporte en las dos próximas décadas puede tener la misma fuerza impulsora para las energías renovables que la que tuvo el motor de combustión interna a principios del siglo XX para la industria petrolífera, tras perder su gran mercado: el queroseno sustituido por la bombilla de Edison y la electrificación de la iluminación.

Las baterías pueden recargarse cuando “sobra” electricidad de origen eólico, y en un futuro no muy lejano pueden verter la electricidad almacenada a la red en las horas punta, actuando como un sistema de almacenamiento distribuido, de forma similar a las centrales reversibles de bombeo, pero a una escala mucho mayor e implicando a miles o millones de vehículos que, además, pasan la mayor parte del tiempo aparcados.



Figura 65: Vehículos eléctricos y energías renovables.



Figura 66: Vehículo eléctrico.

6. DAFO: ANÁLISIS DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO.

El análisis DAFO, también conocido como análisis FODA, es una metodología de estudio de la situación competitiva de una empresa en su mercado (situación externa) y de las características internas (situación interna) de la misma, a efectos de determinar sus Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

Debilidades:

- Autonomía reducida por la capacidad de las baterías.
- Precio muy alto de los vehículos (Coste de las baterías).
- Número de recargas y tiempo de recarga de las baterías.
- Prestaciones inferiores a un motor térmico de igual coste.
- Ausencia de estructura de suministro.

Amenazas:

- Los híbridos, especialmente los de tipo enchufable poseen todas las ventajas de los vehículos eléctricos y casi no presentan desventajas.
- Precio de la electricidad muy dependiente del gas o petróleo.
- La flexibilidad en los precios del crudo pueden ser una amenaza potencial.

Fortalezas:

- La electricidad es un vector energético muy flexible, pudiendo obtenerse de numerosas fuentes.
- Los vehículos eléctricos no emiten contaminantes locales, algo particularmente importante en entornos urbanos.
- Apenas emiten ruido.
- Pueden aprovechar o recuperar parte de la energía cinética generando electricidad durante las frenadas.

Oportunidades:

- Impulso al desarrollo de un sistema optimizado de producción y distribución de electricidad a través de fuentes renovables.
- Desarrollo de infraestructuras y sistemas de recarga rápida.

7. CURVA DE DEMANDA ELÉCTRICA, COCHE ELÉCTRICO Y REDES INTELIGENTES.

7.1. CURVA DE DEMANDA.

La electricidad no se puede almacenar a gran escala con costes razonables. Por ello es necesario mantener una base de carga funcionando continuamente, con una estrategia que permita tanto cubrir la demanda básica, como los picos de alta demanda que puedan surgir. En consecuencia, el suministro de electricidad tiene que ser, en tiempo real, igual a su consumo. Es decir, que la generación eléctrica es básicamente igual a la demanda en cada instante (incluyendo las pérdidas que se producen en el sistema). La demanda eléctrica varía con el tiempo en función de los hábitos de los consumidores, la estructura productiva de la economía, climatología, estación del año, etc.

Cada instalación de generación de electricidad tiene unos costes diferentes dependiendo del precio del combustible, gastos de mantenimiento, amortización de las instalaciones, etc.

Estas características influyen en lo que se denomina perfil de la demanda y la distribución horaria de precios de la energía eléctrica.

Por ejemplo, la figura 67 muestra el consumo agregado diario del jueves 22 de enero de 2010 en España, e ilustra la idea de la curva, de la demanda eléctrica.

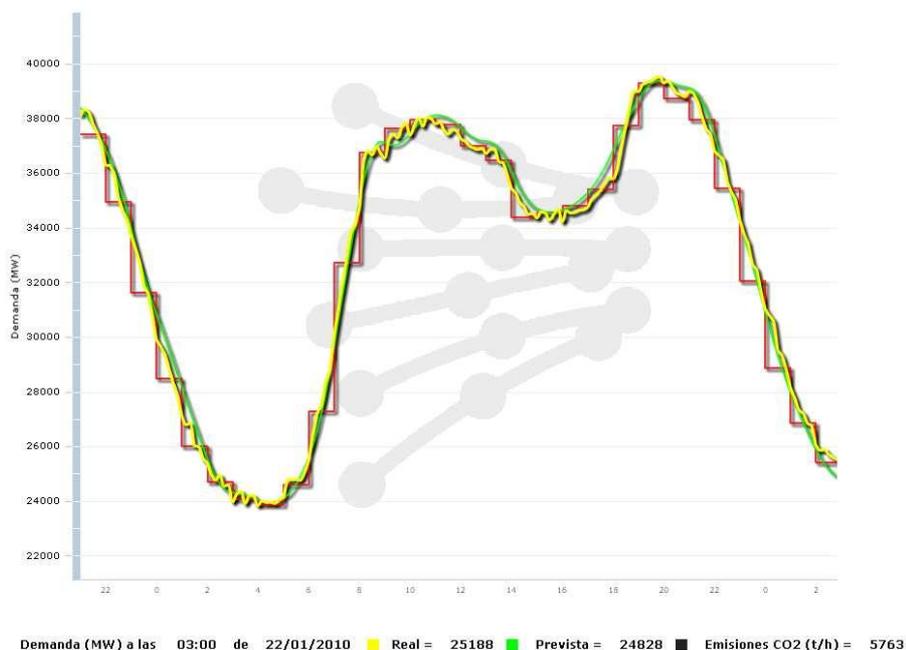


Figura 67: Curva de demanda.

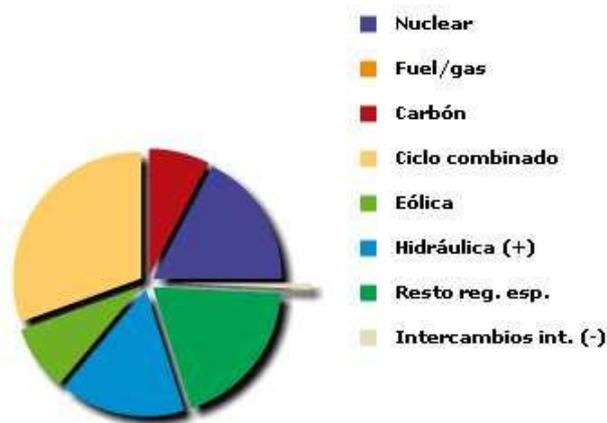


Figura 68: Estructura de generación.

En este ejemplo, se aprecia cómo la demanda va variando a lo largo del día, dándose el momento de máximo consumo sobre las 21:00 horas, y el de mínimo consumo sobre las 05:00 horas. La curva de demanda, aunque varía, lo hace dentro de ciertos parámetros conocidos por la experiencia. La razón de esto hay que buscarla en los patrones de consumo de los principales segmentos de consumidores, los cuales no varían drásticamente en cortos intervalos, sino que son más bien estables y predecibles debido las tendencias que van mostrando a lo largo del tiempo:

- Ciclos de consumo en sector residencial: iluminación, consumo de TV, lavadoras y electrodomésticos, etc.
- Horarios del sector terciario (Oficinas y servicios): horario de entrada y salida, periodos de máximo consumo de calefacción y aire acondicionado, etc.
- Patrón de consumo industrial y sector primario.

En la gran mayoría de los casos, los principales consumidores de energía eléctrica son los sectores industrial y residencial. El primero se caracteriza por un pequeño número de consumidores con un elevado consumo y, el segundo, por un elevado número de consumidores con un bajo consumo eléctrico.

A fin de asegurar un mínimo en la calidad y seguridad del suministro, el sistema eléctrico necesita mantener un cierto índice de cobertura de la demanda, es decir, un margen entre la potencia eléctrica instalada disponible en las centrales y el pico de demanda eléctrica previsto. Esto implica que parte de las instalaciones de generación, así como redes de transporte y distribución, sólo se requieran para cubrir los picos de demanda.

El resto del tiempo, estas infraestructuras están sin utilizar, y no sólo están sin producir, sino que a fin de estar preparadas para entrar a cubrir las puntas, consumen importantes recursos en operación y mantenimiento.

Gestión de la curva de carga.

Para la operación del sistema eléctrico, es importante incorporar nuevas demandas que permitan aplanar la curva de carga, objetivo siempre importante, en una creciente penetración de las energías renovables en la generación de electricidad. El recurso primario renovable presenta unas ciertas dificultades de almacenamiento y una limitada gestionabilidad.

En la España Peninsular, se dan dos elementos adicionales: la limitada capacidad de bombeo, que supone la alternativa óptima de almacenamiento nocturno, y las dificultades de colocar excedentes de generación en los sistemas eléctricos de los países vecinos. La apuesta por los vehículos eléctricos es, por tanto, una alternativa con un claro potencial.

El incremento de la demanda con vehículos eléctricos obligará a una mayor contribución por parte de las renovables, lo que una vez más redundará en la necesidad de dotar de una mayor flexibilidad a la operación del sistema con esta y otras soluciones. Deben permitir inicialmente incorporar nuevas cargas en horas de baja demanda y posteriormente, modular cargas en diferentes periodos.

7.2. REDES INTELIGENTES.

Dado que en España, como en la mayoría de los países, la tarifa nocturna o valle es inferior a la normal, lo usual sería recargar las baterías por la noche.

Una red “inteligente” de decenas de miles de puntos de recarga en calles y aparcamientos, con el software apropiado, diría al vehículo cuando debe recargar, parar e incluso verter la electricidad a la red. Hay que tener en cuenta que la mayor parte del parque pasa gran parte del tiempo aparcado, utilizándose sólo una o dos horas al día en la mayoría de los casos. Por término medio el 95 por ciento de todos los automóviles están estacionados en un momento dado, utilizándose como media una hora al día. Por esta razón los vehículos eléctricos deben jugar un papel clave para empezar a gestionar mejor la red, aplanar la curva de carga, aprovechar la llamada reserva activa que en gran parte se desaprovecha (la cantidad de electricidad disponible para garantizar la inmediata disponibilidad en caso de necesidad por un aumento inesperado de la demanda) y permitir un aumento de la aportación de energías renovables.

La reserva activa podría suministrar la electricidad que consume un tercio del parque de vehículos en la mayoría de los países, siempre que exista la red adecuada, y evitaría tener que crear una capacidad de generación muy costosa que sólo se va a utilizar unas pocas horas al año, esas 30 o 40 horas que coinciden con olas de frío o de calor.

7.3. EL VEHÍCULO ELÉCTRICO, CURVA DE CARGA Y REDES INTELIGENTES.

Un vehículo eléctrico medio consume alrededor de 10-20 kWh por cada 100 km. Un coche que recorra unos 15.000 Km al año consumiría alrededor de 2.250 kWh, equiparable al consumo doméstico medio. Aunque lo más importante es la capacidad de carga de las propias baterías, con una carga de 5-7 kWh durante la noche en un enchufe casero, sería suficiente para el recorrido que va a realizar un vehículo durante el día.

El impacto en el sistema eléctrico de una hipotética implantación de 2 millones de coches eléctricos sería aumentar la demanda de energía en 3.500 GWh al año, pero teniendo en cuenta que esa energía sería gestionable por el operador del sistema (OS), como un sistema de almacenamiento complementario al bombeo.

En la Figura 69 se observa como cambiaría la curva de demanda con el consumo adicional que supondría la recarga de 2 millones de coches eléctricos (6,5 % del actual parque automovilístico en España). Si suponemos que la carga del vehículo se produce uniformemente a lo largo de las 7 horas que durante la noche tienen menos consumo, el incremento en la demanda sería de unos 2.000 MW en cada una de esas 7 horas, suponiendo que cada batería se recargara con 7 kWh (energía suficiente para recorrer 70 Km).

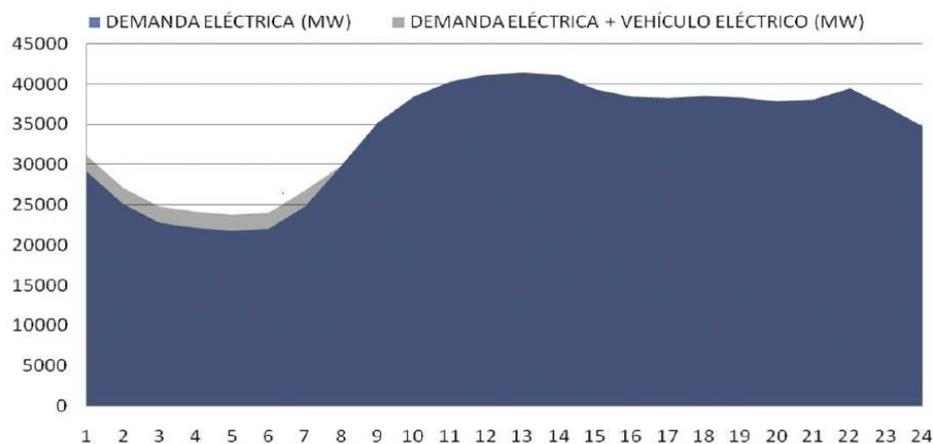


Figura 69: Curva de la demanda eléctrica.

Sin embargo, la operación del sistema, podría ser mucho más flexible con la utilización de sistemas inteligentes que siguieran la evolución demanda general del sistema. En la figura 70 se puede observar cómo sería la curva para este caso, utilizando el mismo número de vehículos. Se puede observar que en las horas de menor consumo la demanda se podría aumentar incluso en 4.000 MW, aplanando considerablemente la curva de carga por la noche, e incluso en algunas horas del día en las que el consumo tampoco es excesivo, como pueden ser las 4 o las 5 de la tarde.

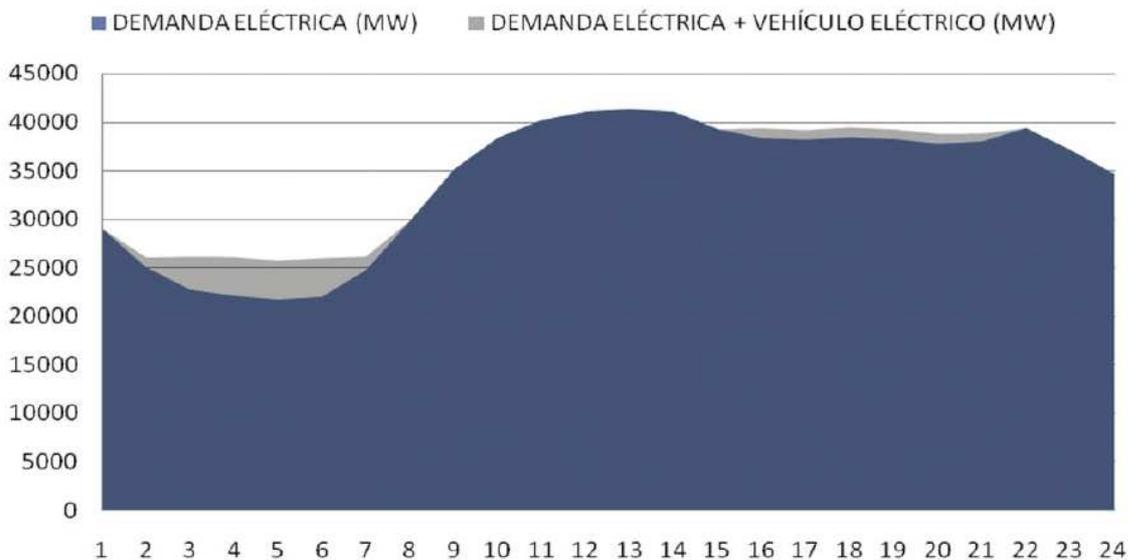


Figura 70: Curva de la demanda eléctrica.

La carga durante las horas de la tarde podría hacerse en los aparcamientos de los edificios de oficinas donde se ubican los vehículos.

Además de aumentar la demanda en horas valle, el vehículo eléctrico también podría suministrar electricidad en horas punta y tomando el ejemplo anterior, podría disminuir la carga suministrada al edificio por el sistema eléctrico, obteniéndose un menor consumo eléctrico neto. Este hecho aplanaría aún más la curva de carga evitando altos picos de demanda y manteniéndola constante entre ambas puntas, lo que mejoraría notablemente la operación del sistema eléctrico.

El vehículo se recargaría entre la 1 y las 6 de la madrugada cuando la demanda apenas llega a unos 22.000 MW, en el trayecto al trabajo el coche consumiría parte de la energía de la batería, esta energía posteriormente puede ser recargada en los lugares de trabajo, en periodos de todavía poca demanda para, por un lado vender energía a la red entre las 10 y las 16 horas, cuando la demanda supera los 38.000 MW, y por otro realizar el trayecto de vuelta a casa.

También existiría incluso la opción de suministrar energía a la red entre las 20 y las 23, que es cuando se suele producir el mayor pico de demanda, en el punto de recarga eléctrica instalado en los garajes de las casas.

Esta forma de operar tiene incidencia no sólo en el balance de energía, sino que también puede ser utilizado por el Operador del Sistema (OS) para optimizar los servicios de regulación.

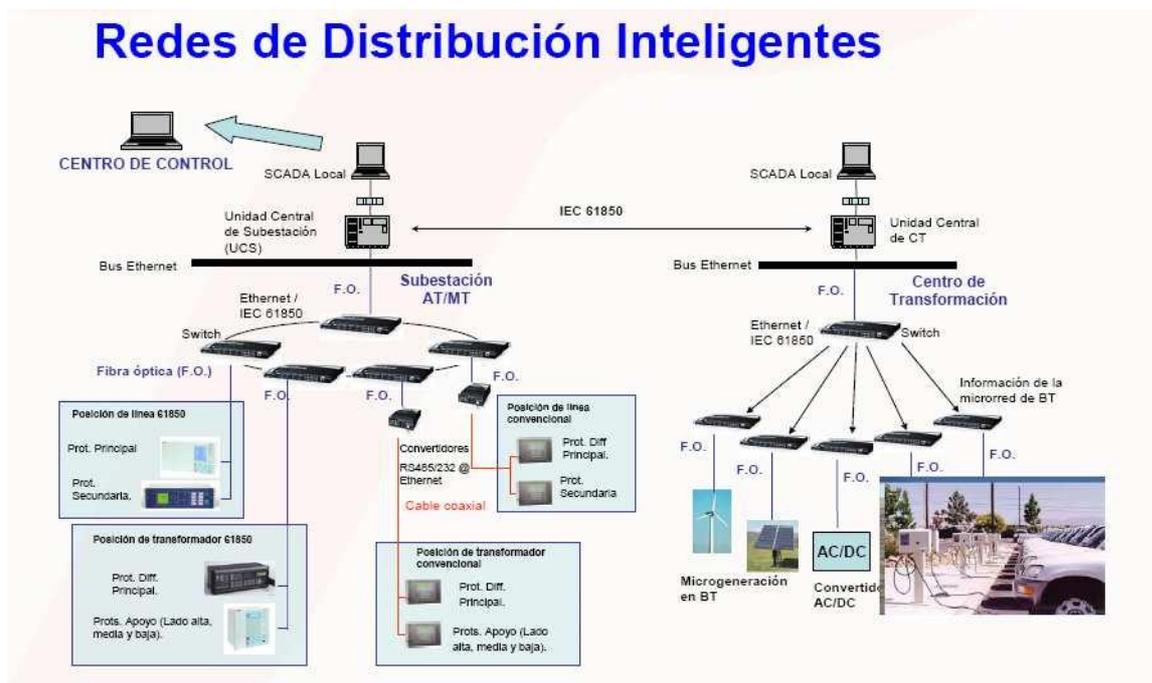


Figura 71: Redes de distribución inteligentes.

La existencia de cargas modulares con periodos programables de varias horas debe permitir optimizar el uso de estos servicios auxiliares al combinarlas con fuentes renovables de generación variable y parcialmente programables.

En la Figura 72 se puede observar la aplicabilidad que tendría en la operación del sistema este tipo de almacenamiento en la cantidad de energía almacenada, que podría ser gestionada por el operador del sistema, tanto mayores cuantos más vehículos participen en la operación del sistema.

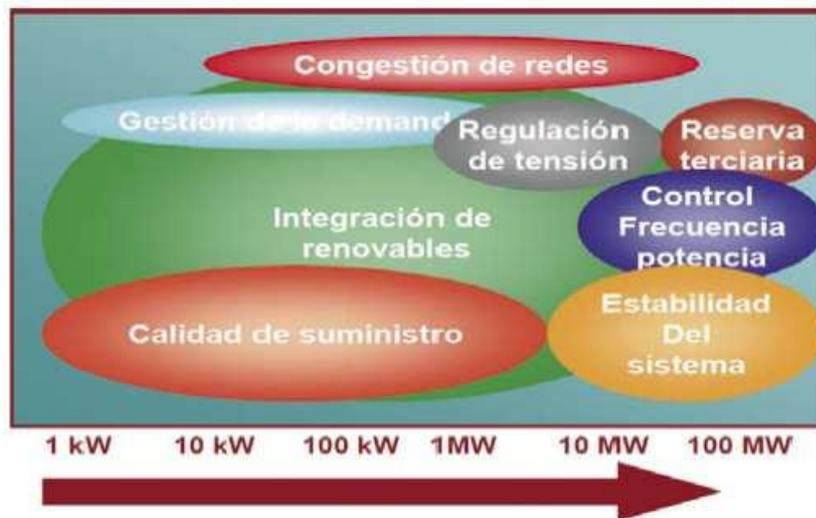


Figura 72: Aplicabilidad energía almacenada en vehículos eléctricos.

Además de dotar al sistema eléctrico de un mayor grado de flexibilidad en su operación, la creciente penetración de las energías renovables impulsa una mayor interrelación entre consumidores finales y el operador del sistema, lo que facilita los flujos de información y hace más transparente la toma de decisiones.

8. EVALUACIÓN DEL VEHICULO ELÉCTRICO

Se evalúa la viabilidad del proyecto en lo relativo al coche eléctrico, en cuanto a reducción de emisiones frente al vehículo convencional en el capítulo medioambiental.

8.1. EVALUACIÓN

A continuación se va a realizar un estudio comparando la energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica y el número de trayectos diarios con un coche eléctrico que se podrían realizar.

Para la carga de los vehículos, los diferentes dispositivos de recarga obtienen la energía a través de las baterías, no directamente de los paneles.

Se estima una producción media en la central de 1384 kWh/kWp.año (1384 he, 1384 horas equivalentes)

Se asumen las siguientes hipótesis en el estudio:

- El consumo eléctrico para recorrer 100 km es 20 kWh.
- La trayectoria media por uso es 80 Km/día.



En la figura 73 se muestra la producción eléctrica y la cantidad de recorridos diarios con el vehículo eléctrico propuesto:

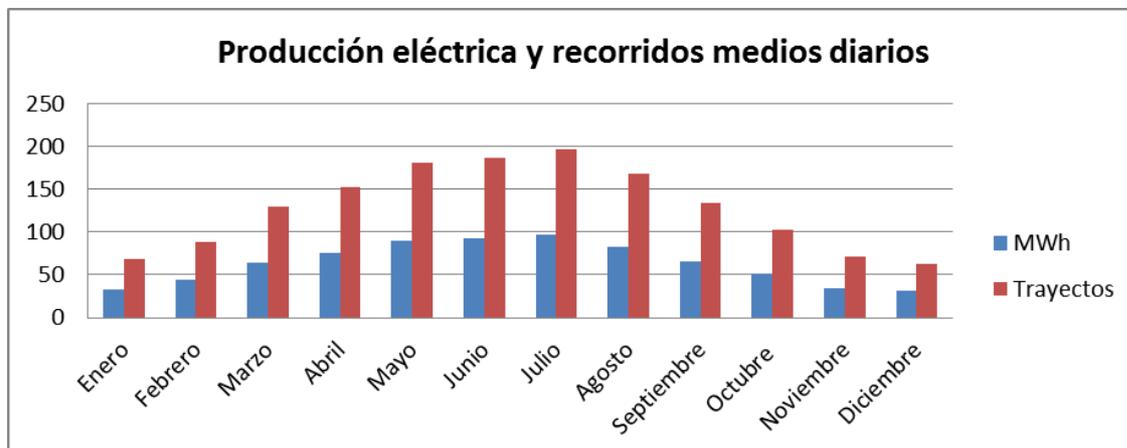


Figura 73: Producción eléctrica y recorridos medios diarios.

En la tabla 15 se muestran los valores de la gráfica anterior:

Datos	Producción eléctrica	Núm. de trayectos medios diarios
Mes	MWh	Uds
Enero	33,4118	68
Febrero	44,0249	89
Marzo	64,1018	130
Abril	75,57	153
Mayo	89,3482	181
Junio	92,43	187
Julio	96,8254	196
Agosto	82,863	168
Septiembre	66,003	134
Octubre	50,8059	103
Noviembre	34,986	71
Diciembre	31,0341	63
Anual	761,4041	129

Tabla 15. Producción eléctrica y recorridos medios diarios.

La gráfica de trayectos diarios medios que se pueden cubrir se muestra a continuación (Figura 74) para cada uno de los 365 días del año.



Figura 74: Trayectos diarios medios.

Para el cálculo del número de trayectos diarios se han realizado los siguientes cálculos:

Tomamos como ejemplo el mes de enero, los datos de partida son los siguientes:

- Producción eléctrica: 33.4 MWh.
- El consumo eléctrico para recorrer 100 km es 20 kWh.
- La trayectoria media por uso es 80 Km/día.

Número de kilómetros que se pueden recorrer al mes con la producción eléctrica:

Número de km= Energía producida/Consumo eléctrico para recorrer 100 km.

$$N^{\circ} \text{ Km} = \frac{33.4 \text{ MWh} \cdot 1000 \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}}{\frac{20 \text{ kWh}}{100 \text{ Km}}} = 167000 \text{ Km}$$

Número de trayectos=Número de km / trayectoria media diaria.

$$N^{\circ} \text{ trayectos mensuales} = \frac{167000 \text{ km}}{80 \cdot \frac{\text{km}}{\text{trayecto}}} = 2087.5 \text{ trayectos al mes}$$

Número de trayectos diarios=Número de trayectos en un mes / 31 días.

$$N^{\circ} \text{ trayectos diarios} = \frac{2087.5}{3} = 2087.5 \text{ trayectos al dia}$$

8.2. CALCULO DEL AHORRO DEL CO2

Se ha realizado un estudio del CO2 que se evitaría con el uso del coche eléctrico en relación con la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto. Siempre y cuando el coche eléctrico sea cargado con energías renovables ya que las emisiones de dichos vehículos dependen de la procedencia de la energía con la que son cargados (sin tener en cuenta la las emisiones en su proceso de fabricación). Para ello se ha realizado el estudio del ahorro de emisiones de CO2 a la atmósfera que habría si toda la energía producida en la instalación fuera aprovechada por vehículos eléctricos (en función del número de trayectos).

Suponemos un utilitario con consumo 6.5 L/100 Km movido con gasóleo. La tasa de emisiones de gasóleo es 2.8 kg/L.

Datos	Producción eléctrica	Núm. de trayectos medios diarios	Km recorridos	Consumo gasóleo	Ahorro CO2
Mes	MWh	Uds	km	L	Tn
Enero	33,4118	68	168640	10961,6	30,69
Febrero	44,0249	89	220720	14346,8	40,17
Marzo	64,1018	130	322400	20956	58,67
Abril	75,57	153	379440	24663,6	69,05
Mayo	89,3482	181	448880	29177,2	81,69
Junio	92,43	187	463760	30144,4	84,40
Julio	96,8254	196	486080	31595,2	88,46
Agosto	82,863	168	416640	27081,6	75,82
Septiembre	66,003	134	332320	21600,8	60,48
Octubre	50,8059	103	255440	16603,6	46,49
Noviembre	34,986	71	176080	11445,2	32,04
Diciembre	31,0341	63	156240	10155,6	28,43
Anual	761,4041	128	3826640	248731,6	696,48

Tabla 16: Valores y cálculo de ahorro de CO2.

Tomamos como ejemplo el mes de enero, los datos de partida son los siguientes:

- Producción eléctrica: 33.4 MWh. (Enero)
- Número de trayectos medios diarios: 68
- La trayectoria media por uso es de: 80 Km/día.
- Utilitario con un consumo de: 6.5 L/100 km.
- Tasa de emisiones del gasóleo: 2.8 kg/L.

Por tanto el CO2 evitado en el mes de enero sería: 31 Toneladas de CO2 y 696 Toneladas de CO2 en un año.

9. CONCLUSIONES.

Las conclusiones generales que se obtienen, en valores medios, son buenas. El número de kilómetros realizados diariamente está en torno a los 40 Km, la velocidad media alrededor de 50 Km/h, el número de pasajeros por trayecto está cerca de 2 y la ocupación del maletero no llega al 30% de su capacidad total.

Esto nos indica que el 90% de los trayectos realizados en un año se podrían realizar con automóviles de pequeñas dimensiones y con una autonomía inferior a los 80 Km. es decir, estos trayectos estarían especialmente indicados para automóviles eléctricos donde, se cumplen todas esas condiciones y además tienen un consumo energético inferior al automóvil convencional, obteniéndose el consiguiente ahorro energético.

El 10% restante de los trayectos correspondería a trayectos de las periferias de las ciudades, salidas los fines de semana o vacaciones y viajes de larga distancia.



Figura 75: Nissan Leaf

La apuesta por el coche eléctrico está empezando. Casi todas las marcas tienen previstos lanzamientos durante los próximos años. El coche eléctrico empezará a tener importancia en el mercado a partir de 2015. El nuevo vehículo consumirá energía renovable, su autonomía estará entre los 200 y los 250 kilómetros y la recarga será uniforme durante la noche aprovechando cuando la demanda es menor. Pero la gran barrera para la generalización de los vehículos eléctricos es el coste de las baterías.



El primer paso para incentivar la llegada del coche eléctrico ya lo dió el Gobierno central con un plan de ayudas, en el marco del Plan Movele, para quien quisiera comprar un vehículo alimentado por energía eléctrica. La ayuda directa iba desde los 750 a los 20.000 euros. Todo dependía del modelo.

Firma:

César Climent Palomo
Ingeniero Industrial

Septiembre del 2013



VIII.- PUNTOS DE RECARGA

1. ALCANCE Y NORMATIVA APLICABLE

1.1. SISTEMA DE GESTION DE LA ENERGIA

El sistema de gestión de la energía está formado por un panel multifunción y por el cableado de comunicaciones con los otros sistemas. Este parte desde la situación del panel extendiéndose hasta los puntos de conexión del cableado a través de sus respectivas canalizaciones.

El alcance en este apartado es el siguiente:

- Elementos que conforman el sistema.
- Conexión de alimentación.
- Trazado del cableado de comunicaciones.
- Selección de la canalización

Normativa aplicable

- Ley de Propiedad Horizontal (Ley 19/2009), por la que se regulan el uso de espacios y servicios comunes.
- Real Decreto 1580/2006 de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de dispositivos eléctricos y electrónicos.
- Normas ISO y UNE referentes al panel multifunción comercial.
- Normas EN y IEC para la regulación de dispositivos electrónicos.

1.2. SISTEMA DE TARIFACIÓN

El sistema de tarificación está compuesto por el panel lector de tarjetas, el cajero y sus respectivos conexiones. La zona de actuación comprende únicamente el punto donde se instalen los dos terminales anteriores.

El alcance de este apartado es el siguiente:

- Elementos que conforman el sistema.
- Conexiones de alimentación.

Normativa aplicable

- Real Decreto 363/2005 de 14 de noviembre, por el que se regula la legalización de instalaciones en aparcamientos.
- Normas ISO y UNE referentes al lector de tarjetas prepago comercial.
- Normas EN y IEC para la regulación de dispositivos electrónicos. (IEC 60664)

2. REQUISITOS DE DISEÑO

2.1. REQUISITOS ELÉCTRICOS

La instalación que alimentará los distintos puntos de carga se conectará a la acometida de la salida del Hybrid.

Para la instalación eléctrica se tendrán en cuenta los siguientes requisitos:

- La caída de tensión acumulada en cada tramo no superará el 5% de la tensión nominal.
- La intensidad que circule por los conductores no será superior la intensidad máxima admisible de éstos.

2.2. REQUISITOS CONSTRUCTIVOS

Contador de energía

Los contadores de energía eléctrica tienen una intensidad normalizada de hasta 100 A y 28.800 W. Si se diera el caso en que la intensidad de la derivación superase dicha intensidad se debería de instalar un contador equipado con un transformador de intensidad.

Puntos de recarga

El punto de recarga se debe seleccionar de tal manera que permita realizar carga lenta (modo 2). Además, debe disponer de equipos de medida de la energía.

3. ANÁLISIS DE SOLUCIONES

En este apartado se listarán las alternativas consideradas durante las fases previas a la redacción del proyecto. Estas forman parte de un estudio realizado con el objetivo de conocer las diversas opciones disponibles en la actualidad que cumplen con las especificaciones previamente establecidas.

3.1. SISTEMA DE GESTIÓN DE LA ENERGIA

Este sistema es el encargado de relacionar las funciones de los distintos sistemas que forman parte del conjunto de la instalación eléctrica de recarga. Para ello se presentan las siguientes alternativas:

Sistema sin gestión inteligente de energía

Esta alternativa considera un sistema que únicamente cumple con el requisito de realizar la gestión entre los sistemas de recarga, tarificación y red en función de lo que el usuario indique. Esta gestión corresponderá a habilitar las recargas cuando el usuario así lo indique y a realizar el cobro de estas.

Este sistema sigue el esquema que se presenta en la Figura 76, donde se puede observar la interrelación entre los sistemas que gestionará el sistema de gestión.

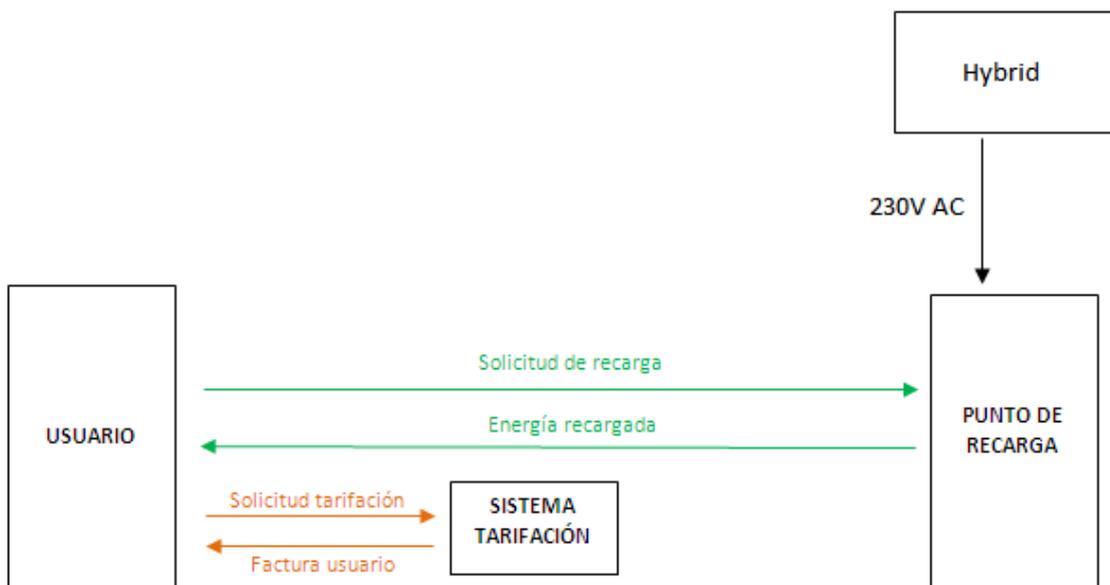


Figura 76: Interrelación entre los sistemas que conforman la instalación de recarga sin gestión inteligente.

Este sistema de gestión se materializaría físicamente como un panel multifunción que permita la entrada de información por parte del usuario y que esté conectado con el resto de sistemas, este sería un elemento de tipo comercial.

Sistema con gestión inteligente de energía

En la alternativa que contempla la gestión inteligente de la energía se realizarán las recargas en función de los datos programados por el usuario, pero también en función de los datos de consumo de la instalación. Distribuyendo así los instantes en que se habilitan las recargas entre los instantes con menor consumo global en el parking para disminuir la potencia máxima consumida por la instalación, así como para acceder a tarifas energéticas con menor coste para la energía consumida en horas valle.

Este sistema sigue el esquema que se presenta en la Figura 77, donde se puede observar la interrelación entre los sistemas que gestionará el sistema de gestión.

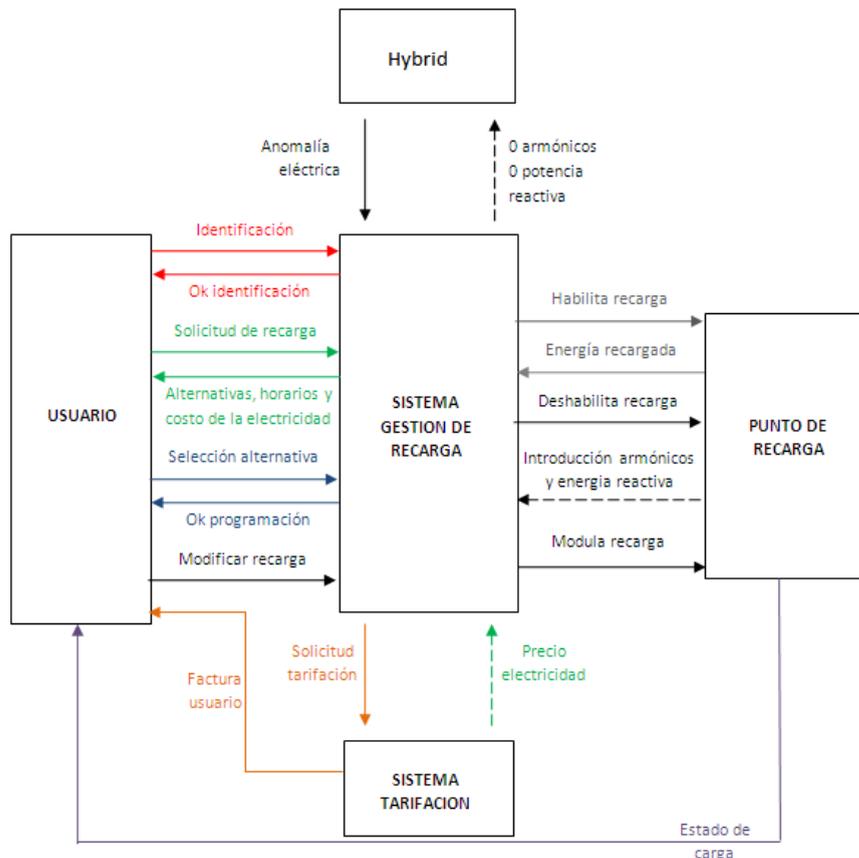


Figura 77: Interrelación entre los sistemas que conforman la instalación de recarga con gestión inteligente.

Se puede observar en el esquema de la figura 77 como el sistema de gestión utiliza información de la red que proviene de Hybrid así como del sistema de tarificación para decidir el mejor momento para habilitar la recarga de los vehículos de entre el tiempo disponible para la recarga marcado por el usuario.

Esta opción proporciona las ventajas de poder controlar los picos de potencia que queremos entregar al sistema de recarga así como una disminución en el coste de la energía eléctrica. Este sistema se materializaría con una solución comercial.

3.2. SISTEMA DE TARIFACIÓN

Esta instalación tiene como objetivo gestionar el cobro de las recargas realizadas a sus respectivos usuarios. Para ello se presentan las siguientes alternativas:

Sistema prepago con tarjeta

Este sistema utiliza una tarjeta para la identificación del usuario que realizará el pago. Las tarjetas también incluyen un cierto saldo asociado a ellas, este podrá ser recargado mediante un sistema de prepago.

Otro elemento del sistema es el identificador de tarjetas, este consiste en un panel fijo situado junto al sistema de gestión. El panel identificará al usuario y mediante la información recibida del sistema de gestión efectuará el cobro de las recargas.

Este sistema supone una alternativa versátil y cómoda para la tarificación individual de las recargas a los usuarios.

Sistema de pago con cajero

En esta opción se sustituye el sistema de prepago con tarjeta y panel lector por un cajero. El cajero es un dispositivo que se encargará de efectuar el cobro de las recargas mediante efectivo o pago con tarjeta de crédito.

Este tipo de sistema es más convencional, aunque no permita la identificación individual de los usuarios.

4. RESULTADOS FINALES

En los siguientes apartados se realiza una descripción de los aspectos generales de la instalación y de las distintas soluciones adoptadas en cuanto a:

- Instalación eléctrica.
- Sistema de gestión de la energía.
- Sistema de tarificación.

4.1. INSTALACION ELECTRICA

Generalidades

La instalación eléctrica será bajo canaleta en montaje superficial y bajo tubo cuando sea de trazado subterráneo. La tensión de la instalación será de 230 V (monofásico).

Esquema de distribución

El esquema de distribución escogido para la instalación será un suministro colectivo derivado de la centralización de contadores, tal y como permite la Instrucción 8/2012 de la Generalitat de Catalunya.

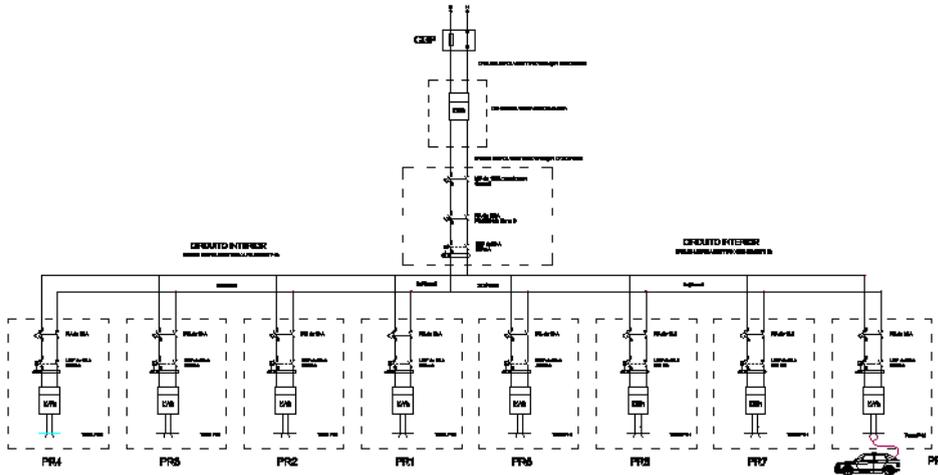


Figura 78: Esquema del suministro colectivo derivado de la centralización de contadores

Trazado de la instalación

En cada módulo se extiende un circuito de 8 postes de recarga cada uno. Los cuatro circuitos estarán distribuidos de esta forma:

Módulo 1	LPR1	PR1, PR2, PR3, PR4, PR5, PR6, PR7 y PR8
Módulo 2	LPR2	PR9, PR10, PR11, PR12, PR13, PR14, PR15 y PR16
Módulo 3	LPR3	PR17, PR18, PR19, PR20, PR21, PR22, PR23 y PR24
Módulo 4	LPR4	PR25, PR26, PR27, PR28, PR29, PR30, PR31 y PR32

Tabla 17. Distribución red de puntos de recarga.

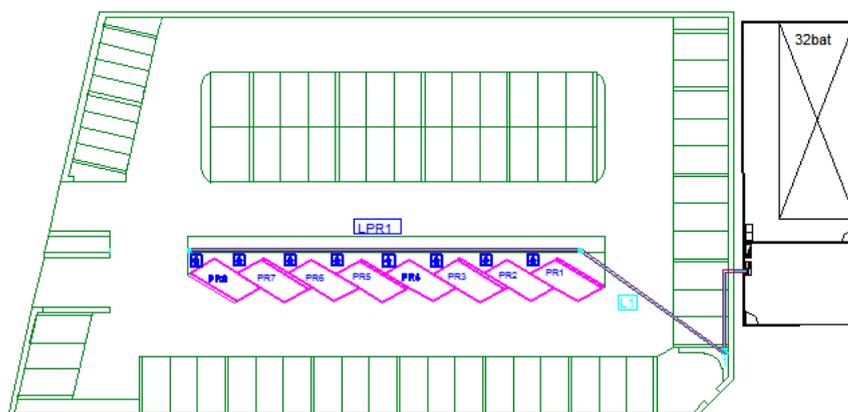


Figura 79: Esquema ejemplar de la línea LPR1

En el apartado *Planos* de este proyecto se muestra con más detalle el trazado de las cuatro líneas, así como la derivación individual.

Selección del cable

La LGA existente está constituida con conductores, unipolares, aislante XLPE 0,6/1 kV, sección 70 mm^2 .

El cable seleccionado será de la empresa PRYSMIAN, modelo AL AFUMEX 1000V (AS) sección 35 y 70 mm^2 , o calidad similar.

Selección de la canalización

La canalización seleccionada para los circuitos interiores será de la empresa SCHNEIDER, modelo CANALES KN, o calidad similar.

Elementos constitutivos de la red

La instalación estará constituida por los siguientes elementos:

- Contador de energía eléctrica.
- Punto de recarga.
- Analizador de calidad del suministro.
- Filtro activo.

Contador de energía eléctrica

El contador a instalar para la derivación individual será de la empresa CIRCUTOR modelo EDMk.



Figura 80: Contador de energía.

Las características técnicas de éste son las siguientes:

Circuito de alimentación	230 V _{ca} (-15...+10%) / 85 ... 265 V _{ca} / 95 ... 300 V _{ca}
Consumo	5 V-A
Frecuencia	45 ... 65 Hz / 0 ... 65 Hz
Circuito de medida	
Tensión nominal	300 V _{ca} (fase-neutro) 520 V _{ca} (fase-fase)
Frecuencia	45...65 Hz
Consumo en el circuito tensión por fase	0,3 V-A
Consumo circuito corriente por fase	0,3 V-A en 5 A. ó 0,06 V-A en 1 A
Corriente mínima	120 mA
Corriente nominal	.../5 A. ó .../1 A (entrada estada en tipo ITP) 250 mA mod. MC
Corriente máxima	1,2 I _n
Valor máximo contador	9 999 999 kW
Clase	
Clase en energía activa	Clase 1 - EN62053-21
Clase en energía reactiva	Clase 2 - EN62053-23
Transistor de salida	Optoacoplado (colector abierto) NPN
Tensión máxima de maniobra	24 V _{ca}
Corriente máxima de maniobra	50 mA
Frecuencia máx. Impulso	10 Imp / s (5 Imp / s en manual)
Duración del Impulso (T on / T off)	50 ms on / 50 ms off
Salida 1	Terminales 9-8
Salida 2	Terminales 7-8
Comunicaciones	
Tipo	RS-485 (3 hilos)
Parámetros comunicación	1200-1920 bps, 7/8, no even odd, 1/2
Condiciones ambientales	
Temperatura de uso	-20 ... +60 °C
Humedad (sin condensación)	5 ... 95 %
Altura máxima	2000 m
Características constructivas	
Resolución mínima del display	10 W-h
Tipo de caja	Plástico V0 autoextinguible
Grado protección	Equipo montado (frontal): IP 51 Equipo sin montar (lateral y tapa posterior): IP 31
Dimensiones	85 x 52 x 70 mm (3 módulos)
Peso	195 g
Seguridad	
Categoría III EN-61010-1. Protección al choque eléctrico por doble aislamiento clase II	

Tabla 18: Características contador modelo EDMk de CIRCUTOR.

Punto de recarga

Los puntos de recarga a instalar serán de la empresa CIRCUTOR modelo WALL-BOX-RVE-WB-MIX-L-TRI.



Figura 81: Punto de recarga.

Las características técnicas de éste son las siguientes:

Características técnicas	
Tensión de entrada	230 Vc.a. o 400 Vc.a.
Frecuencia entrada	50...60 Hz
Tensión de salida	230 Vc.a. o 400 Vc.a.
Corriente máxima de salida	16 A o 32 A según tipo
Medida de potencia	Contador integrado
Temperatura de trabajo	-10...+60 °C
Características mecánicas	
Envolvente	Caja plástico ABS-PC
Grado de protección mecánica	IK-10
Grado de protección	IP 54
Anclaje	4 puntos para selección de pared
Peso	3 Kg
Normas	
EN 61851-1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 60884-1, IEC 61010, UNE-EN55011, ISO 14443 A	

Tabla 19: Características punto de recarga modelo WALL-BOS RVE-WB-MIX-L-TRI

Analizador de calidad del suministro

El analizador de calidad del suministro a instalar será de la empresa CIRCUTOR Modelo QNA-413. Este modelo realiza apertura del circuito en caso de sobretensión.



Figura 82: Analizador de la calidad del suministro.

Las características técnicas de éste son las siguientes:

Circuito de alimentación	
Rango de alimentación	100 - 400 V c.a. ($\pm 30\%$) / 90 - 730 V c.c.
Consumo	16 V-A / 8 W
Frecuencia	50 / 60 Hz
Circuito de alimentación auxiliar	
Batería	Ni MH
Autonomía	Configurable hasta 9999 s de funcionamiento continuo
Circuito de medida de tensión	
Tensión nominal	3 x 500 / 880 V c.a. (para conexiones de 4 hilos) 3 x 500 V c.a. (para conexiones de 3 hilos)
Otras tensiones	A través de transformadores de medida
Frecuencia	42,5 ... 69 Hz
Frecuencia de muestreo	14,130 kHz
Consumo del circuito de tensión por fase	0,3 V-A
Precisión	
Tensión	0,1 % U_n (IEC-61000-4-30 clase A)
Desequilibrio	$\pm 0,15\%$ (IEC-61000-4-30 clase A)
Flicker	5 % (IEC-61000-4-15, IEC-61000-4-30 clase A)
Armónicos	IEC-61000-4-7 clase I, IEC-61000-4-30 clase A
Comunicaciones	RS-232 / RS-485, GPRS / GSM / RS-232
Memoria de datos	
Tamaño	2 MB
Configuración	Rotativa (FIFO)
Condiciones ambientales	
Temperatura de uso	0 ... +50 °C
Temperatura de almacenamiento	-20 ... +70 °C
Características constructivas	
Envolvente	Según norma DIN 43859
Protección	IP 51
Dimensiones	327 x 176 x 96 mm
Peso	2,3 kg
Seguridad	EN-61010-1 categoría III 600 V

Tabla 20: Características del analizador modelo QNA-413 de CIRCUTOR.

Filtro activo

El filtro activo a instalar será de la empresa CIRCUTOR modelo AFQ.



Figura 83: Filtro activo.

Las características técnicas de éste son las siguientes:

Características eléctricas	
Tensión nominal	400 V _{LL} ± 15%
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz ± 10%
Modo de conexión	3 fases + neutro (4 hilos)
Especificaciones del filtro	
Rango de armónicos de corriente	Del 2º al 50º armónico
Selección específica de armónicos	Del 2º al 25º armónico
Función equilibrado de corriente	Implementada
Función compensación de reactiva	Implementada
Tecnología del controlador	DSP (procesador de señal digital)
Tiempo de respuesta de transitorios	< 1 ms
Protección por sobrecorriente	Protección por limitación de corriente a la nominal del filtro
Display gráfico	Pantalla táctil LCD
Funciones de pantalla	
Posibilidad de control	Filtro ON/OFF, reset de alarmas, y descripción del estado del filtro
Funciones de programación	Selección de los armónicos a filtrar, habilitación de la función de equilibrado y/o de la función de compensación de reactiva, relación de los transformadores de corriente, mínima corriente de funcionamiento, algoritmo de control y número de unidades AFQ en paralelo
Visualización de parámetros eléctricos	Valores de tensiones y corrientes, potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia. Armónicos de corriente y tablas del espectro armónico
Normas	
Limitación de armónicos	IEC 61000-3-4, IEEE 519-1992
Diseño eléctrico	IEC 60146
Seguridad eléctrica	EN 50178
Compatibilidad electromagnética	EN 55011, IEC EN 50081-2, IEC 61000-4-2, IEC 61000-4-3, IEC 61000-4-4, IEC 61000-4-5, IEC 61000-4-6, IEC 61000-6-2
Condiciones ambientales	
Temperatura de funcionamiento	0 °C ... +50 °C
Humedad	0 ... 90% (sin condensación)
Altitud máxima	2000 m
Características de las envolventes	
Montaje	Armario metálico autosoporte
Color externo	Gris RAL 7035
Grado de protección	IP 21
Instalación	Uso interno
Entrada de cables	Por la parte inferior

Tabla 21: Características Filtro activo modelo AFQ de CIRCUTOR.

Sistemas de protección

La instalación estará protegida contra sobreintensidades, contactos directos, y contactos indirectos.

Puesta a tierra

El cable seleccionado de p.a.t entre el cuadro de contadores y CP será de la empresa PRYSMIAN, modelo AL AFUMEX 1000V (AS) sección 35 mm^2 , o calidad similar.

El cable seleccionado de p.a.t entre el CP y el PR2 de ambos circuitos será de la empresa PRYSMIAN, modelo AFUMEX PLUS 750V (AS) secciones 10 mm^2 , o calidad similar.

El cable de tierra se conectará a la pletina de p.a.t. existente en el cuadro de contadores.

Al unir la red de tierra de la instalación con la p.a.t. del parking se debe de comprobar que las especificaciones de tensión máxima de contacto se sigan cumpliendo.

4.2. SISTEMA GESTION ENERGIA

Generalidades

Este sistema se instalará junto a la caja de protecciones situada aguas arriba de los puntos de carga. Su conexionado será el necesario para la alimentación más el requerido para las comunicaciones. Este cableado utilizará la misma canaleta en montaje superficial de la instalación eléctrica.

Solución adoptada

La solución adoptada corresponde a un sistema de gestión inteligente de la energía de tipo comercial. Este corresponde al modelo RVE-CM20 de CIRCUTOR.

Se trata de un panel multifunción único que gestiona todos los puntos de recarga. Este necesita conexión de datos tanto con los puntos de recarga como con los contadores secundarios, filtro de armónicos, analizador de la calidad del suministro y sistema de tarifación.

Para la conexión con los puntos de carga y los contadores secundarios se utilizarán las mismas canaletas empleadas en la instalación eléctrica. Para el conexionado del resto de elementos, los cuales se sitúan en la misma zona alrededor del cuadro de protecciones, se utilizará una canaleta de las mismas características pero dedicada al cableado de comunicaciones.

Elementos constitutivos

El panel multifunción que se instalará y que hará la función de sistema de gestión inteligente de la energía será de la empresa CIRCUTOR modelo RVE-CM20.



Figura 84: Panel multifunción del sistema de gestión de la energía.

Las características técnicas de este son las siguientes:

Características técnicas	
Tensión de entrada	230 V _{c.a.}
Tolerancia	± 10 %
Frecuencia de entrada	50 ... 60 Hz
Dispositivo de entrada	Pantalla táctil
Interfaz	Pantalla LCD color 10" integrada
Lector RFID	ISO 14443A
Frecuencia de trabajo RFID	13,56 MHz
Consumo máximo	200 W
Comunicaciones	TCP-IP, RS-485
Temperatura ambiente	-20 ... + 50 °C
Características mecánicas	
Superficie	Pintura de poliéster gris RAL 9006
Envolvente	FE ST37 2mm grosor
Grado de protección	IP 20
Anclaje	4 puntos para sujeción a pared
Peso	15 kg

Tabla 22: Características Panel multifunción modelo RVE-CM20 de CIRCUTOR.

4.3. SISTEMA DE TARIFACIÓN

Generalidades

Este sistema se instalará junto a los aparcamientos habilitados de recarga de vehículos eléctricos. Se requerirá conexasión de alimentación y de comunicacón con el sistema de gesti3n de la recarga.

Soluci3n adoptada

La soluci3n adoptada corresponde a un sistema de tarjetas prepago con identificador por radiofrecuencia (RFID) m1s un sistema de pago alternativo con cajero autom1tico.

Esta soluci3n es de tipo comercial e incluye tres elementos, por una parte las tarjetas con saldo previamente pagado que ser1n propiedad de cada usuario, por otra el identificador de estas tarjetas que se instalar1 junto a la caja de protecciones de la instalaci3n el1ctrica y finalmente un cajero autom1tico que permitir1 a usuarios externos sin tarjeta prepago el uso del servicio de recarga en el parking.

Elementos constitutivos

El elemento elegido como lector de tarjetas prepago y que por consiguiente definir1 el tipo de tarjeta a utilizar es un terminal de CIRCUTOR modelo RVE-TERM, este se ha elegido compatible con el sistema de gesti3n antes mencionado.



Figura 85: Lector de tarjetas del sistema tarifaci3n.

Este elemento realiza tanto las tareas de identificaci3n como de recarga de saldo en las tarjetas. La identificaci3n en las tarjetas requiere de una contrase1a para mayor seguridad del usuario.

Circuito de alimentación	
Monofásica (fase – neutro) A1 – A2	11,4 ... 12,6 Vc.c.
Consumo máximo	1,2 W
Características mecánicas	
Material caja	Plástico UL94 - V0 autoextinguible
Grado de protección del equipo	IP 20
Dimensiones	120 x 154 x 43 mm
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Lector RFID	
Tipo	MIFARE 13,56 MHz
Teclado	6 teclas de función

Tabla 23: Características Lector de tarjetas RVE-TERM de CIRCUTOR.



Figura 86: Tarjeta prepago y cajero del sistema de tarificación.

Firma:

César Climent Palomo
 Ingeniero Industrial

Septiembre del 2013

IX.- CÁLCULOS

1. INSTALACION FOTOVOLTAICA

1.1. PREVISION POTENCIA INSTALADA

Como es sabido, el parking está dividido en 4 módulos exactamente iguales. Los submódulos hacen referencia a las marquesinas donde están ubicadas.

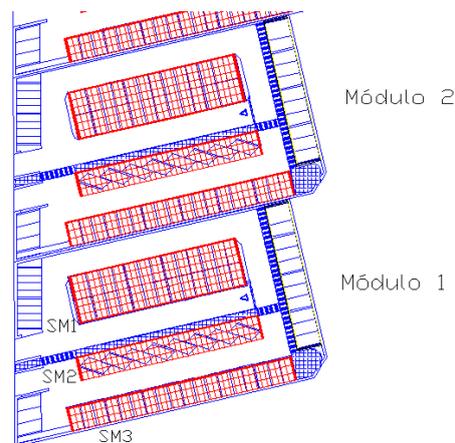


Figura 87: Distribución submódulos

Las marquesinas individuales como se puede ver en los planos, son de 5m de ancho, por lo que se pueden instalar 3 a lo ancho (los módulos FV son de 1.6x1.1 aprox). Mientras que en las marquesinas dobles, se pueden instalar 6 a lo ancho ya que son de 10m de anchura.

MODULOS	SUBMODULOS	NUM PLACAS
1	1	186
	2	102
	3	126
2	1	186
	2	102
	3	126
3	1	186
	2	102
	3	126
4	1	186
	2	102
	3	126

Tabla 24: Número de placas por módulo y submódulo

Los módulos fotovoltaicos no pueden conectarse sin un estudio previo donde se calcule el número de strings en serie y en paralelo. Con la ayuda de PVSYST la distribución de placas ha quedado de la siguiente manera:

Módulo FV			
Generador N#1	Núm de módulos FV	En serie	10 modulos
	Nº total de módulos FV	Nº módulos	410
	Potencia global generador	Nominal (STC)	137 kWp
	Caract. Func. del generador (50°C)	V mpp	488V
		En paralelo	41 cadenas
		Pnom unitaria	333 Wp
		En cond. Funciona.	123 kWp (50°C)
		I mpp	252 A
Generador N#2	Núm de módulos FV	En serie	10modulos
	Nº total de módulos FV	Nº módulos	410
	Potencia global generador	Nominal (STC)	137 kWp
	Caract. Func. del generador (50°C)	V mpp	488V
		En paralelo	41 cadenas
		Pnom unitaria	333 Wp
		En cond. Funciona.	123 kWp (50°C)
		I mpp	252 A
Generador N#3	Núm de módulos FV	En serie	11modulos
	Nº total de módulos FV	Nº módulos	418
	Potencia global generador	Nominal (STC)	139 kWp
	Caract. Func. del generador (50°C)	V mpp	537V
		En paralelo	38 cadenas
		Pnom unitaria	333 Wp
		En cond. Funciona.	126 kWp (50°C)
		I mpp	234 A
Generador N#4	Núm de módulos FV	En serie	11modulos
	Nº total de módulos FV	Nº módulos	418
	Potencia global generador	Nominal (STC)	139kWp
	Caract. Funci. del generador (50°C)	V mpp	537V
		En paralelo	38 cadenas
		Pnom unitaria	333 Wp
		En cond. Funciona.	126 kWp (50°C)
		I mpp	234 A

Total	Potencia global generadores	Nominal (STC)	551 kWp	Total	1656 módulos
		Submódulos	2700m2	Superf célula	2437m2

1.2. PRE SIMULACIÓN. DATOS DE ENTRADA.

Una vez conocida la potencia instalada, 551kWp, ya podemos conocer la producción del sistema fotovoltaico instalado en las marquesinas. Eso sí, con ayuda de PVSYST, y para ello se necesita insertar datos de entrada al programa como por ejemplo:

Datos de entrada:

- Ubicación
- Orientación (Inclinación y acimut)
- Sistema (donde indicaremos los 4 módulos por separado)
- Pérdidas detalladas
- Perfil obstáculos
- Sombras cercanas
- Disposición módulo
- Evaluación económica

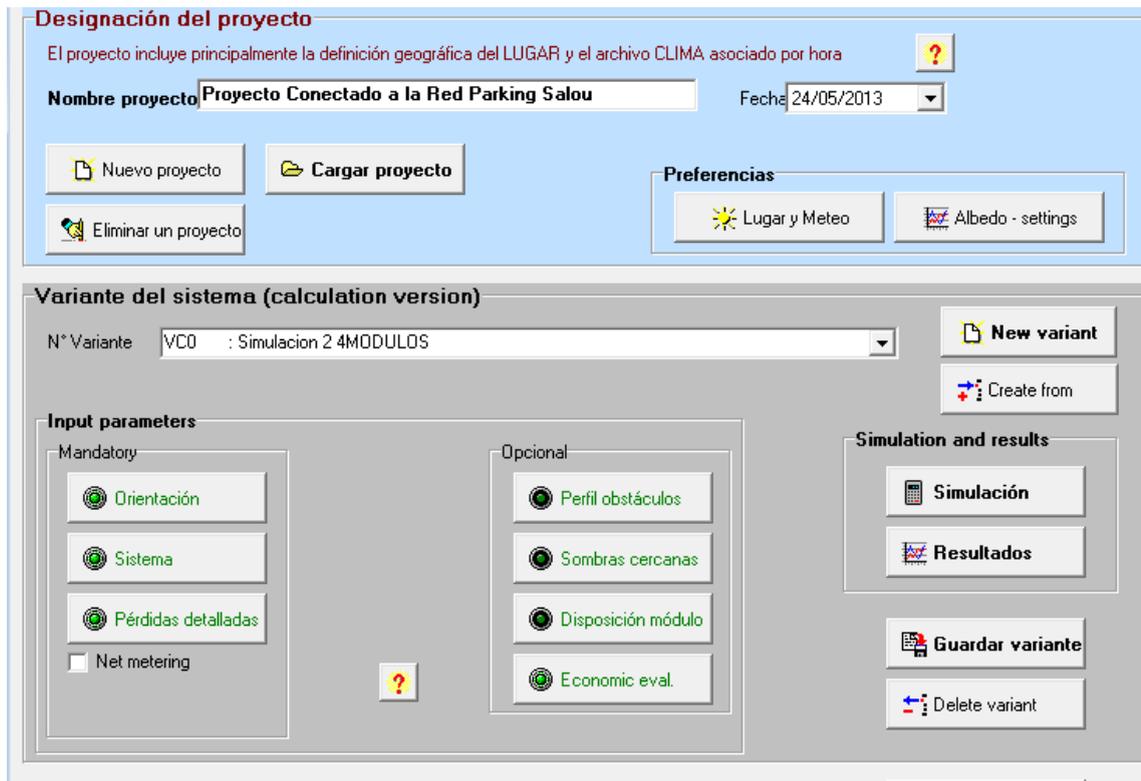


Figura 88: Menú principal

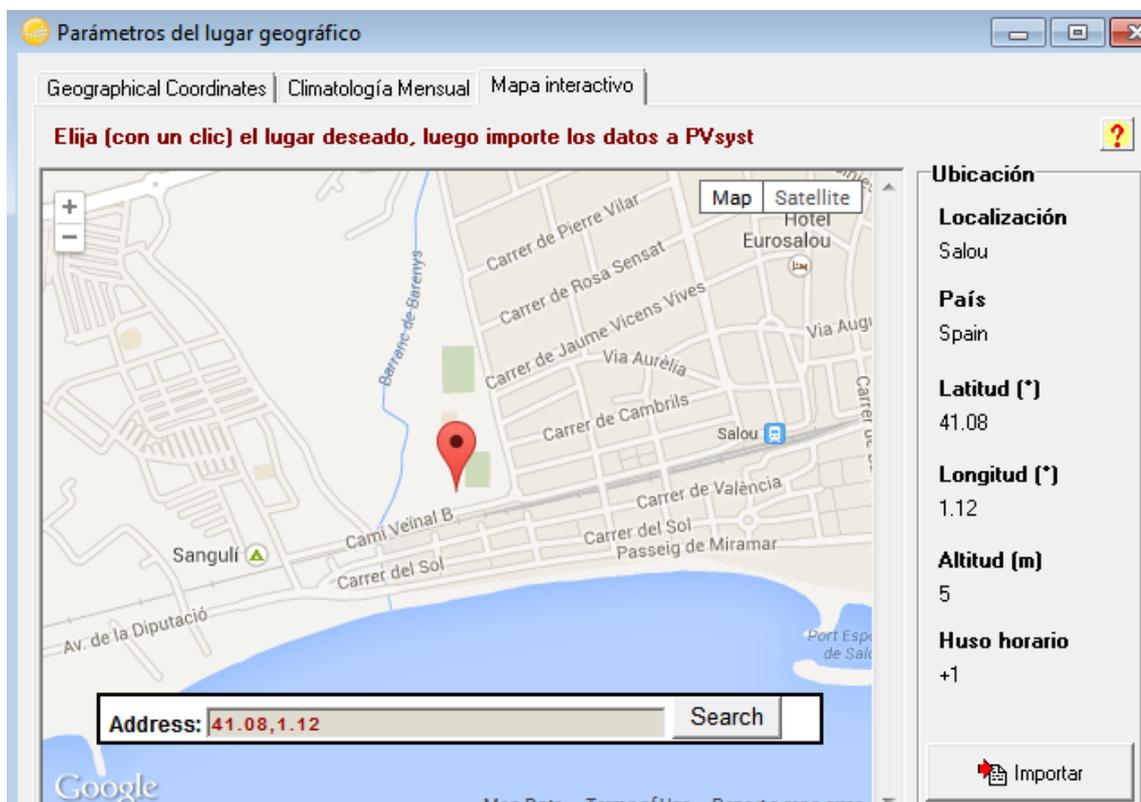


Figura 89: Ubicación

Tipo de campo Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo
 Inclinación plano: 5
 Acimut: 0.0

Productiv. clima anual
 Factor de transposición FT: 1.05
 Pérdida con respecto al óptimo: -12.9%
 Global en el plano receptor: 1661 kWh/m²

Optimización con respecto a:
 Productiv. irradi. anual
 Verano (Abr-Sep)
 Invierno (Oct-Mar)

Mostrar Optimización

Figura 90: Orientación

Configuración global sistema
 N° de tipos de sub-campos: 4
 Esquema Simplificado

Resumen sistema global
 N° de módulos: 1656
 Superficie módulos: 2700 m²
 N° de inversores: 4
 Potencia nominal FV: 551 kWp
 Potencia máxima FV: 502 kWdc
 Potencia nominal CA: 500 kWac

Sub-campo #1 | Sub-campo #2 | Sub-campo #3 | Sub-campo #4

Ayuda al Dimensionado
 No Sizing
 Entrar Phom deseada: 137.0 kWp, ... o superficie disponible: 670 m²

Selección del módulo FV
 Todos los módulos | Lista módulos por: Potencia | Tecnología
 SunPower | 333 Wp 46V | Si-mono | SPR-333NE-WHT-D | Since 2011 | Manufacturer 2012 | Abrir
 Módulos aprox. necesarios: 411
 Tensiones de dimensionado (°C): 46.6 V
 Voc (-10°C): 72.6 V

Selección del inversor
 Todos los inversores | Lista inversores por: Potencia | Tensión (máx)
 Ingeteam | 125 kW | 330 - 820 V TL | 50/60 Hz | Ingecon Sun 125 TL U X208 Outdoc | Since 2012 | Abrir
 N° de inversores: 1
 Tensión Funciona.: 330-820 V
 Tensión máx de entrada: 1000 V
 Pglobal inversor: 125 kWac
 50 Hz
 60 Hz

Diseño del generador FV
N° de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 10 (entre 8 y 13)
 N° de cadenas: 41 (entre 38 y 41)
 Pérdida sobrecarg.: 0.0 %
 Relación Phom: 1.09
 N° módulos: 410
 Superficie: 669 m²

Cond. de funcionamiento
 Vmpp (60°C): 466 V
 Vmpp (20°C): 555 V
 Voc (-10°C): 726 V
 Irradiancia plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 252 A
 Isc (STC): 268 A
 Isc (en STC): 265 A

La potencia máxima del Generador es más grande que la potencia máxima especificada del inversor. (Info, not significant)

Máx. en bases
 STC
 Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 123 kW
 Potencia nom gener. (STC): 137 kWp

Figura 91: Sistema de módulos

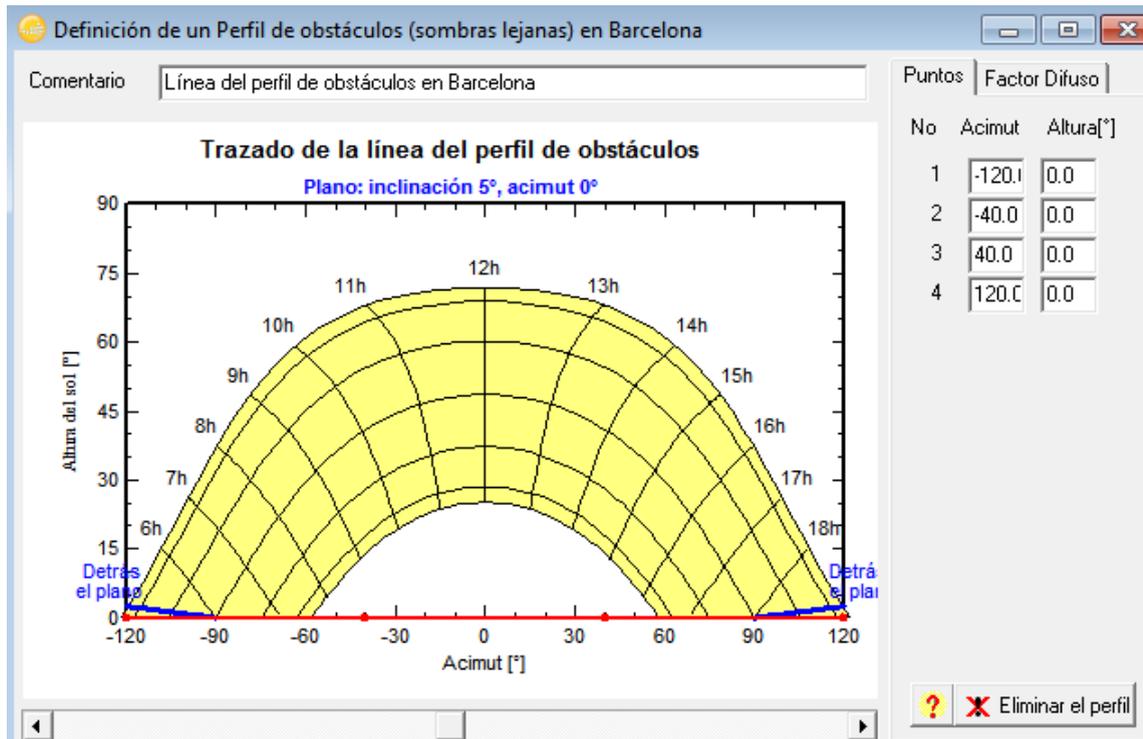


Figura 92: Perfil obstáculos

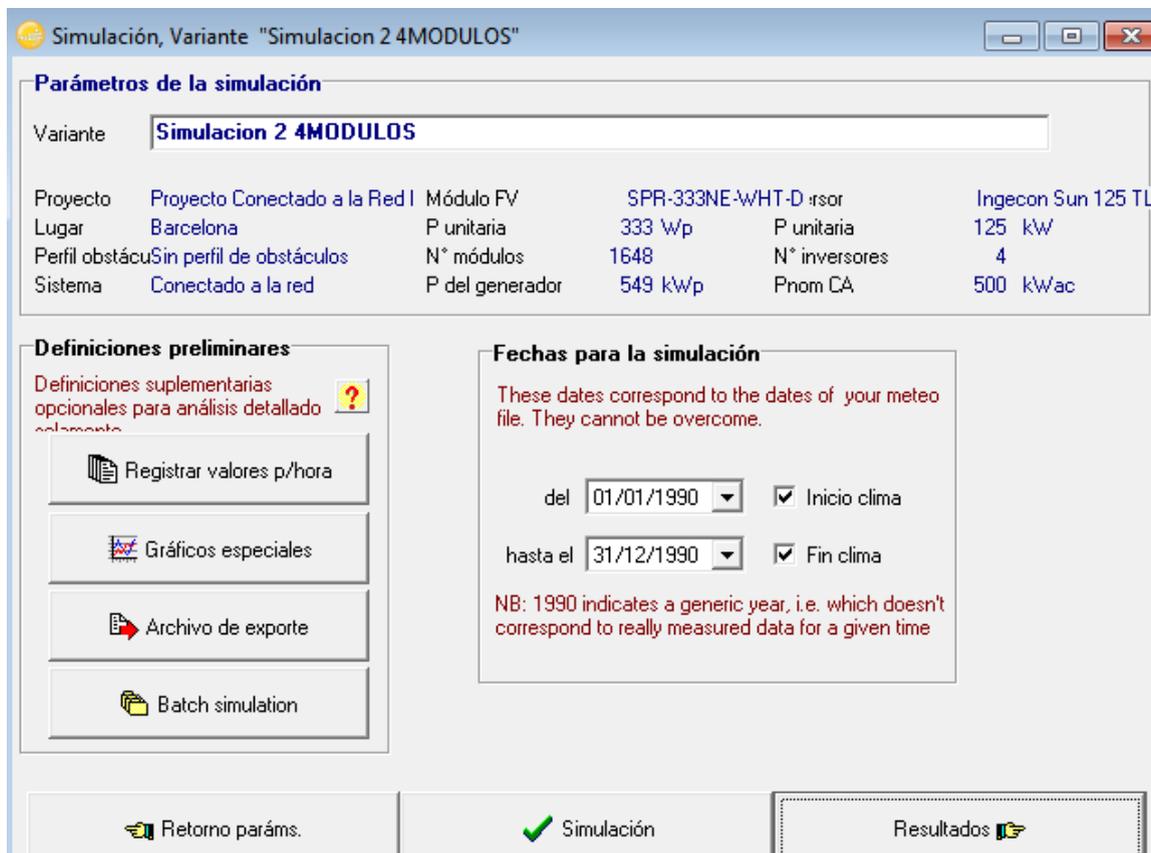


Figura 93: Pre simulación

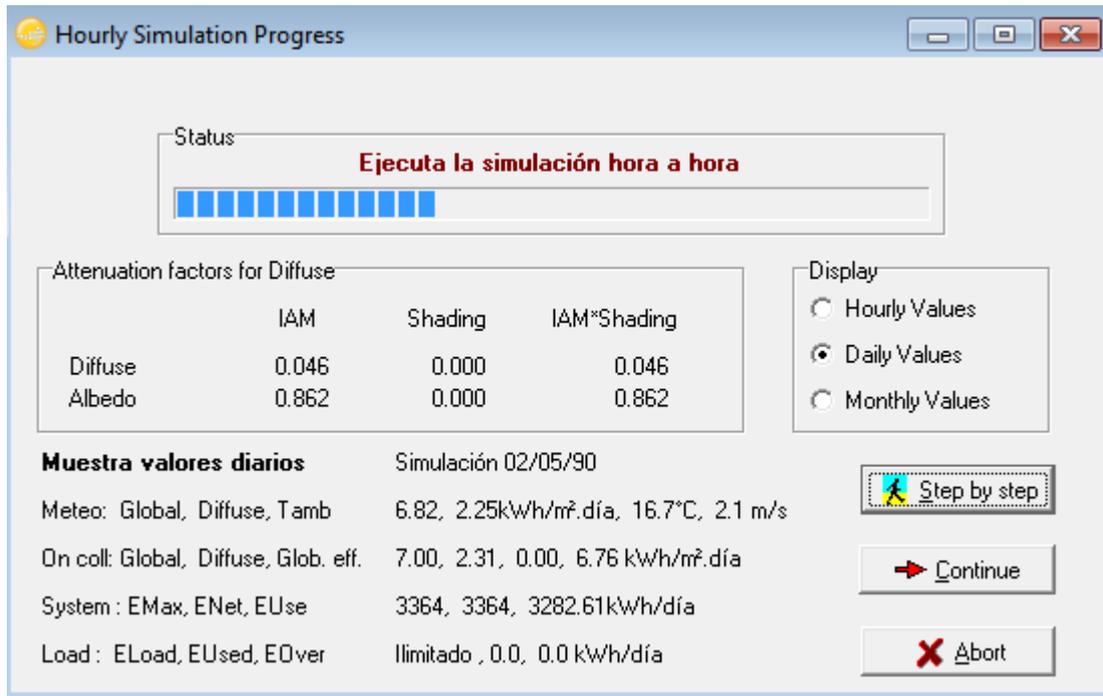


Figura 94: Simulación hora por hora de un año tipo

1.3. POST SIMULACIÓN. DATOS DE SALIDA.

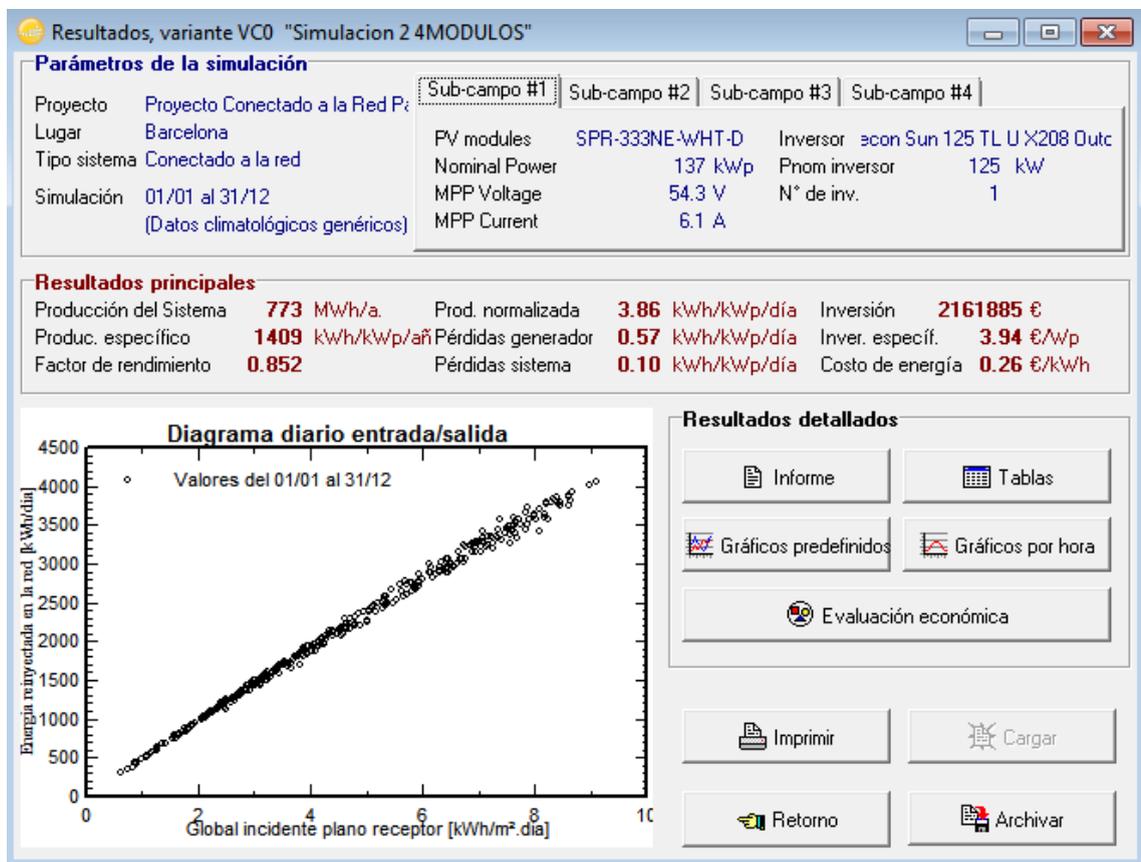


Figura 95: Primeros resultados de la simulación

Una vez hecha la simulación ya podemos saber los resultados principales como son:

- Producción eléctrica anual: 777 MWh/año
- Producción específica: 1409 kWh/kWp/año
- Producción normalizada: 3.86 kWh/kWp/día

Desglosado de otra manera:

	Emedia diaria (kWh)	Días	E mensual (kWh)
Enero	1079,76	31	33472,56
Febrero	1520,86	29	44104,94
Marzo	2071,56	31	64218,36
Abril	2523,58	30	75707,4
Mayo	2887,44	31	89510,64
Junio	3086,6	30	92598
Julio	3129,08	31	97001,48
Agosto	2677,86	31	83013,66
Septiembre	2204,1	30	66123
Octubre	1641,88	31	50898,28
Noviembre	1168,32	30	35049,6
Diciembre	1002,92	31	31090,52
MEDIA	2082,83	TOTAL	777088,44

Tabla 25: Producción anual de un año tipo.

Otros datos:

- Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal: 551 kWp

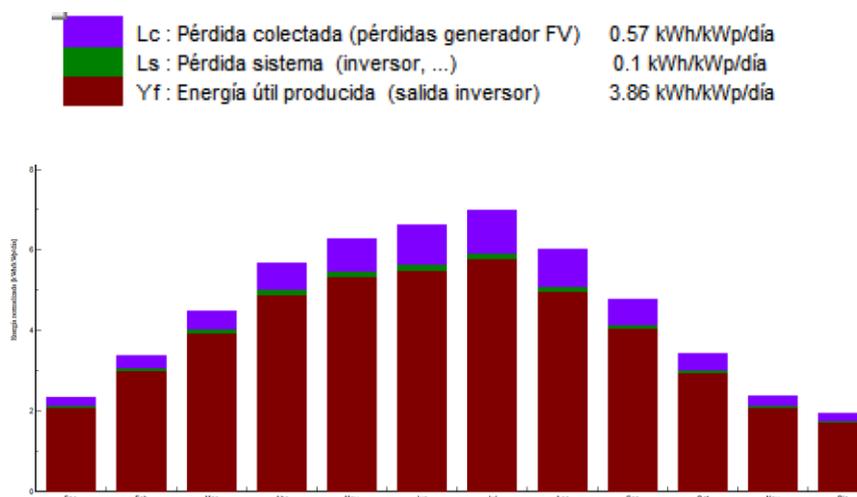


Figura 96: Producción normalizada mensual

En la figura 96 se representan las producciones normalizadas de energía por kWp instalado con una potencia nominal de 551 kW. En los meses de verano se observa que hay una mayor producción de energía, debido a que el sol está más alto y hay más horas de sol al día. El aumento de generación durante estos meses también implica un aumento de pérdidas tanto el inversor como en los módulos fotovoltaicos.

En la figura 97 se muestra los porcentajes de energía generada y los porcentajes de pérdidas sobre el 100%. Se obtiene que del 100% de producción de energía a la salida del inversor se dispone de un 85.2 % de ésta. El 12.7% se corresponde con pérdidas de energía en el array y un 2.1% son pérdidas del resto del sistema, principalmente en el inversor.

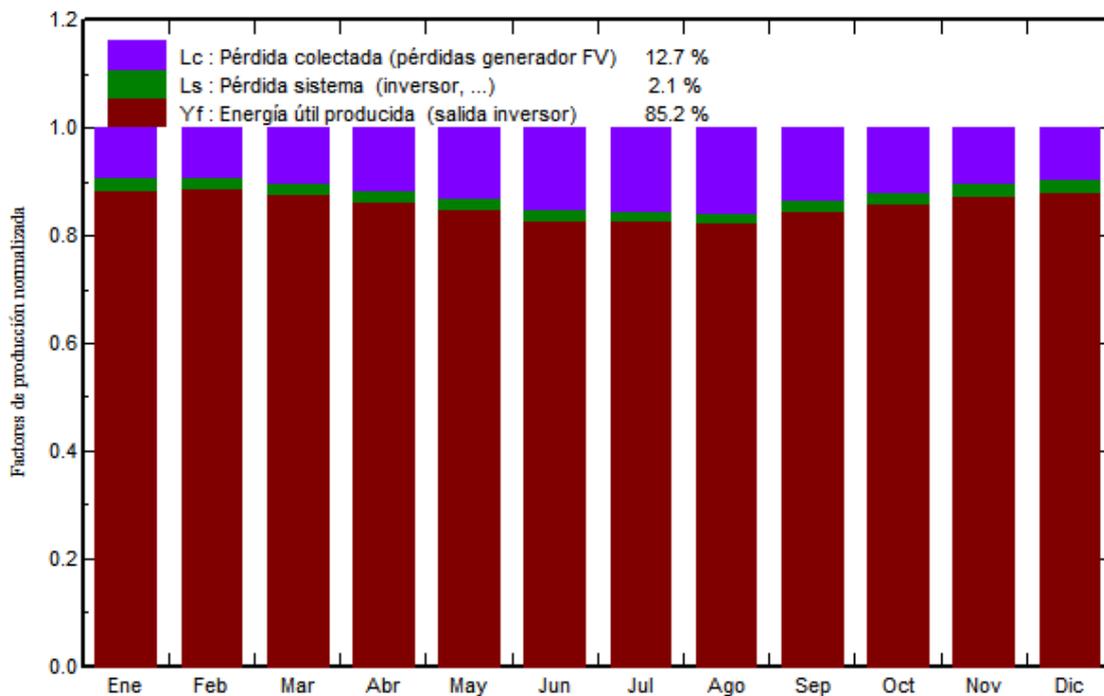


Figura 97: Factores de pérdida y producción normalizada

1.4. DIAGRAMA DE PÉRDIDAS: SANKEY

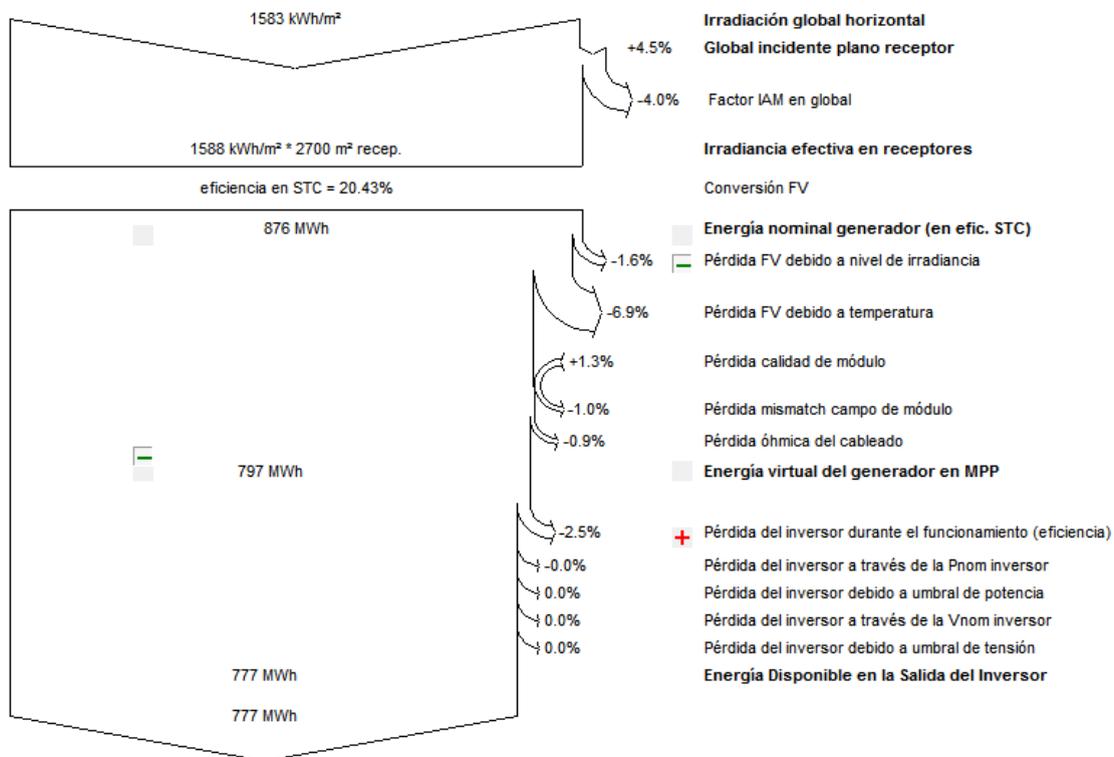


Figura 98: Diagrama de Sankey.

En el anterior diagrama (Figura 98) se muestran las pérdidas de energía durante todo el año que se dan en el sistema debido a diferentes factores:

- Near shading factor on global (0.0%): Pérdidas por sombras en los paneles.

Se trata de las pérdidas por sombras debido a edificios cercanos, vegetación, entre los propios paneles, etc.

- IAM factor on global (-4%): Pérdidas por reflexión en los módulos.

Es un efecto óptico (reflexión), corresponde a que la radiación se debilita al llegar a la superficie de las células fotovoltaicas respecto a la irradiación incidente normal. Esta pérdida obedece a las leyes de Fresnel de transmisiones y reflexiones sobre la capa de protección (el vidrio), y en la superficie de la célula.

- PV loss due to irradiance level (-1.6%): Pérdidas por baja irradiancia.

- PV loss due to temperature (-6.9%): Pérdidas por temperatura.

Las condiciones de prueba para los módulos fotovoltaicos se realizan a una temperatura de las células de 25 ° C, pero la temperatura de trabajo de los módulos son mucho más altas.

La pérdida térmica se calcula con el modelo de un diodo.

Para las células de silicio cristalino, la pérdida es de -0,4% / ° C en MPP. Para condiciones de trabajo fijo de voltaje, la temperatura afecta principalmente a la tensión de la curva I-V.

- Module quality loss (1.3%): Pérdidas por la calidad del módulo.

La mayoría de las series de módulos fotovoltaicos no coinciden con las especificaciones nominales del fabricante. Hasta ahora, era una de las mayores incertidumbres en la evaluación de los sistemas fotovoltaicos. Ahora, la situación parece aclararse ya que los módulos se venden con una tolerancia dada. El programa de simulación permite el cálculo de estas pérdidas mediante un factor de pérdidas constante durante el proceso de simulación.

- Module array mismatch loss (-1%): Pérdidas por desacoplo.

Pérdidas debidas a que no todos los módulos o células se encuentran bajo las mismas condiciones de funcionamiento. Dichas pérdidas se producen por las siguientes causas:

- La suciedad en los módulos PV.
- Efectos de sombreado parcial.
- Pérdida de MPP, es decir, la diferencia entre las condiciones de funcionamiento nominal y el máximo punto de potencia disponible.

- Ohmic wiring loss (-0.9%): Pérdidas del cableado.

Las pérdidas por cableado, como los efectos térmicos, son fundamentalmente el resultado de una caída de tensión de la curva I-V características de la matriz.

El efecto real es diferente si la matriz opera en MPP o el voltaje fijo. En la operación para calcular el MPP, PVSYST® aplica la pérdida de cableado antes de dicho cálculo.

- Inverter loss during operation (-2.5%): Pérdidas por el rendimiento del inversor.

- Inverter loss over nominal inv. power (0.0%): Pérdidas en el inversor debido a una sobrecarga de potencia.

- Inverter loss due to power threshold (-0.0%): Pérdidas del inversor cuando trabaja por debajo del umbral mínimo de potencia.

Los inversores tienen un umbral de potencia, por debajo de dicho cual el inversor no opera. En nuestro caso es de 1 kW.

- Inverter loss over nominal inv. voltage (0.0%): Pérdidas en el inversor debido a sobretensiones.

El inversor tiene unos límites de voltaje que a partir de los cuales tiene pérdidas.

- Inverter loss due to voltage threshold (0.0%): Pérdidas del inversor cuando trabaja por debajo del umbral mínimo de tensión.

Los inversores tienen un umbral de tensión, por debajo de dicho umbral el inversor no opera.

Tiene también valores intermedios de:

- Global incident in coll. Plane (+4.5%): Irradiación horizontal incidente en los paneles.

- Effective irradiance on collectors: Irradiación efectiva en los paneles.

Es mayor que la irradiación horizontal, ya que los paneles se encuentran inclinados lo que favorece una mayor captación de la irradiación.

- PV conversion: Condiciones de referencia a la hora de la simulación. En nuestro caso ese valor es de 14.2 %.

- Array nominal energy (at STC effic): Potencia nominal en el array en condiciones estándar (STC=Standard test condition).

Dichas condiciones estándar en este proyecto son:

- Insolación: 1000 W / m².

- AM: 1.5.

- Temperatura: 25 °C.

- Array virtual energy at MPP: Potencia virtual que habría en el punto de máxima potencia.

Se obtiene el valor de energía disponible a la salida del inversor (Available Energy at invertir output) a partir de la irradiación global que incide en el sistema (Horizontal global irradiation).

1.5. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Según el IDAE:

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo, serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 13. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

IDEA	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 26: Pérdidas por orientación e inclinación y sombras.

Nuestro caso es el tercero, integración arquitectónica.

La orientación e inclinación en instalaciones fotovoltaicas es importante, los módulos deben de estar orientados e inclinados dentro de unos valores que permitan producir el máximo de energía eléctrica.

En nuestras latitudes, la orientación óptima de los módulos fotovoltaicos es 0° al sur. Sin embargo lo que se deja de generar por estar orientados hacia el sureste o suroeste representa sólo un 0,08% por cada grado de desviación respecto al sur (cuando se parten de desviaciones $\pm 25^\circ$ respecto al Sur). En nuestro caso la orientación es sureste con un azimut de 0°.

Según el programa de simulación PVSYST® la orientación óptima (anual) en nuestro caso se muestra en la figura 99:

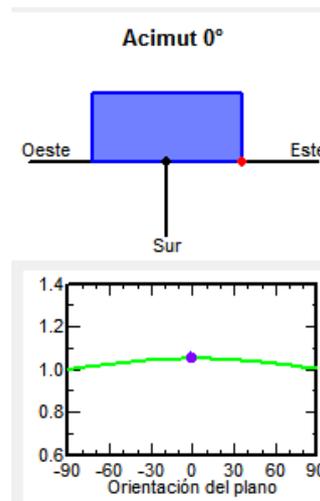


Figura 99: Curva de las orientaciones del panel fotovoltaico (anuales).

Como se puede observar se encuentra en los valores óptimos.

Del mismo modo, la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de la latitud del lugar donde se van a instalar empleando una inclinación comprendida entre 5° y 10° menos que la latitud. La latitud de Salou es de 41° por lo que en nuestro caso la inclinación óptima se encuentra entre 30° y 35° .

Según el programa de simulación PVSYST® la inclinación óptima (anual) en nuestro caso se muestra en la figura 100:

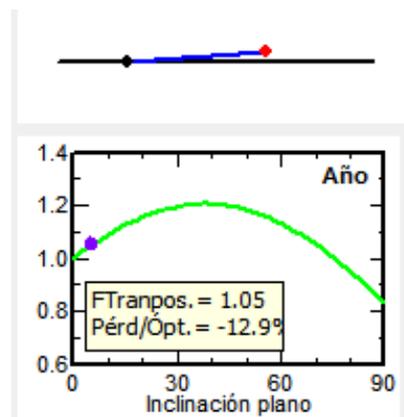


Figura 100: Curva de las inclinaciones del panel fotovoltaico (anuales).

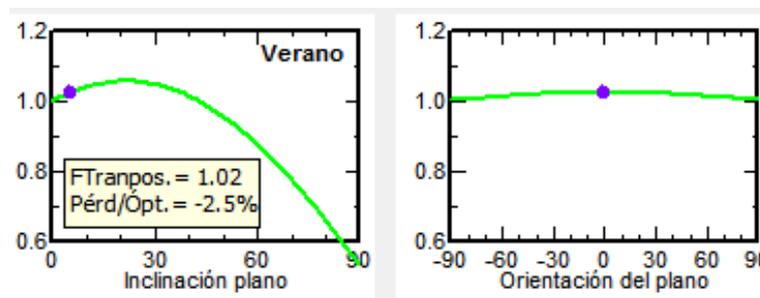
El punto óptimo de inclinación para nuestra latitud, se encuentra, como hemos dicho anteriormente, entre 30° y 35° . En cambio nuestro caso es el del punto azul con una inclinación de 5° , en este caso está un poco más lejos del punto óptimo, pero como se puede observar en la figura 100 se producen unas pérdidas por inclinación del 12.9% respecto al punto óptimo, porcentaje inferior al marcado por el IDAE.

La orientación e inclinación también depende de la época del año en la que se quiere maximizar la producción, lo normal es colocarlos para que capten el máximo de irradiación anual, aunque lo que se deja de generar por estar tanto encima como por debajo de la inclinación óptima representa sólo un 0,2% por cada grado de desviación respecto de dicha inclinación (en un entorno de $\pm 15^\circ$ respecto a ésta).

Las figuras 101, 102, 103 y 104 muestran las inclinaciones y orientaciones óptimas en verano y en invierno:

Verano:

En verano la altura del sol es mayor y los ángulos de incidencia de la radiación solar son más perpendiculares por lo que las inclinaciones óptimas serán menores.

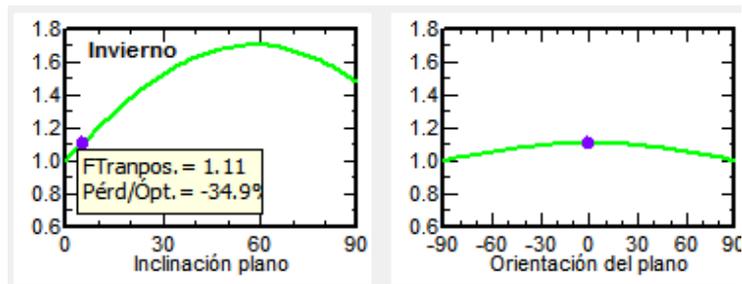


Figuras 101 y 102 Curvas de orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos(verano)

En nuestro caso al ser nuestra inclinación (5°) menor que la inclinación óptima anual (30° - 35°), en verano tendremos menos pérdidas (-2.5%). La orientación óptima sigue siendo 0° al sur.

Invierno:

En invierno ocurre lo contrario, el sol se encuentra a menos altura, los ángulos de incidencia de la radiación solar son menores y por tanto las inclinaciones de los módulos solares tienen que ser mayores. En nuestro caso tendremos mayores pérdidas en invierno ya que nuestra inclinación se encuentra muy por debajo de la inclinación óptima. La orientación óptima sigue siendo 0° al sur.



Figuras 103 y 104: Curvas de orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos (invierno)

En este proyecto se ha buscado la mejor solución anual, es decir, buscamos que se capte la mayor radiación anual, teniendo en cuenta además la integración de los paneles y su posible impacto visual.

En cualquier caso, es recomendable una inclinación superior a los 5°, para permitir que el agua de la lluvia se escurra; y donde nieva con cierta frecuencia es recomendable una inclinación superior a 45°, para favorecer el deslizamiento de la nieve. En definitiva, incluso asumiendo "pérdidas" (lo que se deja de generar) de hasta un 5-10% se tiene un gran abanico de posibilidades de orientación e inclinación, y se facilita la instalación de generadores fotovoltaicos en diferentes circunstancias. No obstante se debe procurar acercarse lo más posible a las condiciones óptimas de instalación.

Según el IDAE:

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

Ángulo de inclinación (β): definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

Ángulo de azimut (α): definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

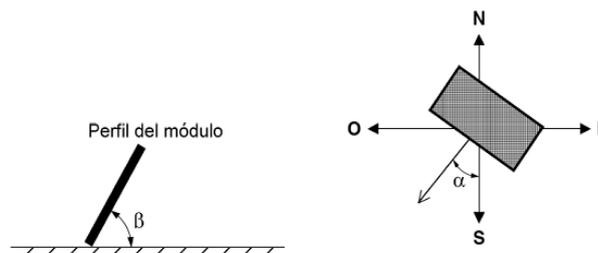


Figura 105: Representación del ángulo de inclinación (β) y el ángulo de orientación (α).

En este proyecto se ha tomado una inclinación de 5° , valor que se encuentra dentro de los valores admisibles. Aparte de elegir para este proyecto una inclinación que se encuentre entre los valores óptimos también he tenido en cuenta el diseño de la nueva cubierta.

También se tiene en cuenta el impacto visual, por ello esta escalonada ya que si se hubiera realizado en una sola parte la altura que hubiera tenido sería muy alta y el impacto visual mayor. La elección de la inclinación de los paneles y de la parte sin paneles se ha decidido teniendo en cuenta la sombra que pudiera haber entre ellos, y que en el momento en el que el sol se encuentra más alto no se produjera sombra entre los paneles.

Procedimiento

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT (Pliego de Condiciones Técnicas).

Conocido el azimut, determinamos en la figura 106 los límites para la inclinación en el caso de $= 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\Phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al siguiente apartado.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\Phi = 41) - (41 - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\Phi = 41) - (41 - \text{latitud})$$

[Nota: Φ se expresa en grados]

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2] \quad \text{Para } \beta \leq 15^\circ$$

Dónde:

- α Ángulo de azimut (ángulo de orientación).
- β Ángulo de inclinación de los módulos.
- Φ Latitud.

[Nota: α , β , Φ se expresan en grados]

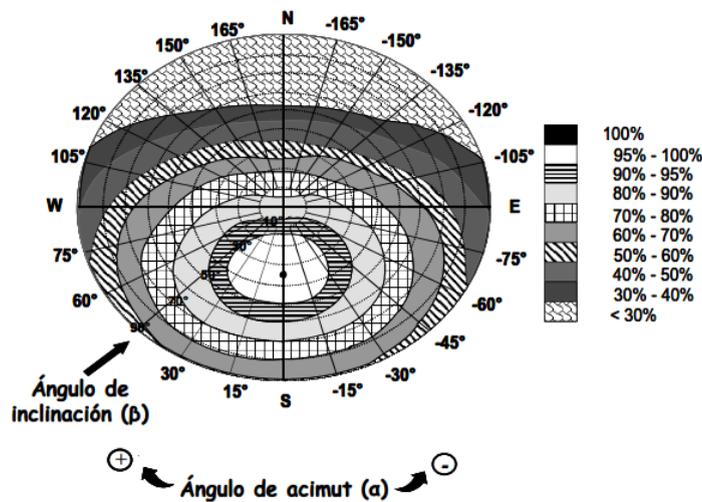


Figura 106: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

Conocido el azimut, cuyo valor es 0° , determinamos en la figura 106 los límites para la inclinación para el caso de $\Phi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 40% (borde exterior de la región 80%-90 %), máximo para el caso de integración arquitectónica, con la recta de azimut 0° nos proporcionan los valores (ver figura 106):

Inclinación máxima = 70°

Inclinación mínima = 0°

Corregimos para la latitud del lugar utilizando las ecuaciones:

Inclinación máxima = $70^\circ - (41^\circ - 41^\circ) = 70^\circ$

Inclinación mínima = 0° .

Para la verificación, usamos la ecuación:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} (5 - 41 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} (0)^2] = 8.11 \%$$

Como podemos ver entra dentro de los valores esperados, cumplimos la condición de que las pérdidas por orientación e inclinación son menores del 40% en integración arquitectónica.

1.6. CALCULOS DE LOS CONDUCTORES (DC)

Para el cálculo de la sección de los cables en continua se ha utilizado la siguiente expresión:

$$\Delta U(\%) = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot R}{U \cdot S} \cdot 100$$

ΔU Caída de tensión en %

P Potencia e W

L Longitud de la línea en km

R Resistencia del conductor en Ω/km . Esta resistencia se considera a la temp máx.

S Sección del cable en mm^2 .

La caída de tensión en % que se está considerando en el cableado de continua es: 1,5%.

	TRAMO	L (m)	P (kw)	Tension (V)	Cables x fase	Int nominal por fase (A)	Int admisible x fase (A)	Seccion elegida por cable (mm^2)	Caída de tensión por cable (V)	Caída (%)	
SM1	S1	CC 1	43	3,33	488	1	6,82	17	6	1,75	0,36
	S2	CC 1	53	3,33	488	1	6,82	17	6	2,15	0,44
	S3	CC 1	27	3,33	488	1	6,82	17	6	1,10	0,22
	S4	CC 1	34	3,33	488	1	6,82	17	6	1,38	0,28
	S5	CC2	20	3,33	488	1	6,82	17	6	0,81	0,17
	S6	CC2	38	3,33	488	1	6,82	17	6	1,54	0,32
	S7	CC2	58	3,33	488	1	6,82	17	6	2,36	0,48
	S8	CC2	23	3,33	488	1	6,82	17	6	0,93	0,19
	S9	CC3	37	3,33	488	1	6,82	17	6	1,50	0,31
	S10	CC3	54	3,33	488	1	6,82	17	6	2,19	0,45
	S11	CC3	36	3,33	488	1	6,82	17	6	1,46	0,30
	S12	CC3	44	3,33	488	1	6,82	17	6	1,79	0,37
	S13	CC 4	46	3,33	488	1	6,82	17	6	1,87	0,38
SM2	S14	CC 4	46	3,33	488	1	6,82	17	6	1,87	0,38
	S15	CC 4	53	3,33	488	1	6,82	17	6	2,15	0,44
	S16	CC 4	37	3,33	488	1	6,82	17	6	1,50	0,31
	S17	CC 5	35	3,33	488	1	6,82	17	6	1,42	0,29
	S18	CC 5	57	3,33	488	1	6,82	17	6	2,32	0,47
	S19	CC 5	23	3,33	488	1	6,82	17	6	0,93	0,19
	S20	CC 5	21	3,33	488	1	6,82	17	6	0,85	0,17
	S21	CC 6	31	3,33	488	1	6,82	17	6	1,26	0,26
	S22	CC 6	60	3,33	488	1	6,82	17	6	2,44	0,50
	S23	CC 6	58	3,33	488	1	6,82	17	6	2,36	0,48
SM3	S24	CC 6	31	3,33	488	1	6,82	17	6	1,26	0,26
	S25	CC 7	27	3,33	488	1	6,82	17	6	1,10	0,22

	S26	CC 7	31	3,33	488	1	6,82	17	6	1,26	0,26
	S27	CC 7	36	3,33	488	1	6,82	17	6	1,46	0,30
	S28	CC 7	37	3,33	488	1	6,82	17	6	1,50	0,31
	S29	CC 8	29	3,33	488	1	6,82	17	6	1,18	0,24
	S30	CC 8	45	3,33	488	1	6,82	17	6	1,83	0,37
	S31	CC 8	39	3,33	488	1	6,82	17	6	1,58	0,32
	S32	CC 8	53	3,33	488	1	6,82	17	6	2,15	0,44
	S33	CC 9	43	3,33	488	1	6,82	17	6	1,75	0,36
	S34	CC 9	29	3,33	488	1	6,82	17	6	1,18	0,24
	S35	CC 9	35	3,33	488	1	6,82	17	6	1,42	0,29
	S36	CC 9	27	3,33	488	1	6,82	17	6	1,10	0,22
	S37	CC 10	23	3,33	488	1	6,82	17	6	0,93	0,19
	S38	CC 10	29	3,33	488	1	6,82	17	6	1,18	0,24
	S39	CC 10	56	3,33	488	1	6,82	17	6	2,27	0,47
	S40	CC 10	59	3,33	488	1	6,82	17	6	2,40	0,49
SM1	S41	CC 11	53	3,33	488	1	6,82	17	6	2,15	0,44
	S42	CC 11	30	3,33	488	1	6,82	17	6	1,22	0,25
	S43	CC 11	39	3,33	488	1	6,82	17	6	1,58	0,32
	S44	CC 11	29	3,33	488	1	6,82	17	6	1,18	0,24
	S45	CC 12	25	3,33	488	1	6,82	17	6	1,02	0,21
	S46	CC 12	31	3,33	488	1	6,82	17	6	1,26	0,26
	S47	CC 12	43	3,33	488	1	6,82	17	6	1,75	0,36
	S48	CC 12	48	3,33	488	1	6,82	17	6	1,95	0,40
	S49	CC 13	60	3,33	488	1	6,82	17	6	2,44	0,50
	S50	CC 13	34	3,33	488	1	6,82	17	6	1,38	0,28
	S51	CC 13	20	3,33	488	1	6,82	17	6	0,81	0,17
	S52	CC 13	37	3,33	488	1	6,82	17	6	1,50	0,31
SM2	S53	CC 14	56	3,33	488	1	6,82	17	6	2,27	0,47
	S54	CC 14	55	3,33	488	1	6,82	17	6	2,23	0,46
	S55	CC 14	31	3,33	488	1	6,82	17	6	1,26	0,26
	S56	CC 14	28	3,33	488	1	6,82	17	6	1,14	0,23
	S57	CC 15	23	3,33	488	1	6,82	17	6	0,93	0,19
	S58	CC 15	42	3,33	488	1	6,82	17	6	1,71	0,35
	S59	CC 15	21	3,33	488	1	6,82	17	6	0,85	0,17
	S60	CC 15	32	3,33	488	1	6,82	17	6	1,30	0,27
	S61	CC 16	25	3,33	488	1	6,82	17	6	1,02	0,21
	S62	CC 16	33	3,33	488	1	6,82	17	6	1,34	0,27
SM3	S63	CC 16	53	3,33	488	1	6,82	17	6	2,15	0,44
	S64	CC 16	22	3,33	488	1	6,82	17	6	0,89	0,18
	S65	CC 17	36	3,33	488	1	6,82	17	6	1,46	0,30
	S66	CC 17	46	3,33	488	1	6,82	17	6	1,87	0,38
	S67	CC 17	23	3,33	488	1	6,82	17	6	0,93	0,19

	S68	CC 17	56	3,33	488	1	6,82	17	6	2,27	0,47
	S69	CC 18	41	3,33	488	1	6,82	17	6	1,67	0,34
	S70	CC 18	41	3,33	488	1	6,82	17	6	1,67	0,34
	S71	CC 18	22	3,33	488	1	6,82	17	6	0,89	0,18
	S72	CC 18	34	3,33	488	1	6,82	17	6	1,38	0,28
	S73	CC 19	57	3,33	488	1	6,82	17	6	2,32	0,47
	S74	CC 19	47	3,33	488	1	6,82	17	6	1,91	0,39
	S75	CC 19	41	3,33	488	1	6,82	17	6	1,67	0,34
	S76	CC 19	54	3,33	488	1	6,82	17	6	2,19	0,45
	S77	CC 20	38	3,33	488	1	6,82	17	6	1,54	0,32
	S78	CC 20	24	3,33	488	1	6,82	17	6	0,97	0,20
	S79	CC 20	48	3,33	488	1	6,82	17	6	1,95	0,40
SM1	S80	CC 20	23	3,33	488	1	6,82	17	6	0,93	0,19
	S81	CC 21	54	3,33	488	1	6,82	17	6	2,19	0,45
	S82	CC 21	29	3,33	488	1	6,82	17	6	1,18	0,24
	S83	CC 21	45	3,33	488	1	6,82	17	6	1,83	0,37
	S84	CC 21	59	3,33	488	1	6,82	17	6	2,40	0,49
	S85	CC 22	52	3,33	488	1	6,82	17	6	2,11	0,43
	S86	CC 22	21	3,33	488	1	6,82	17	6	0,85	0,17
	S87	CC 22	60	3,33	488	1	6,82	17	6	2,44	0,50
	S88	CC 22	20	3,33	488	1	6,82	17	6	0,81	0,17
	S89	CC 23	28	3,33	488	1	6,82	17	6	1,14	0,23
	S90	CC 23	32	3,33	488	1	6,82	17	6	1,30	0,27
	S91	CC 23	20	3,33	488	1	6,82	17	6	0,81	0,17
S92	CC 23	55	3,33	488	1	6,82	17	6	2,23	0,46	
SM2	S93	CC 24	54	3,33	488	1	6,82	17	6	2,19	0,45
	S94	CC 24	52	3,33	488	1	6,82	17	6	2,11	0,43
	S95	CC 24	36	3,33	488	1	6,82	17	6	1,46	0,30
	S96	CC 24	51	3,33	488	1	6,82	17	6	2,07	0,42
	S97	CC 25	48	3,33	488	1	6,82	17	6	1,95	0,40
	S98	CC 25	26	3,33	488	1	6,82	17	6	1,06	0,22
	S99	CC 25	24	3,33	488	1	6,82	17	6	0,97	0,20
	S100	CC 25	26	3,33	488	1	6,82	17	6	1,06	0,22
	S101	CC 26	35	3,33	488	1	6,82	17	6	1,42	0,29
	S102	CC 26	22	3,33	488	1	6,82	17	6	0,89	0,18
SM3	S103	CC 26	21	3,33	488	1	6,82	17	6	0,85	0,17
	S104	CC 26	36	3,33	488	1	6,82	17	6	1,46	0,30
	S105	CC 27	35	3,33	488	1	6,82	17	6	1,42	0,29
	S106	CC 27	56	3,33	488	1	6,82	17	6	2,27	0,47
	S107	CC 27	56	3,33	488	1	6,82	17	6	2,27	0,47
	S108	CC 27	40	3,33	488	1	6,82	17	6	1,62	0,33
	S109	CC 28	34	3,33	488	1	6,82	17	6	1,38	0,28
	S110	CC 28	28	3,33	488	1	6,82	17	6	1,14	0,23

	S111	CC 28	43	3,33	488	1	6,82	17	6	1,75	0,36
	S112	CC 28	46	3,33	488	1	6,82	17	6	1,87	0,38
	S113	CC 29	47	3,33	488	1	6,82	17	6	1,91	0,39
	S114	CC 29	35	3,33	488	1	6,82	17	6	1,42	0,29
	S115	CC 29	45	3,33	488	1	6,82	17	6	1,83	0,37
	S116	CC 29	44	3,33	488	1	6,82	17	6	1,79	0,37
	S117	CC 30	53	3,33	488	1	6,82	17	6	2,15	0,44
	S118	CC 30	49	3,33	488	1	6,82	17	6	1,99	0,41
	S119	CC 30	40	3,33	488	1	6,82	17	6	1,62	0,33
SM1	S120	CC 30	60	3,33	488	1	6,82	17	6	2,44	0,50
	S121	CC 31	53	3,33	488	1	6,82	17	6	2,15	0,44
	S122	CC 31	30	3,33	488	1	6,82	17	6	1,22	0,25
	S123	CC 31	36	3,33	488	1	6,82	17	6	1,46	0,30
	S124	CC 31	51	3,33	488	1	6,82	17	6	2,07	0,42
	S125	CC 32	30	3,33	488	1	6,82	17	6	1,22	0,25
	S126	CC 32	23	3,33	488	1	6,82	17	6	0,93	0,19
	S127	CC 32	54	3,33	488	1	6,82	17	6	2,19	0,45
	S128	CC 32	22	3,33	488	1	6,82	17	6	0,89	0,18
	S129	CC 33	37	3,33	488	1	6,82	17	6	1,50	0,31
	S130	CC 33	31	3,33	488	1	6,82	17	6	1,26	0,26
S131	CC 33	56	3,33	488	1	6,82	17	6	2,27	0,47	
SM2	S132	CC 33	31	3,33	488	1	6,82	17	6	1,26	0,26
	S133	CC 34	52	3,33	488	1	6,82	17	6	2,11	0,43
	S134	CC 34	47	3,33	488	1	6,82	17	6	1,91	0,39
	S135	CC 34	60	3,33	488	1	6,82	17	6	2,44	0,50
	S136	CC 34	30	3,33	488	1	6,82	17	6	1,22	0,25
	S137	CC 35	59	3,33	488	1	6,82	17	6	2,40	0,49
	S138	CC 35	57	3,33	488	1	6,82	17	6	2,32	0,47
	S139	CC 35	22	3,33	488	1	6,82	17	6	0,89	0,18
	S140	CC 35	52	3,33	488	1	6,82	17	6	2,11	0,43
	S141	CC 36	22	3,33	488	1	6,82	17	6	0,89	0,18
SM3	S142	CC 36	55	3,33	488	1	6,82	17	6	2,23	0,46
	S143	CC 36	48	3,33	488	1	6,82	17	6	1,95	0,40
	S144	CC 36	26	3,33	488	1	6,82	17	6	1,06	0,22
	S145	CC 37	44	3,33	488	1	6,82	17	6	1,79	0,37
	S146	CC 37	34	3,33	488	1	6,82	17	6	1,38	0,28
	S147	CC 37	31	3,33	488	1	6,82	17	6	1,26	0,26
	S148	CC 37	34	3,33	488	1	6,82	17	6	1,38	0,28
	S149	CC 38	57	3,33	488	1	6,82	17	6	2,32	0,47
	S150	CC 38	34	3,33	488	1	6,82	17	6	1,38	0,28
	S151	CC 38	26	3,33	488	1	6,82	17	6	1,06	0,22
	S152	CC 38	56	3,33	488	1	6,82	17	6	2,27	0,47
	S153	CC 39	35	3,33	488	1	6,82	17	6	1,42	0,29

S154	CC 39	20	3,33	488	1	6,82	17	6	0,81	0,17
S155	CC 39	59	3,33	488	1	6,82	17	6	2,40	0,49
S156	CC 40	28	3,33	488	1	6,82	17	6	1,14	0,23
S157	CC 40	32	3,33	488	1	6,82	17	6	1,30	0,27
S158	CC 40	45	3,33	488	1	6,82	17	6	1,83	0,37

TRAMO		L (m)	P (kw)	Tension (V)	Cables x fase	Int nominal por fase (A)	Int admi x fase (A)	Seccion elegida por cable	Caida de tension por cable (V)	Caida (%)
CC 1	CS1	11	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,67	0,137334
CC 2	CS1	14	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,85	0,174789
CC 3	CS1	11	13,657	488	1	27,98566	37	16	0,69	0,140809
CC 4	CS1	8	13,657	488	1	27,98566	37	16	0,50	0,102407
CC 5	CS1	11	13,657	488	1	27,98566	37	16	0,69	0,140809
CC 6	CS1	5	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,30	0,062425
CC 7	CS1	5	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,34	0,068742
CC 8	CS1	14	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,94	0,192478
CC 9	CS1	15	14,668	488	1	30,05738	37	16	1,01	0,206227
CC 10	CS1	14	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,94	0,192478
CC 11	CS2	8	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,49	0,09988
CC 12	CS2	13	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,79	0,162304
CC 13	CS2	11	13,657	488	1	27,98566	37	16	0,69	0,140809
CC 14	CS2	9	13,994	488	1	28,67623	37	16	0,58	0,11805
CC 15	CS2	11	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,67	0,137334
CC 16	CS2	11	13,657	488	1	27,98566	37	16	0,69	0,140809
CC 17	CS2	9	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,60	0,123736
CC 18	CS2	10	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,67	0,137484
CC 19	CS2	9	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,60	0,123736
CC 20	CS2	9	14,331	488	1	29,3668	37	16	0,59	0,120893
CC 21	CS3	15	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,91	0,187274
CC 22	CS3	14	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,85	0,174789
CC 23	CS3	5	13,657	488	1	27,98566	37	16	0,31	0,064004
CC 24	CS3	10	13,994	488	1	28,67623	37	16	0,64	0,131167
CC 25	CS3	15	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,91	0,187274
CC 26	CS3	14	13,657	488	1	27,98566	37	16	0,87	0,179211
CC 27	CS3	9	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,60	0,123736
CC 28	CS3	13	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,87	0,17873
CC 29	CS3	11	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,74	0,151233
CC 30	CS3	12	14,331	488	1	29,3668	37	16	0,79	0,161191
CC 31	CS3	12	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,73	0,149819
CC 32	CS4	8	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,49	0,09988

CC 33	CS4	10	13,657	488	1	27,98566	37	16	0,62	0,128008
CC 34	CS4	12	13,994	488	1	28,67623	37	16	0,77	0,1574
CC 35	CS4	10	13,32	488	1	27,29508	37	16	0,61	0,124849
CC 36	CS4	12	13,994	488	1	28,67623	37	16	0,77	0,1574
CC 37	CS4	11	14,668	488	1	30,05738	37	16	0,74	0,151233
CC 38	CS4	15	14,668	488	1	30,05738	37	16	1,01	0,206227
CC 39	CS4	13	11,001	488	1	22,54303	37	16	0,65	0,134047
CC 40	CS4	10	11,001	488	1	22,54303	37	16	0,50	0,103113

TRAMO	L (m)	P (kw)	Tension (V)	Cables x fase	Int nominal por fase (A)	Int adm x fase (A)	Seccion elegida por cable	Caida de tension por cable (V)	Caida (%)	
CS1	Inversor 1	5	139,6	488	1	286	330	70	0,73	0,149544
CS2	Inversor 2	5	139,6	488	1	286	330	70	0,73	0,149544
CS3	Inversor 3	5	152,9	488	1	313,3	330	70	0,80	0,163813
CS4	Inversor 4	5	119,6	488	1	245,1	330	70	0,63	0,128141

Tabla 27: Resultados caída de tensión

Cable utilizado.

El cable utilizado en este proyecto es el siguiente:

- Tensión nominal: 0.6/1kV.
- Norma básica: UNE 21123-4.
- Designación genérica: RZ1-K.

Características del cable:

- Cable flexible.
- No propagación de la llama UNE EN 60332-1-2.
- No propagación del incendio UNE EN 50266-2-4.
- Baja emisión de humos opacos UNE EN 61034-2
- Libre de halógenos UNE EN 50267-2-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos NFC 20454.
- Muy baja emisión de gases corrosivos UNE EN 50267-2-3.
- Resistencia a la absorción de agua.
- Resistencia al frío.
- Resistencia a los rayos ultravioleta.
- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Líneas de las series a la caja de continua:

Son las líneas que unen las series de los paneles con las cajas de protecciones de continua. Parte de este cableado tiene partes vistas (por la cubierta) y partes subterráneas en zanjas bajo tubo de PVC. Se han elegido cables de 6 mm² de sección. Se podría haber cogido una sección menor pero según el REBT para cables subterráneos:

La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a 6 mm² para conductores de cobre.

- Tensión de las líneas: 490 V
- Potencia de las líneas: 4.2 kW
- Cables por fase: 1
- Intensidad nominal por fase: 8.57 A
- Intensidad admisible por cable: 56 A

La protección de estas líneas debe ser mayor de la intensidad nominal por fase y menor que la intensidad nominal del cable para tener una protección adecuada. En este caso 10 A.

Líneas desde la caja de continua al cuadro de series:

Son las líneas que unen las cajas de continua que se encuentran junto a los paneles con el cuadro de series que se encuentra alojado en la sala del inversor. Estas líneas estarán instaladas enterradas en zanjas bajo tubo de PVC.

- Tensión de las líneas: 490 V
- Potencia de las líneas: 16.8 kW
- Cables por fase: 1
- Intensidad nominal por fase: 34.29 A
- Intensidad admisible por cable: 146 A.

Por tanto el cable elegido es de 16 mm² de sección cumpliendo en la totalidad de las líneas una caída de tensión inferior a 1.5%.

La protección de estas líneas debe ser mayor de la intensidad nominal por fase y menor que la intensidad nominal del cable para tener una protección adecuada. En este caso 40 A.

Líneas de continua desde el cuadro de series hasta el inversor:

Son las líneas que unen los cuadros de series con el inversor, todo ello en el cuarto del inversor. Estas líneas están instaladas bajo el falso suelo en bandeja metálica.



- Tensión de las líneas: 490 V
- Potencia de las líneas: 100.8 kW
- Cables por fase: 1
- Intensidad nominal por fase: 205.71 A
- Intensidad admisible por cable: 268 A.

Por tanto el cable elegido es de 70 mm² de sección cumpliendo en la totalidad de las líneas una caída de tensión inferior a 1.5%.

La protección de estas líneas debe ser mayor de la intensidad nominal por fase y menor que la intensidad nominal del cable para tener una protección adecuada. En este caso 250 A.

2. INSTALACION ELECTRICA

2.1. CONSIDERACIONES PREVIAS RED DE ALUMBRADO

Las líneas de distribución se han sido diseñadas de acuerdo con las prescripciones de la ITC-BT-09, algunas de las cuales son las siguientes:

- El valor de la tensión nominal de la red debe ser de 230 V en monofásico.
- Las líneas de alimentación a puntos de luz con lámparas o tubos de descarga, estarán previstas para transportar la carga debida a los propios receptores, a sus elementos asociados, a sus corrientes armónicas, de arranque y desequilibrio de fases. Como consecuencia, la potencia aparente mínima en VA, se considerará 1,8 veces la potencia en vatios de las lámparas o tubos de descarga.
- La máxima caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier otro punto de la instalación, será menor o igual que 3%.
- El factor de potencia de cada punto de luz, deberá corregirse hasta un valor mayor o igual a 0,90.
- La puesta a tierra de los soportes se realizará por conexión a una red de tierra común para todas las líneas que partan del mismo cuadro de protección, medida y control. Se instalará como mínimo un electrodo de puesta a tierra cada 5 soportes de luminarias, y siempre en el primero y en el último soporte de cada línea.

2.2. PREVISION DE POTENCIA

Para determinar la potencia que requieren las distintas líneas de suministro, se ha realizado un estudio lumínico previo y un estudio de la potencia de la red electrónica de comunicación.

LINEA	Nº PUNTOS DE LUZ	POTENCIA [W]	POTENCIA [VA]	POTENCIA TOTAL [VA]
L 1	5	450	810	5400
L 2	5	450	810	
L 3	3	450	810	
L 4	6	600	1080	
L 5	5	450	810	
L 6	4	600	1080	

Tabla 28. Potencia alumbrado público.

La previsión máxima de potencia activa prevista para el parking SalouSun de Salou será de **3000 W**, siendo la potencia aparente de **5400 VA**.

2.3. ESTUDIO LUMINICO DEL PARKING

Parámetros básicos

La visibilidad viene condicionada por una serie de factores de diferente naturaleza, entre los cuales hay algunos que están influenciados por el diseño y constituyen las variables, en gran parte cuantificadas, sobre las que el proyectista efectúa su labor.

Entre las variables que influyen en la visibilidad y que son objeto del estudio técnico están las siguientes:

- **Illuminancia:** Es el nivel de iluminación de una superficie, y se define como la relación entre el flujo luminoso que recibe una superficie y el área de ésta.

$$E = \frac{\Phi}{S} \text{ [lux]}$$

Si expresamos la iluminancia en función de la intensidad luminosa nos resulta la *ley de la inversa del cuadrado de la distancia*:

$$E = \frac{I}{d^2} \text{ [lux]}$$

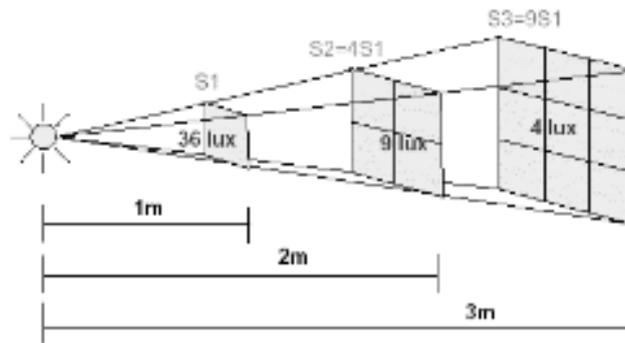


Figura 107. Ley de la inversa del cuadrado de la distancia

Si la superficie no es perpendicular a la fuente de luz nos resulta la *ley del coseno*:

$$E = \frac{I}{d^2} \times \cos \alpha \text{ [lux]}$$

$$E = \frac{I}{h^2} \times \cos^3 \alpha \text{ [lux]}$$

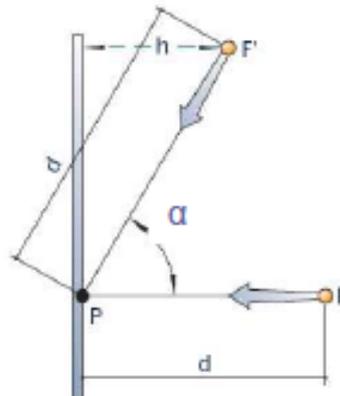


Figura 108. Ley del coseno

- **Luminancia:** Es la intensidad luminosa emitida por una unidad de área de una superficie en una determinada dirección.

$$L = \frac{I}{S} \times \cos \beta \text{ [cd/m}^2\text{]}$$

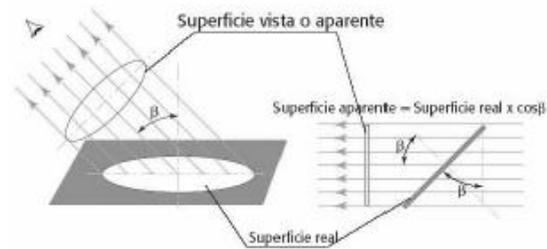


Figura 109. Luminancia

- **Uniformidad media:** Se define como la relación entre la iluminancia mínima y media de una superficie.

$$U_m = \frac{E_{\min}}{E_{\text{med}}}$$

- **Uniformidad longitudinal:** Se utiliza para saber la comodidad visual, y se define como la relación entre la luminancia mínima y máxima longitudinales.

$$U_L = \frac{L_{\min \text{ longitudinal}}}{L_{\max \text{ longitudinal}}}$$

- **Uniformidad general:** Se utiliza para saber el rendimiento visual, y se define como la relación entre la luminancia mínima y media.

$$U_0 = \frac{L_{\min}}{L_{\text{med}}}$$

- **Incremento de umbral (TI):** Se define como el tanto por ciento necesario para poder ver de nuevo un objeto cuando se produce un deslumbramiento.

$$TI = \frac{L_v}{L_m^{0.8}} [\%]$$

Cumplimiento de los valores de iluminación

Los valores mínimos de iluminación de vías públicas, dentro de áreas urbanas, están regulados por la Publicación C.I.E. 136-2000. Estos valores no son de obligado cumplimiento, sino que son recomendaciones para mejorar la seguridad en las calles y la disminución de la delincuencia nocturna.

La iluminación de los distintos tipos de vías de la urbanización se puede clasificar, según lo establecido en la Tabla 3.1 de la Publicación C.I.E. 136-2000, en una iluminación de tipo P7.

Para una clase de iluminación P7, según la Tabla 3.2 de la Publicación C.I.E. 136-2000, no se recomienda un valor mínimo de iluminancia, por lo tanto, los valores de iluminación obtenidos cumplen con las recomendaciones de la publicación CIE 136-2000.

Los valores máximos de iluminación de vías públicas, están regulados por el Reglamento de Eficiencia Energética. Estos valores son de obligado cumplimiento, y bajo ninguna circunstancia pueden ser superados en más de un 20%.

El alumbrado de aparcamientos al aire libre, según lo establecido en la ITC-EA-02 del Reglamento de Eficiencia Energética, se considera una situación de proyecto D1-D2, tal y como se establece en la tabla siguiente:

Para la situación de proyecto anterior se ha considerado una clase de alumbrado CE3, ya que presenta un flujo de tráfico de peatones normal.

Para una clase de alumbrado CES, según la Tabla 9 de la ITC-EA-02, los niveles máximos de iluminación serán los siguientes:

- Una iluminancia media no superior a 15 Lux +20%.
- Una uniformidad media no superior a 0,40 +20%.

En la resolución del planteamiento mediante *Calculux* se pueden observar como los valores de iluminación obtenidos cumplen con los niveles máximos establecidos por el Reglamento de Eficiencia Energética.

Factor de mantenimiento

El factor de mantenimiento (f_m) es la relación entre la iluminancia media en la zona iluminada después de un determinado período de funcionamiento de la instalación de alumbrado exterior (Iluminancia media en servicio – E_{servicio}), y la iluminancia media obtenida al inicio de su funcionamiento como instalación nueva (Iluminación media inicial – E_{inicial}).

El factor de mantenimiento será siempre menor que la unidad ($f_m < 1$), e interesará que resulte lo más elevado posible para una frecuencia de mantenimiento lo más baja que pueda llevarse a cabo.

El factor de mantenimiento será función fundamentalmente de:

- a) El tipo de lámpara, depreciación del flujo luminoso y su supervivencia en el transcurso del tiempo;
- b) La estanqueidad del sistema óptico de la luminaria mantenida a lo largo de su funcionamiento;
- c) La naturaleza y modalidad de cierre de la luminaria;
- d) La calidad y frecuencia de las operaciones de mantenimiento;
- e) El grado de contaminación de la zona donde se instale la luminaria.

El factor de mantenimiento será el producto de los factores de depreciación del flujo luminoso de las lámparas, de su supervivencia y de la depreciación de la luminaria, de forma que se verificará:

$$f_m = FDFL \cdot FSL \cdot FDLU$$

Siendo:

FDFL = factor de depreciación del flujo luminoso de la lámpara.

FSL = factor de supervivencia de la lámpara.

FDLU = factor de depreciación de la luminaria.

Los factores anteriores están indicados en las Tablas 1, 2 y 3 de la ITC-EA-06, cuyos valores se han considerado los siguientes:

- El FDFL se ha considerar 0,9, ya que todas las lámparas que se instalarán serán de VSAP, o bien, de HM con una tecnología del sodio de alta presión y un período de funcionamiento superior a 12.000h.
- El FSL se ha considerar 1, ya que en caso de una la lámpara se fundiese se cambiaría en menos de 78 horas.
- El FDLU se ha considerar 0,87, ya que las luminarias tienen un IP 6X, el grado de contaminación es bajo y se prevé un intervalo de limpieza cada 3 años.

Por lo tanto, el factor de mantenimiento de la instalación de AP será:

$$f_m = 0,9 \cdot 1 \cdot 0,90 = 0,81$$

Resolución del planteamiento mediante Calculux

A continuación, se muestran los resultados del estudio lumínico realizado con el programa de cálculo *Calculux Area 7.5.0.1* de la marca Philips. Para la realización de estos cálculos se ha tenido en cuenta las dimensiones del parking y los criterios de diseño, ya que estos son de obligado cumplimiento.

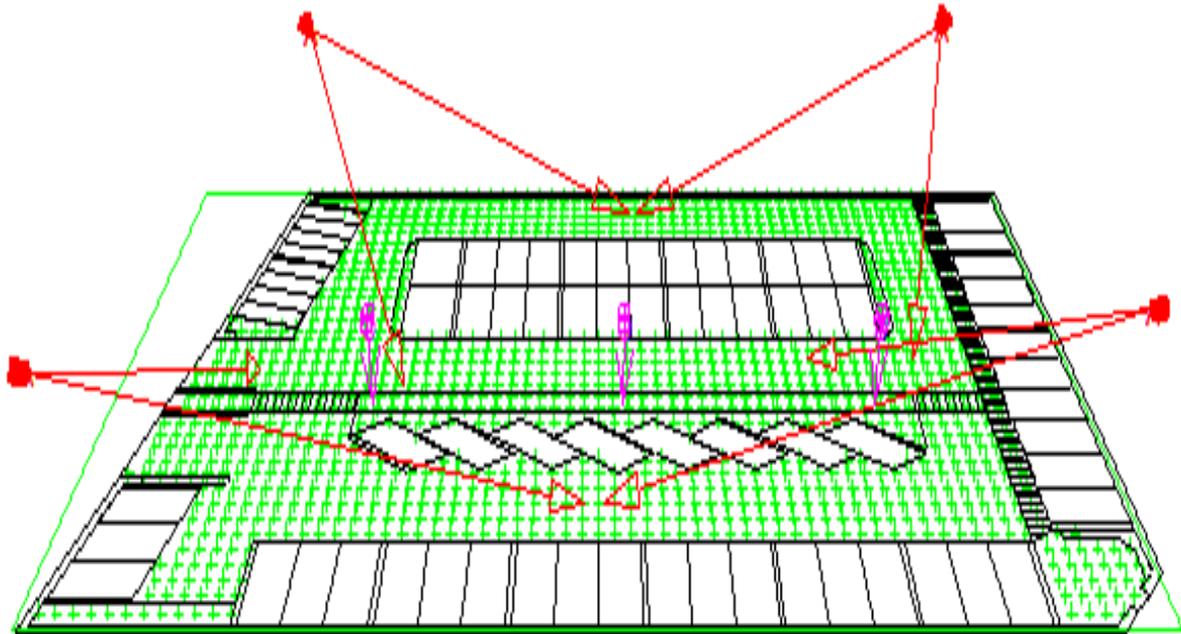


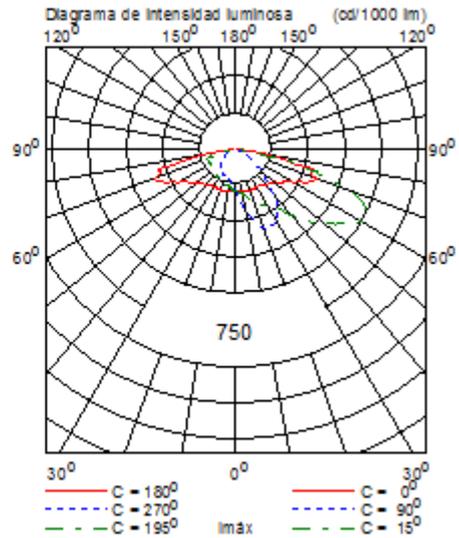
Figura 110. Vista 3D disposición de las luminarias.

Se han proyectado unas luminarias con las características que se muestran a continuación:

Metronomis Brussels
 CDS502 PC 1xSON-TPP150W A P1X



Coefficientes de flujo luminoso
 DLOR : 0.88
 ULOR : 0.00
 TLOR : 0.88
 Balasto : Conventional
 Flujo de lámpara : 17500 lm
 Potencia de la luminaria : 169.0 W
 Código de medida : LVM0113500



Arken
 HPS930 1xSON-I-50W-CO



Coefficientes de flujo luminoso
 DLOR : 0.55
 ULOR : 0.15
 TLOR : 0.70
 Balasto : Conventional
 Flujo de lámpara : 3400 lm
 Potencia de la luminaria : 60.3 W
 Código de medida : LO-11685-0

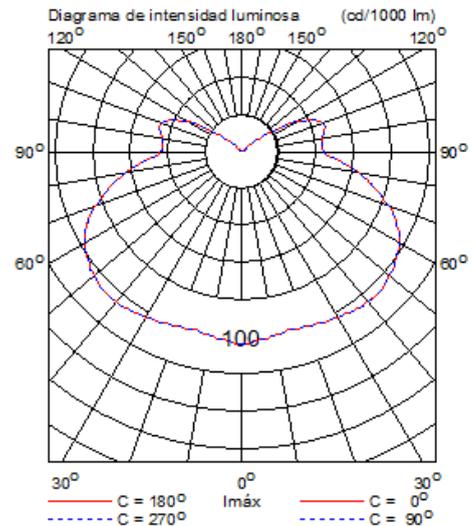


Figura 111. Características de las luminarias.

En la vista superior del proyecto, podemos observar la distribución en planta de los dos postes y el enfoque de los tres proyectores.

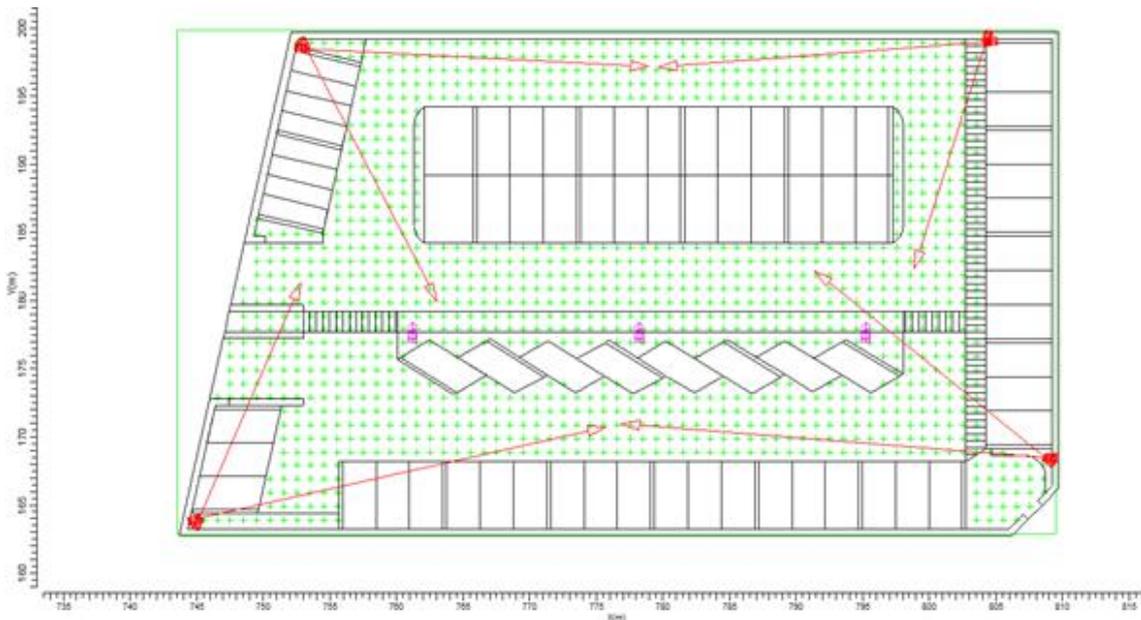


Figura 112. Vista superior de uno de los módulos.

En la vista lateral del estudio, se puede observar la altura de los postes y el ángulo de inclinación escogidos para cada luminaria, que son los siguientes:

Ctd. y código	Posición		Apuntamiento: Angulos			
	X [m]	Y [m]	Z [m]	Rot.	Inclin90	Inclin0
1 * B	1970.00	1330.00	8.00	6.3	67.4	0.0
1 * B	1970.00	1330.00	8.00	81.2	64.7	0.0
1 * B	1992.00	1350.00	8.00	-138.0	65.2	0.0
1 * B	1992.00	1350.00	8.00	172.9	69.9	0.0
1 * B	1992.00	1350.00	8.00	-79.8	69.1	0.0

Tabla 29. Posición de las luminarias

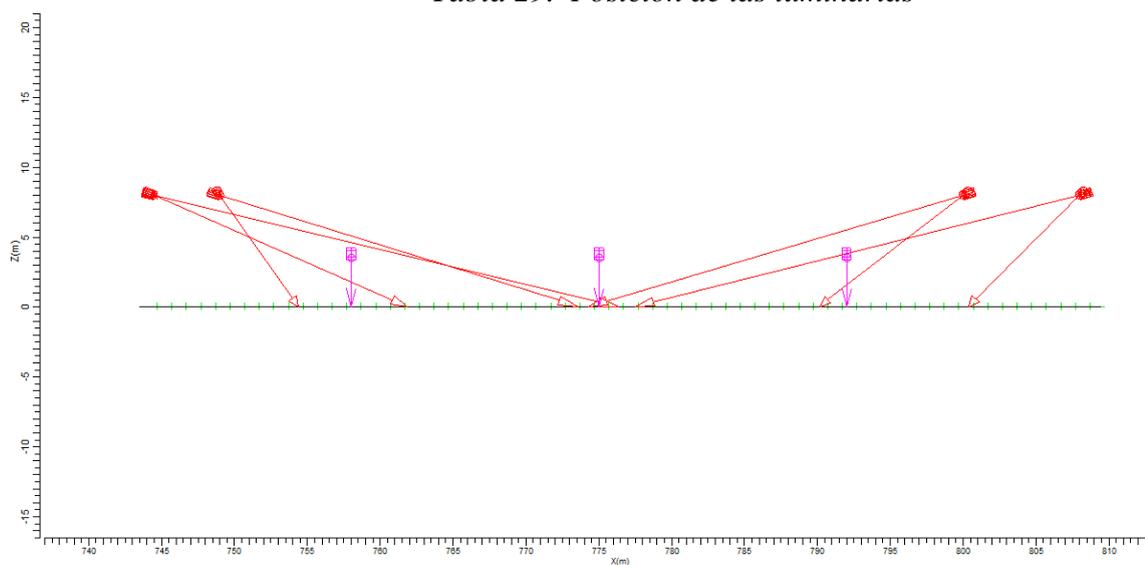


Figura 113. Vista lateral del proyecto.

El resultado del Estudio lumínico es el siguiente:

Código	Ctd.	Tipo de luminaria	Tipo de lámpara	Pot. (W)	Flujo (lm)
A	8	CDS502 PC A P1X	1 * SON-TPP150W	169.0	1 * 17500
C	3	HPS930	1 * SON-I-50W-CO	60.3	1 * 3400

Potencia total instalada: 1.53 (kW)

Número de luminarias por disposición:

Disposición	Código luminarias		Potencia (kW)
	A	C	
Acera	0	3	0.18
Poste 1	2	0	0.34
Poste 2	2	0	0.34
Poste 3	2	0	0.34
Poste 4	2 </td <td>0</td> <td>0.34</td>	0	0.34

Cálculos de (l)uminancia:

Cálculo	Tipo	Unidad	MedMín/	Med	Mín/Máx
Rejilla Libre	Iluminanda en la superficie	lux	12.7	0.38	0.16

A continuación, se justifican los resultados anteriores con una tabla de valores de iluminancia en la superficie y un gráfico ISO sombreado.

- Grafico ISO sombreado de la superficie del parking:

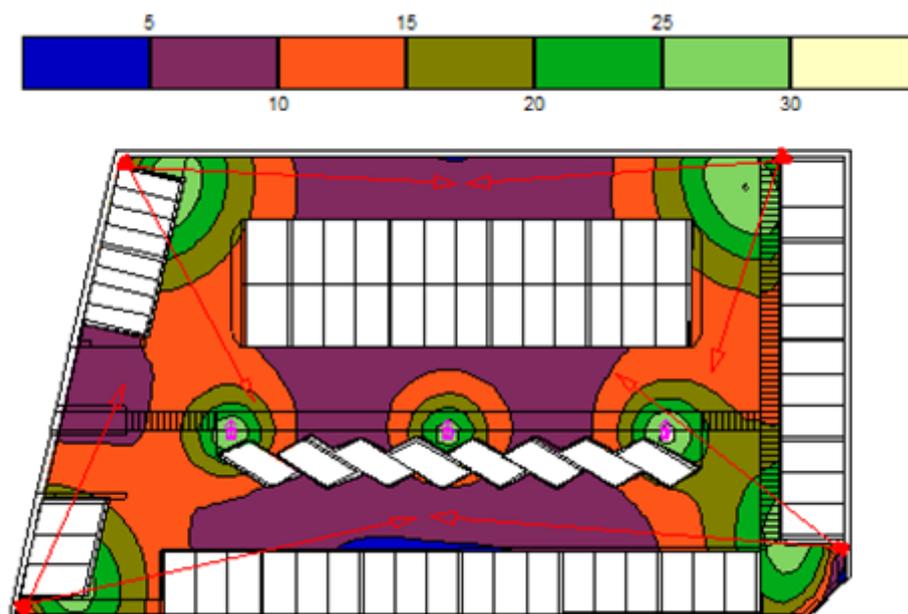


Figura 114. Grafica ISO sombreada del parking.

Factor de utilización

El factor de utilización es la relación entre el flujo útil procedente de las luminarias que llega a la calzada o superficie a iluminar y el flujo emitido por las lámparas instaladas en las luminarias.

$$F_u = \frac{\Phi_{\text{útil}}}{\Phi_{\text{lámpara}}}$$

El factor de utilización de la instalación es función del tipo de lámpara, de la distribución de la intensidad luminosa y rendimiento de las luminarias, así como de la geometría de la instalación, tanto en lo referente a las características dimensionales de la superficie a iluminar (longitud y anchura), como a la disposición de las luminarias en la instalación de alumbrado exterior (tipo de implantación, altura de las luminarias y separación entre puntos de luz).

Primeramente, obtenemos el valor del flujo útil “en servicio mantenido”:

$$\Phi_u = E_m \cdot \text{Superficie} = 12,7 \cdot (1426,62) = 18.118,07 \text{ Lm}$$

Por lo tanto, el factor de utilización de la instalación será el siguiente:

$$F_u = \frac{\Phi_{\text{útil}}}{\Phi_{\text{lámparas}}} = \frac{18.118,07}{(4 \times 17.500) + (3 \times 3.400)} = 0,226$$

Flujo hemisferio superior

El porcentaje de flujo luminoso emitido al hemisferio superior por la luminaria Metronomis Brussels es de un 0%, mientras que el de la luminaria Arken es de un 0,15%. El Decreto 82/2005 marca que el porcentaje máximo de flujo luminoso emitido al hemisferio superior por una luminaria debe ser de:

Zona de protección	Horario de tarde	Horario de noche
E1	1	1
E2	5	1
E3	15	15
E4	25	25

Figura 115. Flujo hemisferio superior según zona de protección.

Podemos observar que al tratarse de una zona E3 el parking SalouSun, el FHS de todas las luminarias cumple con las limitaciones impuestas por dicho decreto.

Eficiencia y calificación energética

La eficiencia energética de una instalación de alumbrado exterior se calcula con la siguiente fórmula:

$$\varepsilon = \frac{S \cdot E_m}{P}$$

Siendo:

ε : Eficiencia energética de la instalación de alumbrado exterior [$\text{m}^2 \cdot \text{lux}/\text{W}$].

P: Potencia activa total instalada [W].

S: Superficie iluminada [m^2].

E_m : Iluminancia media en servicio de la instalación [lux].

El índice de eficiencia energética se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_\varepsilon = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_R}$$

Siendo:

I_ε : Índice de eficiencia energética.

ε : Eficiencia energética de la instalación de alumbrado exterior [$\text{m}^2 \cdot \text{lux}/\text{W}$].

ε_R : Eficiencia energética de referencia [$\text{m}^2 \cdot \text{lux}/\text{W}$].

El valor de la eficiencia energética de referencia está indicado en la Tabla 3 de la ITC-EA-01, para una clase de alumbrado vial ambiental.

El índice de consumo se utiliza para determinar la letra que representa el consumo energético de la instalación, y se calcula con la siguiente fórmula:

$$ICE = \frac{1}{I_\varepsilon}$$

Siendo:

ICE: Índice de consumo energético.

I_ε : Índice de eficiencia energética.

La letra de consumo de las instalaciones se determinará según lo establecido en la Tabla 4 de la ITC-EA-01.

FICHA DE EVALUACIÓN ENERGÉTICA POR MÓDULO							
IDENTIFICACIÓN							
Instalación				Población			
Parking SalouSun				Salou (Tarragona)			
DIMENSIONES de la ZONA							
Superficie módulo (m ²)							
2280,12							
CARACTERÍSTICAS INSTALACIÓN							
Disposición	Altura luminaria (m)	Modelo luminaria		Lámpara			
Asimétrico	8	Metronomis Bruxelles CDS501		SON-TPP 150W			
Simétrico	3,6	Arken HPS930		SON-I 50W			
CLASIFICACIÓN de la VÍA (según reglamento)							
Clasificación tipo de vía	Velocidad (km/s)	Situación proyecto	IMD	Descripción de la vía			Fm
D	30	D1/D2	Normal	Aparcamiento en general			0,81
RESULTADOS LUMINOTÉCNICOS							
Clase de alumbrado		Parámetros luminotécnicos					
CE3		Requisitos según Reglamento de Eficiencia Energética					
		E _m (lux)			U _m		
		15			0,4		
		Valores obtenidos (Plano de trabajo)					
		E _m (lux)			U _m		
		12,7			0,38		
Otros parámetros luminotécnicos							
Tipo de lámpara	P _n (w)	P _n + aux. (w)	Flujo lámp. (lm)	Fm	FHS (%)	Fu	Eficacia lámp. (lm/w)
SON-TPP150W	150	83,2	17500	0,81	0	0,226	116
SON-I 50W	50	60,3	3400	0,81	0,15	0,226	68

CÁLCULO CALIFICACIÓN ENERGÉTICA		
Superficie iluminada (m ²)	1426,6	
Iluminancia Media plano de trabajo (lux)	12,7	
Factor de utilización	0,226	√
Eficiencia Energética mínima (lux·m ² /w)	5	
Eficiencia Energética (lux·m ² /w)	13,42	√
Índice Eficiencia Energética	1,34	
Índice de Consumo Energético	0,74	
Calificación energética de la Instalación: A		
OBSERVACIONES		
La instalación CUMPLE con el Reglamento de Eficiencia Energética , para la clase de alumbrado considerado.		



Tabla 30. Resultados ficha de evaluación energética.

2.4. RED DE ALIMENTACION ALUMBRADO PUBLICO

Cálculo y dimensionado de los conductores

El dimensionado de los conductores se ha realizado teniendo en cuenta la intensidad máxima admisible del conductor y la caída de tensión máxima permitida por el reglamento.

Intensidad máxima admisible

Para poder realizar el cálculo de la sección en función de la intensidad máxima admisible, es imprescindible conocer los siguientes valores:

- Potencia aparente instalada (S).
- Tensión de la línea (U = 230 V).
- Factor de potencia de la instalación (cosφ = 0,9).

La fórmula que se aplicará con los valores anteriormente mencionados es la que se muestra a continuación:

$$I = \frac{S}{U \cdot \cos\varphi}$$

Siendo:

I: Intensidad en régimen permanente [A].

S: Potencia aparente de cálculo [VA].

U: Tensión de servicio [V].

Cosφ: factor de potencia.

La sección de los conductores se calculará de modo que la intensidad de funcionamiento en régimen permanente no supere la máxima admisible por el conductor.

La intensidad máxima admisible del conductor de la línea general de alimentación y de la derivación individual, según la tabla 1 de la ITC-BT-19, es de 76 A, al tratarse de un cable bipolar de 10 mm² instalado en un situación de tipo E.

La intensidad máxima admisible del conductor de la línea de distribución al concentrador de comunicaciones y los dos lazo inductivos, según la tabla 1 de la ITC-BT-19, es de 24 A, al tratarse de un cable bipolar de 1,5 mm² instalado en un situación de tipo E.

Por otra parte, la intensidad máxima admisible del conductor utilizado para las diferentes líneas de distribución a los puntos de luz es la calculada a continuación:

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1cable 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 31. Intensidad admisible del conductor.

Al instalarse un cable bipolar, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna del cable tripolar o tetrapolar de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

$$I'_{adm(6mm)} = 66 \cdot 1,225 = 80,85 \text{ A}$$

Dicha intensidad máxima admisible debe corregirse teniendo en cuenta las características reales de la instalación que difieran de las condiciones normales.

A continuación, se indican los coeficientes correctores aplicados a dicha intensidad:

- Coeficiente de temperatura: Se ha considera un coeficiente corrector 1 para la temperatura del terreno en servicio permanente (25°C).
- Coeficiente de resistividad térmica: Se ha considera un coeficiente corrector 1 para la resistividad térmica del terreno (1 K·m/W).
- Coeficiente por agrupación de cables: Se ha considerado un coeficiente corrector 1 al instalarse un único circuito por tubular.
- Coeficiente por cable entubado: Se ha considera un coeficiente corrector 0,80 al tratarse de cable unipolares en contacto mutuo, instalados dentro de tubo directamente enterrado.

Finalmente, se ha considerado una intensidad máxima admisible de los conductores de:

$$I_{adm(6mm)} = 80,85 \cdot 0,8 = 64,68 \text{ A}$$

Caída de tensión

La caída de tensión en cada tramo de la red se ha calculado teniendo en cuenta la potencia, la conductividad del material, la sección y la longitud de la línea aplicando la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot \sum(L \cdot P)}{C \cdot s \cdot U}$$

Siendo:

ΔU : Caída de tensión [V].

L: Longitud [m].

P: Potencia [W].

C: Conductividad del conductor [S]. Cobre: 56 [S]

s: Sección del conductor [mm²].

U: Tensión en origen de la línea [V].

Para calcular la caída de tensión en tanto por ciento se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot \sum(L \cdot P)}{C \cdot s \cdot U^2} \times 100 [\%]$$

Cálculo y dimensionado de los tubulares

Para escoger la sección más adecuada de los tubulares a utilizar en las canalizaciones, se han tenido en cuenta las preinscripciones establecidas en la ITC-BT-09, que marca que el diámetro interior del tubo no será inferior a 60mm.

TIPO		40	50	63	75	90	110	125	160	200	250
ROLLOS (Curvables)	Ø Nominal (mm)	40,4	50	63	75	90	109,5	123,5	160	200	
BARRAS (Rígidos)	Ø Nominal (mm)					90,5	110	125	160	200	250
Tolerancia		+0,8	+1	+1,2	+1,4	+1,7	+2	+2,3	+2,9	+3,6	+4,5
Ø Interior Mínimo		30	37	47	58,5	74	90	102	135	169	212

Tabla 32. Datos constructivos TUBO ULTRATP-I.

Tomando como referencia el diámetro interior mínimo que debe tener el tubular a instalar, el más adecuado para estas prescripciones es el de **90 mm²**.

Resultado de la red de alimentación

Las características generales de la red son:

- Tensión: 230 [V]
- ΔU máx.: 3 % (según ITC-BT-09).
- Factor de Potencia: 0,9.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos mediante la aplicación de las fórmulas citadas en el apartado anterior.

LÍNEA GENERAL DE ALIMENTACIÓN						
Potencia [VA]	Distancia [m]	Intensidad de cálculo [A]	Sección [mm ²]	Intensidad admisible [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]
5400	0,5	26	2x10	76	0,043	0,018

Tabla 33. Resultado línea general de alimentación.

DERIVACIÓN INDIVIDUAL						
Potencia [VA]	Distancia [m]	Intensidad de cálculo [A]	Sección [mm ²]	Intensidad admisible [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]
5400	1,5	26	2x10	76	0,126	0,054

Tabla 34. Resultados derivación individual.

LINEA 1									
Tramo	Potencia acumulada [VA]	Dist [m]	Distancia acumulada [m]	Intens cálculo [A]	Sección [mm ²]	Intensidad admisible [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. acumulado [%]	Diámetro del tubo [mm]
PIA1-L1	810	7,5	7,5	3,91	2x6	64,68	0,141	0,061	90
L1-L2	540	16	23,5	2,60	2x6	64,68	0,201	0,149	90
L2-L3	450	17	40,5	2,17	2x6	64,68	0,178	0,226	90
L3-L4	360	17	57,5	1,73	2x6	64,68	0,142	0,288	90
L4-L5	270	27	84,5	1,30	2x6	64,68	0,169	0,362	90

LINEA 2									
Tramo	Potencia acumulada [VA]	Dist [m]	Distancia acumulada [m]	Intens cálculo [A]	Sección [mm ²]	Intensidad admisible [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. acum [%]	Diámetro del tubo [mm]
PIA2-L6	810	50	50	3,91	2x6	64,68	0,94	0,41	90
L6-L7	720	17	67	3,48	2x6	64,68	0,29	0,53	90
L7-L8	630	17	84	3,04	2x6	64,68	0,25	0,64	90
L8-L9	540	27	111	2,61	2x6	64,68	0,34	0,79	90
L9-L10	270	1	112	1,30	2x6	64,68	0,01	0,79	90

LINEA 3									
Tramo	Potencia acumulada [VA]	Dist [m]	Distancia acumulada [m]	Intens cálculo [A]	Sección [mm ²]	Intensidad admisible [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. acum [%]	Diámetro del tubo [mm]
PIA3-L11	810	22	22	3,91	2x6	64,68	0,41	0,1804	90
L11-L12	540	10	32	2,60	2x6	64,68	0,125	0,2351	90
L12-L13	270	30	62	1,30	2x6	64,68	0,188	0,3171	90

LINEA		4								
Tramo	Potencia acumulada [VA]	Dist [m]	Distancia acumulada [m]	Intens cálculo [A]	Sección [mm ²]	Intensidad adm [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. acum [%]	Diám del tubo [mm]	
PIA4-L14	1080,00	7,50	7,50	5,22	2x6	64,68	0,19	0,08	90	
L14-L15	810,00	16,00	23,50	3,91	2x6	64,68	0,30	0,21	90	
L15-L16	720,00	17,00	40,50	3,48	2x6	64,68	0,29	0,34	90	
L16-L17	630,00	17,00	57,50	3,04	2x6	64,68	0,25	0,45	90	
L17-L18	540,00	27,00	84,50	2,61	2x6	64,68	0,34	0,59	90	
L18-L19	270,00	1,00	85,50	1,30	2x6	64,68	0,01	0,60	90	

LINEA		5								
Tramo	Potencia acumulada [VA]	Dist [m]	Distancia acumulada [m]	Intens cálculo [A]	Sección [mm ²]	Intensidad adm [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. acum [%]	Diám del tubo [mm]	
PIA5-L20	810,00	50,00	50,00	3,91	2x6	64,68	0,94	0,41	90	
L20-L21	720,00	17,00	67,00	3,48	2x6	64,68	0,29	0,53	90	
L21-L22	630,00	17,00	84,00	3,04	2x6	64,68	0,25	0,64	90	
L22-L23	540,00	27,00	111,00	2,61	2x6	64,68	0,34	0,79	90	
L23-L24	270,00	1,00	112,00	1,30	2x6	64,68	0,01	0,79	90	

LINEA		6								
Tramo	Potencia acumulada [VA]	Dist [m]	Distancia acumulada [m]	Intens cálculo [A]	Sección [mm ²]	Inten adm [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. acum [%]	Diám tubo [mm]	
PIA6-L25	1080,00	22,00	22,00	3,91	2x6	64,68	0,55	0,24	90	
L25-L26	810,00	10,00	32,00	2,61	2x6	64,68	0,19	0,32	90	
L26-L27	540,00	30,00	62,00	2,61	2x6	64,68	0,38	0,49	90	
L27-L28	270,00	30,00	92,00	1,30	2x6	64,68	0,19	0,57	90	

Tabla 35. Resultados líneas de distribución.

Conjunto de protección y medida

El conjunto de protección y medida se ubicará en el interior del armario CITI R10 de ARELSA, en el compartimiento de la compañía.

Dicho conjunto estará formado por los siguientes elementos, protegidos todos ellos por medio de cajas de doble aislamiento:

- Un fusible NH0 gG de 63 A y pletina para el neutro.
- Un contador monofásico 10(50) A.

El tipo de fusible y contador utilizado se ha escogido según lo establecido en el Vademécum de ENDESA para suministros individuales de hasta 15 kW. Se puede observar que el fusible establecido por la compañía suministradora es correcto para dicha instalación, ya que la intensidad máxima que presentará la línea general de alimentación será de 7,16 A, valor inferior a los 63 A del fusible.

Conjunto de mando y protección

El conjunto de mando y protección se ubicará en el interior del armario CITI R10 de ARELSA, en el compartimiento del cliente.

Dicho conjunto estará formado por los siguientes elementos, protegidos todos ellos por medio de cajas de doble aislamiento:

- Un Interruptor de Control de Potencia de 10 A de corriente asignada, un poder de corte de 6 kA y curva C (ICP).
- Un Interruptor General Automático con protección contra sobretensiones de 25 A de corriente asignada, un poder de corte de 6 kA y curva C (IGA).
- Cuatro Interruptores automáticos magnetotérmicos bipolares, de 5 A de corriente asignada, un poder de corte de 6 kA y curva C (PIA).
- Tres Interruptores Diferenciales bipolares de 40 A de corriente asignada y 300 mA de sensibilidad (ID).
- Un Interruptor Diferencial bipolar de 40 A de corriente asignada y 30 mA de sensibilidad (ID).
- Bornes de salida

A continuación, se justifica el calibre de todos los elementos anteriores:

Se ha seleccionado un ICP adecuado a la carga máxima que puede presentar la instalación, es decir, de un calibre inmediatamente superior a la intensidad de 7,16 A.

Se ha seleccionado el IGA que obliga la compañía suministradora en el VADEMÉCUM para instalaciones de menos de 25 A.

Se han seleccionado cuatro PIA adecuados a la carga máxima que puede presentar cada línea de distribución. El PIA escogido para las cuatro salidas ha sido el de 5 A.

Se ha seleccionado un ID de 300 mA de sensibilidad para cada una de las tres salidas a puntos de luz, tal y como marca la ITC-BT-09.

Se ha seleccionado un ID de 30 mA de sensibilidad para la alimentación al CC y los dos lazos inductivos, tal y como marca el VADEMECUM de ENDESA.

Cálculo de la puesta a tierra

Los cálculos de la puesta a tierra de la red de alumbrado público consisten en averiguar el perímetro adecuado de la placa o la longitud de la pica a instalar, para que la tensión de defecto entre cualquier masa metálica y tierra sea menor de 24 V, tal i como marca la ITC-BT-18.

En el ámbito del proyecto se ha decidido instalar placas metálicas enterrados horizontalmente, en vez de picas, ya que éstas pueden provocar posibles incidentes con los suministros de agua y gas a la hora de su instalación.

La resistencia máxima de puesta a tierra realizada con conductores enterrados horizontalmente, se calcula con la siguiente fórmula:

$$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P}$$

Siendo:

R: Resistencia máxima de puesta a tierra [Ω].

ρ : Resistividad del terreno: $\rho = 150$ [$\Omega \cdot m$].

P: Perímetro de la placa [m].

A partir de la formula anterior, y sabiendo que la resistencia máxima de puesta a tierra es de 37 Ω , calculamos el perímetro necesario de las placas metálicas a instalar:

$$P = 0,8 \cdot \frac{\rho}{R} = 0,8 \cdot \frac{150}{37} = 3,3 \text{ m}$$

Entonces, para la puesta a tierra de la red de alumbrado público se instalarán placas metálicas de 3,3 m de perímetro para conseguir que la tensión de contacto en cualquier masa metálica sea de cómo máximo 24V.

3. PUNTOS DE RECARGA

3.1. PREVISION DE POTENCIA

En la instalación a proyectar se podrá contar únicamente con modo de carga lenta (modo2) por lo que cada toma consta de 3,7kW con 230V C.A..

El cálculo de potencias se ha realizado para el caso más desfavorable dentro del uso natural de la instalación, el cual se daría en la situación de tener los 32 puntos de recarga al mismo tiempo.

$$32 \times 3.7\text{kW} = 118.4\text{kW} = 131.55 \text{ kVA} \quad (\text{para un } \cos\phi = 0,9)$$

3.2. CALCULO CONDUCTORES

Las características generales de la red son:

- Tensión: 230 V.
- ΔU máx: 1% derivación y 5% líneas interiores (ITC-BT 15 y 19).
- Factor de Potencia: 0,9.

Las características generales de los conductores son:

Conductores de cobre electrolítico recocido, unipolares, aislante de poleolefinas 450/750 V e instalados sobre canalización.

Para el dimensionado de los conductores se ha tenido en cuenta que las 32 cargas se pueden realizar simultáneamente, por lo tanto se ha considerado el caso más desfavorable, que es realizar dichas cargas al final de cada una de las líneas. A modo de ejemplo de cálculo, se ha calculado la caída de tensión de la Línea Puntos de Recarga 1:

Tramo	Potencia acumulada [W]	Dist [m]	Dist acum [m]	Intensidad de cálculo [A]	Sección [mm ²]	Intensidad admisible [A]	C.d.t. [V]	C.d.t. acum [V]	C.d.t. acum [%]	Diámetro del tubo [mm]
CC-PR1	28800	23	23	125,22	2x70	130	2,64	2,64	1,15	90
PR1-PR2	25100	4	27	109,13	2x70	130	0,40	3,05	1,32	90
PR2-PR3	21400	4	31	93,04	2x35	130	0,68	3,73	1,62	90
PR3-PR4	17700	4	35	76,96	2x35	130	0,57	4,29	1,87	90
PR4-PR5	14000	4	39	60,87	2x35	130	0,45	4,74	2,06	90
PR5-PR6	10300	4	43	44,78	2x35	130	1,15	5,89	2,56	90
PR6-PR7	6600	4	47	28,70	2x35	130	0,21	6,10	2,65	90
PR7-PR8	2900	4	51	12,61	2x35	130	0,09	6,20	2,69	90

Tabla 36. Resultados líneas de recarga LPR1.

4. DIMENSIONADO DE LAS BATERIAS

Para el correcto dimensionado de las baterías se han utilizado fórmulas normalizadas.

Se ha decidido diseñar las baterías no a partir del consumo, sino de la producción solar media diaria. De esta manera se consigue una garantía de energía durante muchos días a pesar de que la instalación aumente de presupuesto.

$$L(Wh) = \frac{Lcc}{\eta_g} + \frac{Lca}{\eta_g \cdot \eta_{inv}}$$

$$L(Ah) = \frac{L(Wh)}{V_{bat}}$$

$$CB(Ah) = \frac{L(Ah) \cdot N}{Pd \cdot PD_{max}}$$

Dónde:

- L(Wh): Wh/día de consumo (en este caso, producción solar diaria)
- Lcc: Consumos Corriente Continua
- Lca: Consumos Corriente Alterna
- η_g : Eficiencia carga batería
- η_{inv} : Eficiencia inversor
- L(Ah): Consumo en Ah/día
- V_{bat} : Tensión de las baterías: 24V DC
- CB(Ah): Tamaño de la batería.
- N: Número de días de autonomía
- Pd: Pérdidas en cable
- PD_{max}: Máxima profundidad de descarga (<80%)

Partiendo de la máxima producción solar que se puede obtener en el parking en un día de verano, alrededor de $L_{ca}=3000\text{kWh}$, con $\eta_g:0.95$ y $\eta_{inv}: 0.95$.

$$L(Wh) = \frac{3000000}{0.95 \cdot 0.95} = 3333333.333 \text{ Wh}$$

$$L(Ah) = \frac{3333333.33}{24} = 13888.88 \text{ Ah}$$

Las baterías seleccionadas en este proyecto son de capacidad 4580 Ah por lo que se han de instalar:

$$n = \frac{289351.85 \text{ Ah}}{4580 \text{ Ah}} = 64 \text{ baterias}$$

Donde se repartirán en los dos módulos prefabricados equitativamente.

Firma:

César Climent Palomo
Ingeniero Industrial

Septiembre del 2013

X.- PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO Y NORMATIVA.

El objeto del presente Pliego de Condiciones Técnicas es fijar las características exigibles a los materiales especificados en el Proyecto, así como su forma de montaje.

Las normas y reglamentaciones particulares que se han tenido en cuenta para la confección del presente proyecto han sido las siguientes:

- Reglamento electrotécnico para Baja Tensión (Decreto 2413/1973 de 20 de Septiembre. B.O.E. nº 242 de fecha 9 de Octubre de 1973).
- Órdenes Ministeriales por las que se aprueban o modifican las instrucciones complementarias MI BT.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. (Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre. B.O.E. nº 288 de fecha 1 de Diciembre de 1982).
- Norma Básica de la Edificación NBE-CPI/96 sobre Condiciones de Protección contra Incendios en los Edificios.

2. SUBCONTRATACIONES.

Teniendo en cuenta la singularidad de las instalaciones eléctricas y especiales, éstas deberán ejecutarse por especialistas de acreditada cualificación.

El Contratista General no podrá subcontratar estas instalaciones a ningún Instalador sin la autorización previa de la Dirección Facultativa. Asimismo es precisa esta aprobación para cualquier subcontrato parcial realizado por el Contratista General o por el Instalador subcontratista de la Instalación.

La Dirección Facultativa se reserva el derecho de rechazar aquellos subcontratistas, parciales o globales, que, a su juicio, no reúnan la cualificación necesaria.

En lo dicho hasta ahora como en lo que sigue en este Pliego se usa indistintamente Dirección Facultativa y Dirección Técnica para referirse a la Dirección Facultativa.

3. ALCANCE DEL TRABAJO.

En la ejecución de la instalación del presente proyecto se incluyen los siguientes trabajos:

El suministro de todos los materiales y la prestación de mano de obra necesaria para ejecutar las instalaciones descritas en los planos y demás documentos de este proyecto, de acuerdo con los reglamentos y prescripciones vigentes.

Preparación de planos detallados de todos los elementos necesarios que deban contar con la aprobación de la Dirección Técnica, tales como cuadros, bancadas, etc. y de los puntos críticos de la instalación tales como cruces de canalizaciones u otros.

Obtención y abono por parte del Instalador de los permisos, visados y certificados de legalización y aprobación necesarios, en los organismos oficiales con jurisdicción al respecto, sin cargo alguno para la Propiedad.

Pruebas de puesta en marcha de acuerdo con las indicaciones de la Dirección técnica.
Reparación de las averías producidas durante las obras y el periodo de puesta en marcha.

4. CONDICIONES GENERALES.

Las características técnicas de los materiales y equipos constitutivos de la instalación, serán los especificados en los documentos del Proyecto.

Los materiales y equipos a instalar serán todos nuevos, no pudiéndose utilizar elementos recuperados de otra instalación salvo que dicha reutilización haya sido prevista en el Proyecto. El Instalador presentará a requerimiento de la Dirección técnica si así se le exigiese, albaranes de entrega de los elementos que aquella estime oportuno.

Todos los materiales y equipos que se instalen llevarán impreso en lugar visible la marca y modelo del fabricado.

Si en los documentos del proyecto se especifica marca y modelo de un elemento determinado, el Instalador estará obligado al suministro y montaje de aquel.

Cualquier accesorio o complemento que no se haya indicado en estos documentos al especificar materiales o equipos, pero que sea necesario a juicio de la Dirección técnica para el funcionamiento correcto de la instalación, será suministrado y montado por el Instalador sin coste adicional alguno para la Propiedad, interpretándose que su importe se encuentra comprendido proporcionalmente en los precios unitarios de los demás elementos.

5. CANALIZACIONES.

5.1. GENERALIDADES.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local donde se efectúa la instalación.

Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección. Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados éstos y sus accesorios.

El número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a tres.

La unión de tubos rígidos a tubos flexibles se hará mediante racores especiales a tal fin.

Los tubos que no vayan empotrados o enterrados se sujetarán a paredes o techos alineados y sujetos por abrazaderas a una distancia máxima entre dos consecutivas de 0,80 metros. Asimismo, se dispondrán fijaciones de una y otra parte de los cambios de dirección y en la proximidad inmediata de equipos o cajas. En ningún caso existirán menos de dos soportes entre dos cajas o equipos.

No se establecerán entre forjado y revestimiento tubos destinados a la instalación eléctrica de las plantas inferiores. Para la instalación correspondiente a la propia planta únicamente podrán instalarse en estas condiciones cuando sean tubos blindados y queden recubiertos por una capa de hormigón o mortero de 1 cm. de espesor como mínimo además del revestimiento.

Cuando los tubos vayan empotrados en rozas, la profundidad de éstas será la equivalente al diámetro exterior del tubo más un centímetro, que será el recubrimiento.

5.2. TUBOS RÍGIDOS DE PVC.

La fórmula de composición de la materia base de los tubos serán resinas termoplásticas de policloruro de vinilo con la adición de las cantidades requeridas de estabilizantes, pigmentos y lubricantes.

No deberán ser afectados por las lejías, sales, álcalis, disolventes, alcoholes, grasas, petróleo ni gasolina, resultando igualmente inatacados caso de hallarse instalados en ambientes corrosivos sean cuales fueren los medios que los produzcan y el grado de poder corrosivo que alcancen.

- No deberán ser inflamables ni propagadores de la llama.
- Su rigidez dieléctrica deberá ser de 270 KV/cm.
- Irán provistos de rosca Pg 40.430.

La unión de tubos entre sí se hará con manguitos del mismo material y acabado, debiendo quedar los tubos a tope sin que se vea ningún hilo de rosca.

En los cruces con juntas de dilatación de edificios, deberán interrumpirse los tubos, quedando los extremos separados entre sí cinco centímetros y empalmándose posteriormente mediante manguitos deslizantes o tubos flexibles de PVC de similar resistencia mecánica acoplados con racores.

Los espesores de la pared de los tubos a utilizar serán:

- M-16 2,25 mm.
- M-20 2,50 mm.
- M-25 3,05 mm.
- M-32 3,25 mm.
- M-40 3,40 mm.
- M-50 3,60 mm.
- M-63 3,90 mm.

Los radios de curvatura mínimos serán:

- M-16 120 mm.
- M-20 135 mm.
- M-25 170 mm.
- M-32 200 mm.
- M-40 250 mm.
- M-50 275 mm.
- M-63 300 mm.

5.3. TUBOS FLEXIBLES DE PVC.

La fórmula de composición de la materia base de los tubos serán resinas termoplásticas de policloruro de vinilo con la adición de las cantidades requeridas de estabilizantes, pigmentos y lubricante.

No deberán ser afectados por las lejías, sales, álcalis, disolventes, alcoholes, grasas, petróleo ni gasolina, resultando igualmente inatacados caso de hallarse instalados en ambientes corrosivos sean cuales fueren los medios que los produzcan y el grado de poder corrosivo que alcancen.

- No deberán ser inflamables ni propagadores de la llama.
- Su rigidez dieléctrica deberá ser de 270 KV/cm.

Serán de doble capa o en cualquier caso del tipo reforzado (grado de protección 7). Las canalizaciones constituidas por estos tubos serán en una sola tirada. Si la distancia a tender fuera excesiva se procederá a intercalar un registro intermedio. En ningún caso se usarán dos piezas de tubo puestas una a continuación de la otra.

Los radios de curvatura mínimos serán:

- Tubo 16 mm 80 mm.
- Tubo 20 mm 86 mm.
- Tubo 25 mm. 115 mm.
- Tubo 32 mm. 140 mm.
- Tubo 40 mm. 174 mm.
- Tubo 50 mm. 230 mm.
- Tubo 65 mm. 300 mm.
- Tubo 80 mm. 370 mm.
- Tubo 100 mm. 460 mm.
- Tubo 125 mm. 575 mm.
- Tubo 160 mm. 750 mm.

6. BANDEJAS METÁLICAS.

Las bandejas metálicas deberán cumplir la Normativa Internacional IEC-61573-ED1 de 18 de Junio de 1999.

6.1. PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.

Los recubrimientos industriales aplicados superficialmente para el retraso de la aparición de corrosión en las bandejas metálicas deberán cumplir la norma UNE-36.130.EN.10142:1980/A1, para bandejas realizadas con chapas de espesor inferior a 3 mm.

6.2. FIJACIONES.

Los soportes para las fijaciones tendrán una separación máxima de 1500 mm., no se colocará ningún soporte que coincida con una unión de tramos de bandeja.

Al fijar las bandejas sobre soportes a la pared, deberá separarse de esta al menos 20 mm, para permitir la ventilación de los cables. En la fijación de soporte a pared o techo,

debe prestarse especial atención al TACO de expansión empleado, teniendo que ser el adecuado a las características de la edificación.

6.3. UNIONES.

Los puntos más débiles en una instalación de bandejas son los puntos de unión. Sólo se emplearán las piezas de unión que recomienda el fabricante.

6.4. PUESTA A TIERRA.

Todos los sistemas de bandejas metálicas deben presentar la continuidad eléctrica adecuada. No obstante, para garantizar la seguridad de las personas, se pondrá a tierra mediante el conductor adecuado, mínimo 16 mm², en toda y cada una de las partes que forman el sistema.

6.5. MEDICIÓN Y ABONO.

Las canalizaciones se medirán por metro lineal instalado con todos sus accesorios, accesorios de fijación y soportes, sin considerar en dicha medición los recortes o desperdicios que hubiesen resultado una vez instaladas las canalizaciones.

Así mismo, no se medirán independientemente los codos u otras formas especiales instaladas, sino que se incluirán como medición lineal.

El abono se efectuará por metro lineal de acuerdo con el criterio anterior y considerando incluido en el precio por metro lineal todos los accesorios de fijación (abrazaderas, soportes especiales, etc.) u otros.

7. CONDUCTORES ELECTRICOS.

Todos los conductores se conectarán por medio de terminales o punteras adecuados a la sección y tipo tanto del cable como del borne a conectar, de forma que quede asegurada una conexión perfecta, y la temperatura de la conexión nunca supere a la de trabajo del mismo cable en funcionamiento.

Se respetarán los radios de curvatura máximos recomendados por el fabricante del cable, y se evitará cualquier esfuerzo mecánico que lo pueda dañar.

7.1. CABLES DE TENSIÓN NOMINAL 750 V.

Salvo que en los documentos del proyecto se exprese lo contrario serán del tipo designado V750 por la norma UNE 21.031 y se exigirá que sus características respondan a dicha norma.

Los conductores deberán estar constituidos conforme a la norma UNE 21.022 y serán, salvo que se exprese lo contrario, de cobre recocido. Las características físicas, mecánicas y eléctricas del material deberán satisfacer lo previsto en la norma UNE 21.011 (II).

Los aislamientos serán de una mezcla de PVC del tipo AV2 según designación de la norma UNE 21.117-74 (II).

Las cubiertas serán de una mezcla de PVC del tipo CV2 según designación de la norma UNE 21.117-74 (II).

Siempre que los elementos de la instalación lo permitan, se efectuarán las conexiones con terminales de presión y fundas termorretractiles. En cualquier caso, se retirará la envoltura imprescindible para realizar el acoplamiento a terminales o bornas de conexión. No se admitirán conexiones donde el conductor pelado sobresalga de la borna o terminal.

Las derivaciones se realizarán siempre mediante bornas o kits. No se permitirán empalmes realizados por torsión de un conductor sobre otro.

Estos cables se instalarán solamente en el interior de tubos o canales prefabricados a tal fin. En estas condiciones se tendrá en cuenta que preferentemente cada envolvente deberá contener un solo circuito. Excepcionalmente la Dirección Técnica podrá admitir varios circuitos siempre y cuando todos ellos provengan de un mismo aparato general de mando y protección sin interposición de aparatos que transformen la corriente, cada circuito está protegido por separado contra las sobreintensidades y todos ellos tengan el mismo grado de aislamiento (V750).

7.2. CABLES DE TENSIÓN NOMINAL 1 KV – RV.

Salvo que en los documentos del proyecto se exprese lo contrario serán del tipo designado RV 0,6/1KV por las normas UNE 21.123-4 y 21.030 y se exigirá que sus características respondan a dicha norma.

Los conductores deberán estar constituidos según la norma UNE 21.022 y serán salvo que se exprese lo contrario de cobre recocido. Las características físicas, mecánicas y eléctricas del material deberán satisfacer lo previsto en las normas UNE 21.011 y 21.014, así como las normas sobre la rápida extinción de la llama: UNE 20-432-1, IEC 332-1, CEI-20-35, NF-C32070-C2, B5 4066-1, ME 0472-D, y de no propagación del incendio IEEE 383-74.

Los aislamientos serán de una mezcla de polietileno reticulado del tipo XLPE según designación de la norma UNE 21.123.

Las cubiertas serán de una mezcla de PVC del tipo ST2 según designación de la misma norma.

Siempre que los elementos de la instalación lo permitan se efectuarán las conexiones con terminales de presión y fundas termorretráctiles. En cualquier caso, se retirará la envoltura imprescindible para realizar el acoplamiento a terminales o bornas de conexión. No se admitirán conexiones donde el conductor sobresalga de la borna o terminal.

Las derivaciones se realizarán siempre mediante bornas o kits. No se permitirán empalmes realizados por torsión de un conductor sobre todo.

Los cables se fijarán a los soportes mediante bridas, abrazaderas o collares de forma que no se perjudique a las cubiertas de los mismos. La distancia entre dos puntos de fijación consecutivos no excederá de 0,40 metros para conductores sin armar, y 0,75 metros para conductores armados.

Cuando por las características del tendido sea preciso instalarlos en línea curva, el radio de curvatura será como mínimo el siguiente:

Diámetro exterior < 25 mm	4 veces el diámetro	Diámetro exterior 25 a 50 mm.
5 veces el diámetro	Diámetro exterior > 50 mm	6 veces el diámetro

Cuando en una bandeja o patinillo se agrupen varios cables, cada uno irá identificado mediante un rótulo en que se exprese su código de identificación que necesariamente deberá coincidir con el que aparezca en los documentos del Proyecto. El rótulo será en letras y/o números indelebles e irá en un tarjetero firmemente sujeto al cable, cada 3 metros y en todas las cajas de derivación o empalme.



7.3. MEDICIÓN Y ABONO.

Los conductores eléctricos se medirán por metro lineal instalado con todos sus accesorios sin considerar en dicha medición los recortes, puntas sobrantes o desperdicios que hubiesen resultado una vez instalados.

El abono se efectuará por metro lineal de acuerdo con el criterio anterior y considerando incluidos en el precio por metro lineal los accesorios de empalme, derivación, identificación u otros.

8. CAJAS DE REGISTRO.

8.1. CAJAS PARA INSTALACIÓN EMPOTRADA.

Serán de plástico de primera calidad. Tendrán taladros troquelados semicortados para las entradas de los tubos en las cuatro caras laterales.

Las tapas serán también de plástico, acabadas en color blanco, lisas sin rugosidades ni huellas e irán atornilladas al cuerpo de la caja por los cuatro vértices.

Deberá cuidarse especialmente que las tapas queden perfectamente enrasadas con los paramentos.

La dimensión mínima de caja a utilizar será 100 x 100 x 50 mm.

8.2. CAJAS METÁLICAS PARA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.

Podrán ser de chapa de acero, de aluminio inyectado o de fundición de aluminio según los casos.

Las tapas serán del mismo material y acabado que el cuerpo de las cajas e irán atornilladas al cuerpo de las mismas al menos por dos vértices.

La dimensión mínima a utilizar será 100 x 100 x 50 mm.

Las de fundición de aluminio tendrán originariamente sus cuatro caras laterales cerradas, debiéndose taladrar y roscar en obra el número de entradas de tubos que se precisen en cada caso. Las cajas de los restantes tipos dispondrán de taladros semitroquelados o bien de taladros diáfanos aptos para el montaje de tapitas intercambiables y aptas para el enchufado de tubos con rosca Pg.

En cualquier caso, las cajas permitirán el roscado de los tubos que accedan a ellas y en su instalación final no tendrán ningún taladro abierto que deje el interior de la caja en contacto directo con el exterior.

8.3. CAJAS AISLANTES PARA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.

Serán de plástico de primera calidad.

Tendrán taladros protegidos por conos de entrada de material plástico en las cuatro caras laterales.

Las tapas serán del mismo material y acabado que el cuerpo de las cajas e irán atornilladas al cuerpo de las mismas por los cuatro vértices.

La dimensión mínima de caja a utilizar será 100 x 100 x 55 mm.
El grado de protección exigible a estas cajas será I.P. 555 según UNE.

8.4. MEDICIÓN Y ABONO.

Las cajas de registro se encuentran incluidas como parte proporcional en la medición de tubo. El abono se encuentra incluido con el del tubo.

9. MECANISMOS.

9.1. MECANISMOS DE TIPO DOMÉSTICO.

Los mecanismos de accionamiento estarán contruidos de acuerdo con la norma UNE 20.378 y las bases de enchufe con la UNE 20.315 y responderán en su funcionamiento a los requerimientos de las mismas.

La fijación de los mecanismos a sus cajas será siempre mediante tornillos, quedando expresamente prohibido el uso de garras o sistemas similares.

Cuando los mecanismos vayan empotrados se cuidará que las placas protectoras queden perfectamente adosadas al paramento en todo su perímetro.

Las aristas exteriores de las placas protectoras de los mecanismos deberán quedar paralelas al suelo en su instalación final.

Los mecanismos de accionamiento tales como interruptores y pulsadores se instalarán de modo que la maniobra para cerrar el circuito se realice mediante movimiento de arriba hacia abajo en el plano vertical.

Cuando coincidan en un mismo punto varios mecanismos, se montarán bajo placa protectora común múltiple. Si los servicios de los mecanismos son de distinta tensión de servicio, las cajas de los mecanismos deberán tener pared de separación entre ellas.

En todos los casos y cualquiera sea el número de polos, las bases de enchufe dispondrán de terminal de puesta a tierra.

9.2. TOMAS DE CORRIENTE INDUSTRIALES.

Estarán construidas de acuerdo con la norma CEE17 y responderán en su funcionamiento a los requerimientos de dicha norma.

Todas las tomas de corriente irán provistas de un polo de tierra de longitud mayor que los polos activos con objeto de que su conexión sea la primera y su desconexión la última en las maniobras.

Deberán disponer de enclavamiento mecánico que impida la posibilidad de desconexión de las clavijas por accidente.

9.3. MEDICIÓN Y ABONO.

Los mecanismos se medirán por unidad instalada y conectada a su circuito correspondiente. El abono se efectuará por unidad instalada de acuerdo con el criterio anterior.

10. CUADROS.

10.1. OBJETO.

La presente especificación establece los criterios de base para la protección, la construcción y los métodos de conexionado para los cuadros de distribución, de energía en baja tensión, incluyendo los cuadros generales y los cuadros secundarios.

10.2. NORMATIVA.

Los cuadros comprendidos en ella y sus componentes simples serán proyectados, construidos y conexiados de acuerdo con las siguientes normas y recomendaciones:

- UNE - EN 60439.1
- CEI 439.1

Todos los componentes en material plástico deberán responder a los requisitos de autoextinguibilidad a 960°C en conformidad a la norma CEI 695.2.1.

10.3. DATOS GENERALES.

En la construcción del cuadro se deberán considerar las diversas condiciones de servicio. Los cuadros eléctricos serán instalados en el interior de locales adecuados.

La frecuencia nominal será de 50 Hz ($\pm 2,5\%$)

La corriente nominal de cortocircuito prevista para el cuadro, será la calculada sobre el esquema relativo, siendo su duración de 1 segundo.

Los cuadros eléctricos serán dimensionados según las características mecánicas y eléctricas contenidas en el folio de datos conjunto.

10.4. DISPOSITIVOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN.

Serán objeto de preferencia por parte del proyectista, conjuntos que incorporen dispositivos principalmente del mismo constructor.

Deberá ser garantizada una fácil individualización de la maniobra de enchufado, que deberá por tanto estar concentrada en el frontal del compartimento.

En el interior deberá ser posible una inspección rápida y un fácil mantenimiento.

La distancia entre los dispositivos y las eventuales separaciones metálicas deberán impedir que interrupciones de elevadas corrientes de cortocircuito o averías notables puedan afectar al equipamiento eléctrico montado en compartimentos adyacentes.

Deberán estar en cada caso garantizadas las distancias que realicen los perímetros de seguridad impuestos por los constructores del conjunto.

Todos los componentes eléctricos y electrónicos deberán tener una tarjeta de identificación que se corresponda con el servicio indicado en el esquema eléctrico.

10.5. CONSTRUCCIÓN.

La estructura del cuadro será realizada con montantes en perfil de acero y paneles de cierre en lámina metálica de espesor no inferior a 15/10 o 10/10.

Los cuadros deberán ser ampliables, los paneles perimetrales deberán ser extraíbles por medio de tornillos. Estos tornillos serán de clase 8/8 con un tratamiento anticorrosivo a base de zinc.

El panel posterior deberá ser de tipo fijo o pivotante con bisagras. La puerta frontal estará provista de cierre a llave; el revestimiento frontal estará constituido de vidrio del tipo templado.

Sobre el panel anterior estarán previstos agujeros para el paso de los órganos de mando.

Todo el aparellaje será fijado sobre guías o sobre paneles fijados sobre traveseros específicos de aguante.

Los instrumentos y las lámparas de señalización serán montados sobre paneles frontales. La estructura tendrá una concepción modular, permitiendo las extensiones futuras. Grado de protección adaptable sobre la misma armadura (estructura) de una IP20 a IP54 IP55.

10.6. BARNIZADO.

Para garantizar una eficaz resistencia a la corrosión, la estructura y los paneles deberán estar oportunamente tratados y barnizados.

El tratamiento de base deberá prever el lavado, la fosfatización más pasivación por cromo o la electrozincación de las láminas.



Las láminas estarán barnizadas con pintura termoendurecida a base de resinas epoxi mezcladas con resina poliéster, color final beige liso y semilucido con espesor mínimo de 50 micrones.

10.7. CONEXIONADO DE POTENCIA.

Las barras y los conductores deberán ser dimensionados para soportar las solicitaciones térmicas y dinámicas correspondientes a los valores de la corriente nominal y para valores de la corriente de cortocircuito.

Las barras deberán estar completamente perforadas (con agujeros de 10 mm de diámetro) y serán fijadas a la estructura mediante soportes aislantes. Estos soportes serán dimensionados y calculados de modo tal que soporten los esfuerzos electrodinámicos, debidos a las corrientes de cortocircuito.

Por otra parte los soportes estarán preparados para recibir hasta 3 barras por fase, de espesor 5 mm y deberán ser fijados a la estructura del cuadro con disposición para eventuales modificaciones futuras.

Las derivaciones serán realizadas en cable o en fleje de cobre flexible con aislamiento no inferior a 3 kV.

Los conductores serán dimensionados para la corriente o en fleje de cobre flexible, con aislamiento no inferior a 3 kV.

Los conductores serán dimensionados para la corriente nominal de cada interruptor.

Para corriente nominal superior a 160 al conexionado será en cada caso realizado con fleje flexible.

Los interruptores estarán normalmente alimentados por la parte superior, salvo diversas exigencias de instalación; en tal caso podrán estar previstas diversas soluciones. Las barras deberán estar identificadas con señales autoadhesivas según la fase, así como los cables que serán equipados con anillos terminales de colores (neutro en azul).



10.8. CONEXIONADO AUXILIAR.

Será en conductor flexible con aislamiento de 3 kV, con las siguientes secciones mínimas:

- 4 mm² para los T.C (transformadores de corriente)
- 2,5 mm² para los circuitos de mando, señalización, TT, etc.

Cada conductor estará completado de un anillo numerado correspondiendo al número sobre la regleta y sobre el esquema funcional.

Deberán estar identificados los conductores para los diversos servicios (auxiliares en alterna, corriente continua, circuitos de alarma, circuitos de mando, circuitos de señalización), utilizando conductores con cubierta distinta o poniendo en las extremidades anillos coloreados.

10.9. ESQUEMA.

Cada cuadro, incluso el más simple, deberá tener una porta-esquemas, en el que se encontrarán los diseños del esquema de potencia funcional.

10.10. INSTRUMENTOS DE MEDIDA.

Estarán preparados para colocarse en carril DIN o para situarse en superficie (puertas, tapas) con dimensiones 72 x 72 mm; serán del tipo electromagnético para corriente alterna, con imán permanente y bobina móvil corriente continua ferrodinámico para los registros y a inducción para el contador.

11. INTERRUPTORES AUT. BT DE BASTIDOR ABIERTO.

Los interruptores automáticos y magnetotérmicos de BASTIDOR ABIERTO colocados en acometidas y acoplamiento del CGDBT intensidades nominales de 800 a 6.300 A y poder de corte de 30 a 130 KA eficaces, estarán conforme a las exigencias internacionales y de acuerdo con las siguientes normas:

- CEI 157-1
- UL 489 LISTED JEC 160
- JIS C8372
- UTE C63120
- BS 4752
- VDE 0660
- NEMA

Las dimensiones de los automáticos de bastidor abierto. Serán reducidas con un solo volumen de 800 a 3.200 A.

El interruptor automático fijo se realizará a partir de la parte móvil del interruptor automático seccionable y por la simple adición de dos escuadras laterales.

El interruptor en carga derivará directamente del interruptor automático, con unidades de control apropiadas.

Los automáticos, por su diseño, presentarán:

- Mantenimiento reducido y fácil
- Aislamiento clase II de la cara anterior
- Corte plenamente aparente
- Adaptación sin regulación de los auxiliares
- 5 a 10 veces menos piezas que una gama tradicional
- Apertura del interruptor automático en caso de enchufado y desenchufado
- Conexión de la red de entrada en las pletinas superiores o inferiores
- Tropicalización T2 en estándar
- Enclavamientos
- Conmutaciones automáticas entre dos o tres aparatos.

Los automáticos tendrán cierre y apertura por acumulación de energía en resortes. El rearme se efectúa mediante 6 maniobras de la empuñadura o eléctricamente. El cierre y la apertura se efectuarán accionando los pulsadores situados en la cara anterior o a distancia.

Las unidades de Control que se incorporan a los automáticos realizarán según el tipo de unidades, las siguientes funciones:

- Protección corto retardo
- Protección largo retardo
- Protección instantánea con alto umbral
- Protección tierra

Englobarán:

- Gestión y control de carga.
- Señalización a distancia.
- Medida de la intensidad de fase, intensidad máxima, intensidades cortadas y acumuladas.
- Selectividad lógica en la protección tierra.
- Función de autovigilancia.
- Teletransmisión.

12.SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.

12.1. MALLAS DE PUESTA A TIERRA.

Estarán constituidas por una red de cables de cobre desnudo de 35 mm^2 de sección directamente enterrados en el terreno. El perímetro exterior de dicha malla deberá ser el correspondiente al edificio en cuestión. Las caras opuestas de dicho perímetro deberán estar enlazadas entre sí asimismo por cables del mismo tipo y sección que coincidan en su recorrido con los pozos de cimentación de todos los pilares.

Si la resistencia de la red descrita es superior al valor deseable se procederá a conectar electrodos al cable perimetral, con la interdistancia adecuada. En este sentido podrán tomarse como referencia las intersdistancias aconsejadas por la norma NTE-IEP.

Las masas metálicas de todos los pilares deberán quedar unidas a la malla, tanto si estos son metálicos como si son de hormigón armado, en cuyo caso lo que se unirá a la malla serán las armaduras.

Tanto las uniones entre cables, como entre cables y electrodos y como entre cables y pilares o armaduras, deberán realizarse mediante soldaduras aluminotérmicas.

En el lugar en que se prevea la instalación de centralización de contadores, cuadros generales o en general elementos primarios de distribución, deberán establecerse arquetas a través de las cuales se haga pasar el cable más cercano de la malla que resultara registrable en dicho punto.



12.2. ELECTRODOS.

Generalmente estarán constituidos por una pica de acero cobrizado de longitud y diámetro variable hincada directamente en el terreno.

Como alternativa a la solución anterior podrán utilizarse placas de cobre de espesor mínimo 2 mm y superficie mínima $0,5 \text{ m}^2$ cuya instalación será en posición vertical.

En cualquier caso, los puntos para realizar las puestas a tierra deberán elegirse en zonas donde se prevea la existencia permanente de un alto grado de humedad siendo recomendables en este sentido las zonas ajardinadas, patios u otros donde el riesgo periódico o al menos la lluvia esporádica colaboren a dicho estado.

Es recomendable asimismo que los electrodos queden instalados en un entorno de tierra vegetal.

12.3. DISTRIBUCIÓN.

En los cuadros generales de distribución se establecerán unos regleteros de bornas o barras de conexión para cables de puestas a tierra que quedarán conectados a la malla de puesta a tierra de la edificación mediante cable de cobre desnudo de 35 mm^2 de sección.

Desde dichos regleteros de bornas o barras de conexión, y acompañando a los conductores polares de cada línea de acometida a cuadros secundarios, partirá un conductor junto a aquellos de la misma sección que los polares hasta un máximo de 16 mm^2 .

En cada cuadro secundario se establecerá también un regletero de bornas con el mismo fin, del que asimismo partirán conductores para puesta a tierra acompañando a los polares de cada circuito de distribución a receptores.

Deberán quedar puestos a tierra los chasis de todos los aparatos de alumbrado y demás receptores eléctricos de la instalación, así como chasis de cuadros y patillas de puesta a tierra de todas las bases de enchufe y tomas de corriente.

12.4. MEDICIÓN Y ABONO.

Los cables se medirán por metro lineal instalado con todos sus accesorios sin considerar en dicha medición los recortes, puntas sobrantes o desperdicios que hubiesen resultado una vez instalados.

Los electrodos se medirán por unidad instalada y conectada al sistema de puesta a tierra.

Las soldaduras aluminotérmicas se medirán como parte proporcional del resto de la instalación.

Los cables se abonarán por metro lineal instalado de acuerdo con el criterio de medición expresado.

Los electrodos se abonarán por unidad instalada de acuerdo con el criterio de medición expresado.

Las soldaduras aluminotérmicas se abonarán como parte proporcional del resto de la instalación, entendiéndose incluido en el precio, el costo del cartucho y la amortización del molde, el mango y el encendedor.

13.MANTENIMIENTO Y GARANTIA.

La Empresa adjudicataria garantizará por un año el correcto funcionamiento de todos los dispositivos e instalación del Sistema, ante un mal funcionamiento derivado de defectos de los materiales o de la realización de la misma.

Independientemente de esta garantía, la Empresa adjudicataria podrá, a la entrega de la instalación, suscribir un contrato de mantenimiento, por lo que en la presentación de la oferta deberá describir y evaluar su propuesta concreta de mantenimiento, así como la lista de repuestos, para un año, que considere necesarios.

El año mínimo de garantía, se entiende a partir de la recepción definitiva de la instalación.



14.DOCUMENTACION.

Como documentación técnica y complemento informativo, al finalizar la instalación se facilitará por parte de la Empresa adjudicataria, una colección completa de planos de la instalación donde se representará la ubicación exacta de equipos y cableados, además de la lista de conexionados de todas las cajas de la instalación, indicando las referencias de las marcaciones de los cables.

Asimismo se representará la situación exacta de los diferentes tubos, arquetas, cajas y formas de acometidas a equipos, con indicación de sus dimensiones básicas.

También se adjuntarán planos del cableado de las consolas de control con indicación de bornas y conexionado de los equipos integrados en ellas.

Junto con los planos se adjuntarán los manuales de funcionamiento y mantenimiento de todos los equipos instalados.

15.ACABADOS Y REMATES FINALES.

Antes de la aceptación de la obra por parte de la Dirección técnica, el Contratista tendrá que realizar a su cargo y sin costo alguno para la Propiedad cuanto se expone a continuación:

- La reconstrucción total o parcial de equipos o elementos deteriorados durante el montaje.
- Limpieza total de canalizaciones, equipos, cuadros y demás elementos de la instalación.
- Evacuación de restos de embalajes, equipos y accesorios utilizados durante la instalación.
- Protección contra posibles oxidaciones en elementos eléctricos o sus accesorios (bandejas, portacables, etc.) situados en puntos críticos, o en período de oxidación.
- Ajuste de la regulación de todos los equipos que lo requieran.
- Letreros indicadores, placas, planos de obra ejecutada y demás elementos aclaratorios de funcionamiento.

16. PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA.

Independientemente de las pruebas de puesta en marcha específicas que para algunas instalaciones especiales puedan haber quedado ya recogidas en apartados anteriores de este Pliego, deberán realizarse las siguientes:

- Prueba con las potencias demandadas calculadas, de las instalaciones de alumbrado y fuerza.
- Prueba del correcto funcionamiento de todas las luminarias.
- Prueba de existencia de tensión en todas las bases de enchufe y tomas de corriente. Prueba del correcto funcionamiento de todos los receptores conectados a la instalación de fuerza.
- Medida de la resistencia de aislamiento de los tramos de instalación que se considere oportuno.
- Medida de la resistencia a tierra en los puntos que se considere oportuno.

En todo caso, las pruebas reseñadas deberán realizarse en presencia de la Dirección técnica y siguiendo sus instrucciones. Para ello el Instalador deberá disponer el personal, medios auxiliares y aparatos de medida precisos.

Será competencia exclusiva de la Dirección técnica determinar si el funcionamiento de la instalación o las mediciones de resistencia son correctos y conformes a lo exigido en este

Pliego y las reglamentaciones vigentes, entendiéndose que en caso de considerarlos incorrectos el Instalador queda obligado a subsanar las deficiencias sin cargo adicional alguno para la Propiedad.

Firma:

César Climent Palomo
Ingeniero Industrial

Septiembre del 2013

XI.- PRESUPUESTO

	TAREAS DEL PROYECTO	HORAS MANO OBRA	MANO OBRA (€/h)	UNIDADES	COSTE UNITARIO	TOTAL
PRINCIPALES COSTOS	SUNPOWEER SPR 333 NE WHT D	220,0	22,00 €	1.656,0	650,00 €	1.081.240,00 €
	INGECON HYBRID 120	16,0	22,00 €	4,0	45.000,00 €	180.352,00 €
	BATERIAS HAWKER OPZS TZS-24	45,0	22,00 €	64,0	9.200,00 €	589.790,00 €
	MARQUESINAS IMCASA (Ver Anexo)	-	-	-	-	85.426,95 €
	PUNTOS DE RECARGA CIRCUTOR	40,0	20,00 €	32,0	550,00 €	18.400,00 €
	Subtotal		321,0			

	TAREAS DEL PROYECTO	HORAS MANO OBRA	MANO OBRA (€/h)	UNIDADES	COSTE UNITARIO	TOTAL
ELEMENTOS CARGA V.E.	ANALIZADOR CALIDAD DE SUMINISTRO CIRCUTOR	1,0	22,00 €	2,0	1.020,00 €	2.062,00 €
	FILTRO ACTIVO CIRCUTOR	1,0	22,00 €	2,0	754,00 €	1.530,00 €
	PANEL MULTIFUNCION RVE-CM20 CIRCUTOR	2,0	22,00 €	4,0	545,00 €	2.224,00 €
	LECTOR TARJETAS MULTIFUNCION	2,0	22,00 €	4,0	325,00 €	1.344,00 €
	CAJERO DE PREPAGO	2,0	20,00 €	4,0	255,00 €	1.060,00 €
	COSTES INDIRECTOS (5%)	-	-	-	-	411,00 €
	Subtotal		8,0			

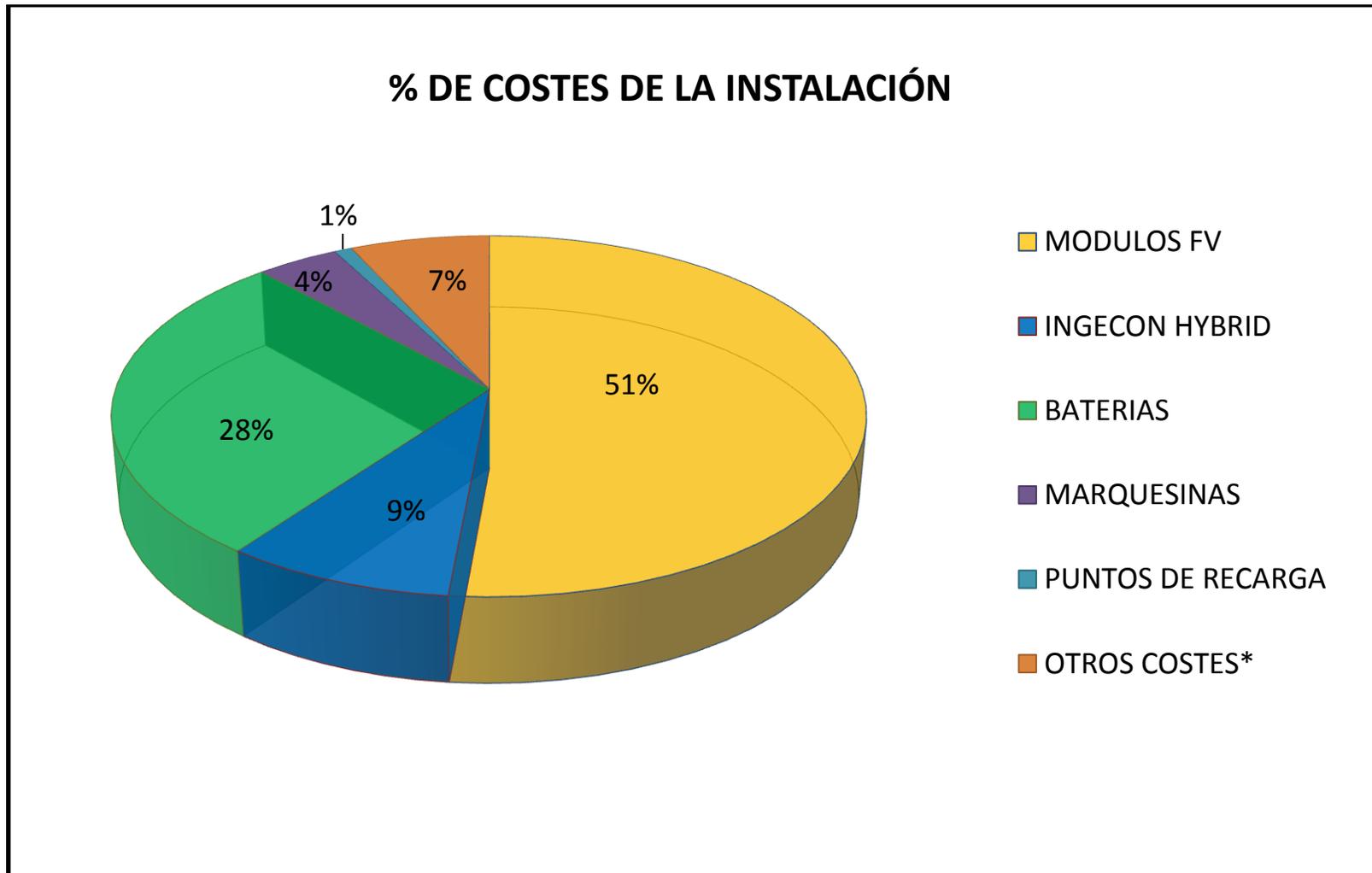
	TAREAS DEL PROYECTO	HORAS MANO OBRA	MANO OBRA (€/h)	UNIDADES	COSTE UNITARIO	TOTAL
CANALIZACIONES	ALIMENTACION PUNTOS DE LUZ	7,0	16,00 €	740,0	1,50 €	1.222,00 €
	ALIMENTACION SENSORES Y LEDS	7,0	22,00 €	740,0	1,05 €	931,00 €
	CANALIZACION ENTERRADA	12,0	16,00 €	720,0	2,30 €	1.848,00 €
	OTROS COSTES (10%)	-	-	-	-	400,10 €
	Subtotal		26,0			4.401,10 €

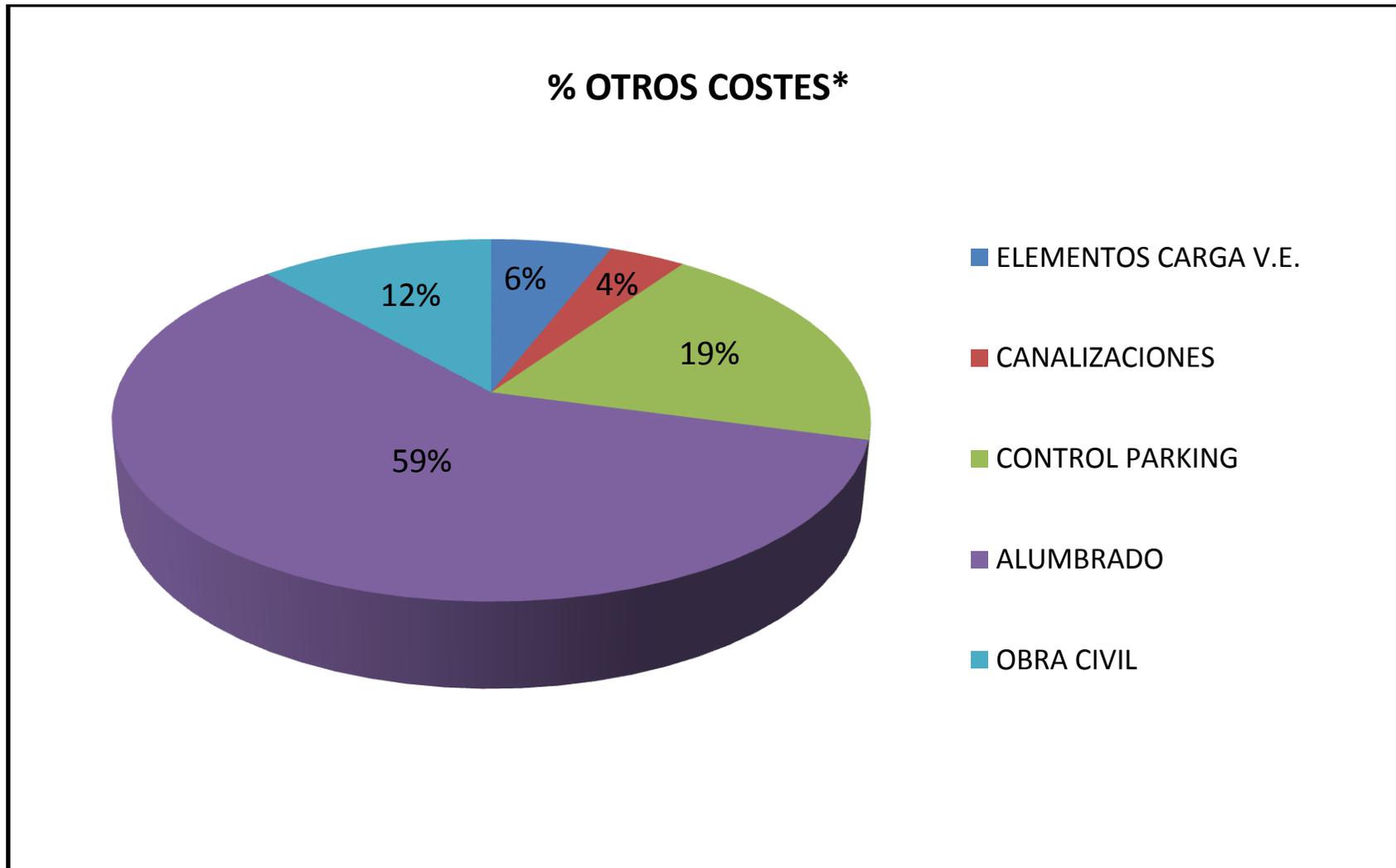
	TAREAS DEL PROYECTO	HORAS MANO OBRA	MANO OBRA (€/h)	UNIDADES	COSTE UNITARIO	TOTAL
CONTROL PARKING	CONCENTRADOR COMUNICACIONES MABYC PARKARE	4,0	20,00 €	2,0	1.225,25 €	2.530,50 €
	SENSOR VOLUMETRICO PARKARE	0,2	22,00 €	250,0	72,00 €	18.004,40 €
	DISPOSITIVO LED	20,0	16,00 €	250,0	15,00 €	4.070,00 €
	PANEL INFORMATIVO MABYC PARKARE	2,0	16,00 €	4,0	378,00 €	1.544,00 €
	LAZO INDUCTIVO DETECTOR DE MASAS	1,6	16,00 €	8,0	123,00 €	1.009,60 €
	COSTES INDIRECTOS (3%)	-	-	-	-	814,76 €
Subtotal		27,8			27.973,26 €	

	TAREAS DEL PROYECTO	HORAS MANO OBRA	MANO OBRA (€/h)	UNIDADES	COSTE UNITARIO	TOTAL
ALUMBRADO PUBLICO	CUADRO PROTECCION Y MEDIDA: CITI 10R ARELSA	2,2	22,00 €	2,0	834,00 €	1.716,40 €
	CAJA GENERAL DE PROTECCION	1,0	22,00 €	1,0	90,00 €	112,00 €
	INT MAGNETOTERMICO ICP	0,2	22,00 €	1,0	15,00 €	19,40 €
	IGA CON PROTECCION CONTRASOBRETENSIONES	0,3	22,00 €	1,0	125,00 €	131,60 €
	PROTECCION INTERIOR ABONADO 5A	2,0	22,00 €	6,0	24,00 €	188,00 €
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL BIPOLAR 300mA	2,0	22,00 €	6,0	150,25 €	945,50 €
	INTERRUPTOR DIFERENCIAL BIPOLAR 30mA	0,2	22,00 €	1,0	173,28 €	177,68 €
	PROGRAMADOR ASTRONOMICO TELEASTRO	1,0	22,00 €	2,0	237,00 €	496,00 €
	PICAS PUESTA A TIERRA	1,0	16,00 €	20,0	10,00 €	216,00 €
	LUMINARIA METRONOMIS BRUSSELES	3,0	22,00 €	32,0	700,00 €	22.466,00 €
	LUMINARIA ARKEN	2,0	22,00 €	12,0	450,00 €	5.444,00 €
	COLUMNA SOPORTE BENITO 9m	3,0	16,00 €	16,0	2.100,00 €	33.648,00 €
	COLUMNA SOPORTE BENITO 3,6m	2,0	16,00 €	12,0	1.450,00 €	17.432,00 €
	COSTES INDIRECTOS (3%)	-	-	-	-	2.489,78 €
Subtotal		19,9				85.482,36 €

	TAREAS DEL PROYECTO	HORAS MANO OBRA	MANO OBRA (€/h)	UNIDADES	COSTE UNITARIO	TOTAL
OBRA CIVIL	EXCAVACION MAQ ZANJA INSTAL ELEC	40,0	18,00 €	350,0	10,00 €	4.220,00 €
	REFINADO MANUAL ZANJAS	40,0	16,00 €	350,0	0,00 €	640,00 €
	TRANSPORTE TIERRAS	3,0	12,00 €	4,0	50,00 €	236,00 €
	RELLENO CON ARENA FINA	12,0	12,00 €	4,0	30,00 €	264,00 €
	RELLENO CON HORMIGON	12,0	12,00 €	4,0	400,00 €	1.744,00 €
	CAPA SUPERFICIAL ASFALTO	30,0	12,00 €	4,0	1.200,00 €	5.160,00 €
	ARQUESTAS DE REGISTRO	30,0	12,00 €	40,0	65,00 €	2.960,00 €
	OTROS COSTES (10%)	-	-	-	-	1.522,40 €
	Subtotal	167,0				16.746,40 €

TOTAL 2.098.443,06 €





RESUMEN DEL PRESUPUESTO

CAPITULO	DESCRIPCIÓN	IMPORTE	%
C1	PRINCIPALES COSTES	1.955.208,95	93
C2	ELEMENTOS CARGA V.E.	8.631,00	0.42
C3	CANALIZACIONES	4.401,10	0.28
C4	CONTROL PARKING	27.973,26	1.33
C5	ALUMBRADO PUBLICO	85482,36	4.13
C6	OBRA CIVIL	16.746,40	0.84
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (P.E.M.)		2.098443,06 €	100
	Costes Generales (5%)	104.922,153 €	
	Beneficio Industrial (16%)	335.750,88 €	
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATO (P.E.C.)		2539116,103 €	
	I.V.A. (21%)	533214,38 €	
PRESUPUESTO DE LICITACIÓN (P.L.)		3.072.330,48 €	

El presupuesto sube a la expresada cantidad de **TRES MILLONES SETENTA Y DOS MIL TRECIENTOS TRENTA EUROS con CUARENTA Y OCHO CÈNTIMOS.**

Firma:

César Climent Palomo.
 Septiembre del 2013

Ingeniero Industrial



Universidad
Zaragoza

Proyecto Fin de Carrera

INSTALACION ELECTRICA SOSTENIBLE DE UN PARKING PUBLICO CON SISTEMA DE CARGA PARA COCHES ELECTRICOS MEDIANTE PLACAS FOTOVOLTAICAS

Autor/es

César Climent Palomo

TOMO 2/2

Director/es y/o ponente

Eduardo García Paricio

EINA
Septiembre 2013



X I I.- LISTADO DE PLANOS

PLANOS	<i>Plano 1. Planteamiento previo</i>
	<i>Plano 2: Situación</i>
	<i>Plano 3: Emplazamiento</i>
	<i>Plano 4: Planta de cada módulo</i>
	<i>Plano 5: Distribución módulos fotovoltaicos</i>
	<i>Plano 6: Planta electricidad</i>
	<i>Plano 7: Planta electrónica</i>
	<i>Plano 8: Esquema eléctrico</i>
	<i>Plano 9: Consumos AP</i>
	<i>Plano 10: Esquema puntos de recarga</i>
DETALLES	<i>Detalle 1: Marquesina individual</i>
	<i>Detalle 2: Marquesina doble</i>
	<i>Detalle 3: Cimentaciones</i>
	<i>Detalle 4: Zanjas</i>
	<i>Detalle 5: Armario Alumbrado público</i>

X I I I.- CONCLUSIONES

X I I I I.- BIBLIOGRAFIA

X V.- ANEXOS

- 1 SUNPOWEER SPR 333 NE WHT D**
- 2 SUNPOWEER SPR 333 NE WHT D (PVSYST)**
- 3 HAWKER: BATERIAS SOLARES**
- 4 FACTURA MARQUESINAS**



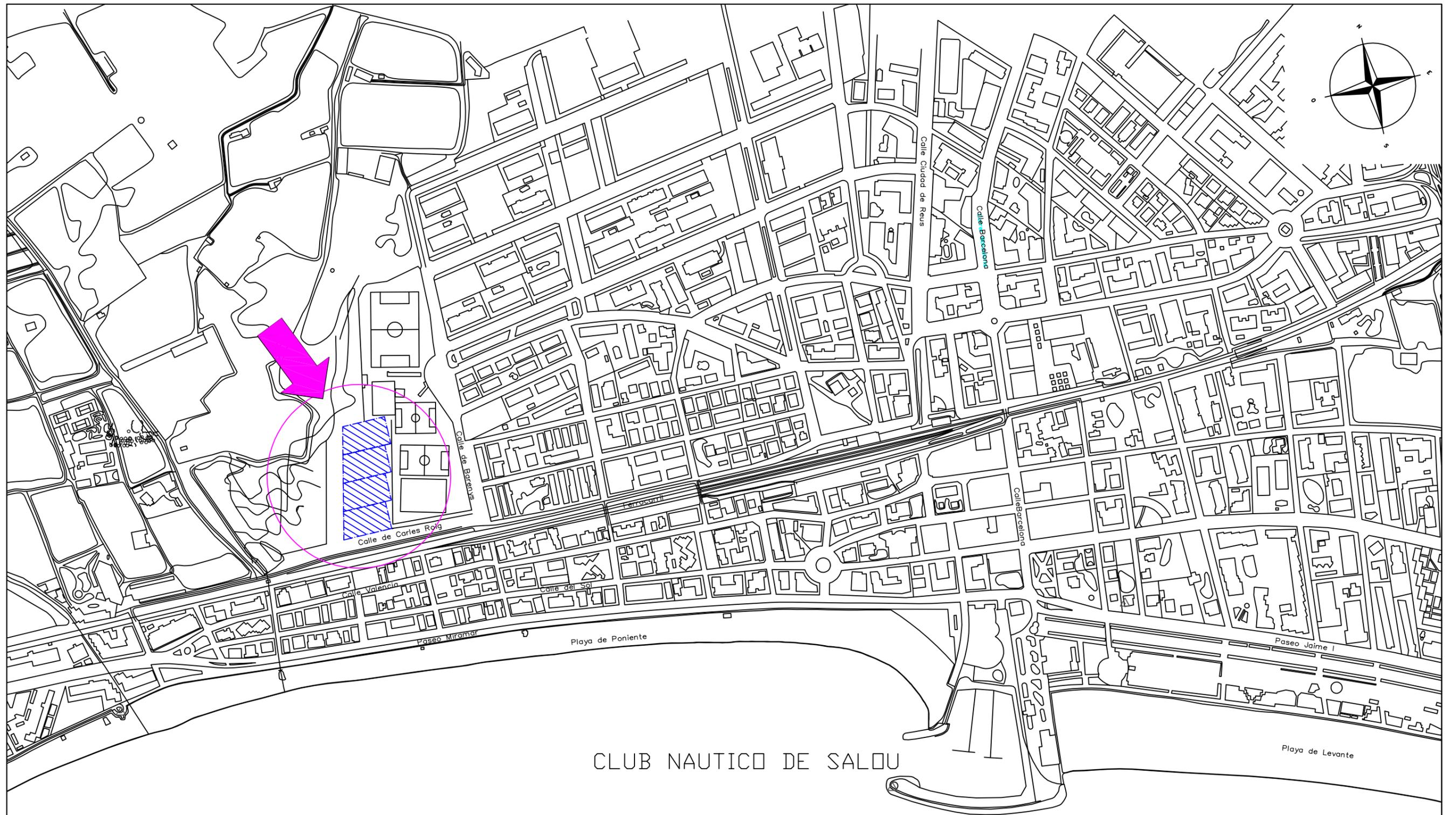
EINA
Zaragoza
Sept 2013

PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala
N/E

Planeamiento previo

Nº 1
Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio



MAR MEDITERRANEO

CLUB NAUTICO DE SALOU



EINA
Zaragoza
Sept 2013

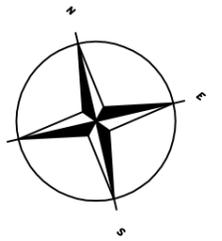
PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala
1:10000

Plano de situación

Nº 2

Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio



LEYENDA

	Edificación
	Otras carreteras asfaltadas
	Ferrocarril
	Muro de contención
	Tapia
	Vallado
	Canal de obra
	Arbol aislado
	Agrupación de arboles



EINA
Zaragoza
Sept 2013

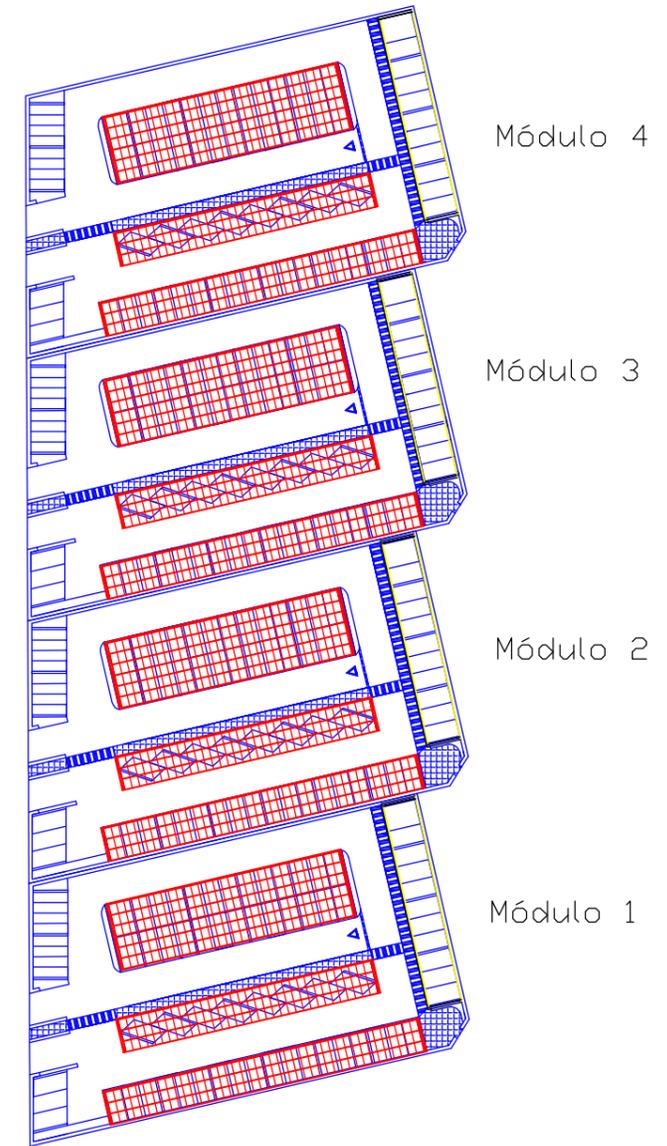
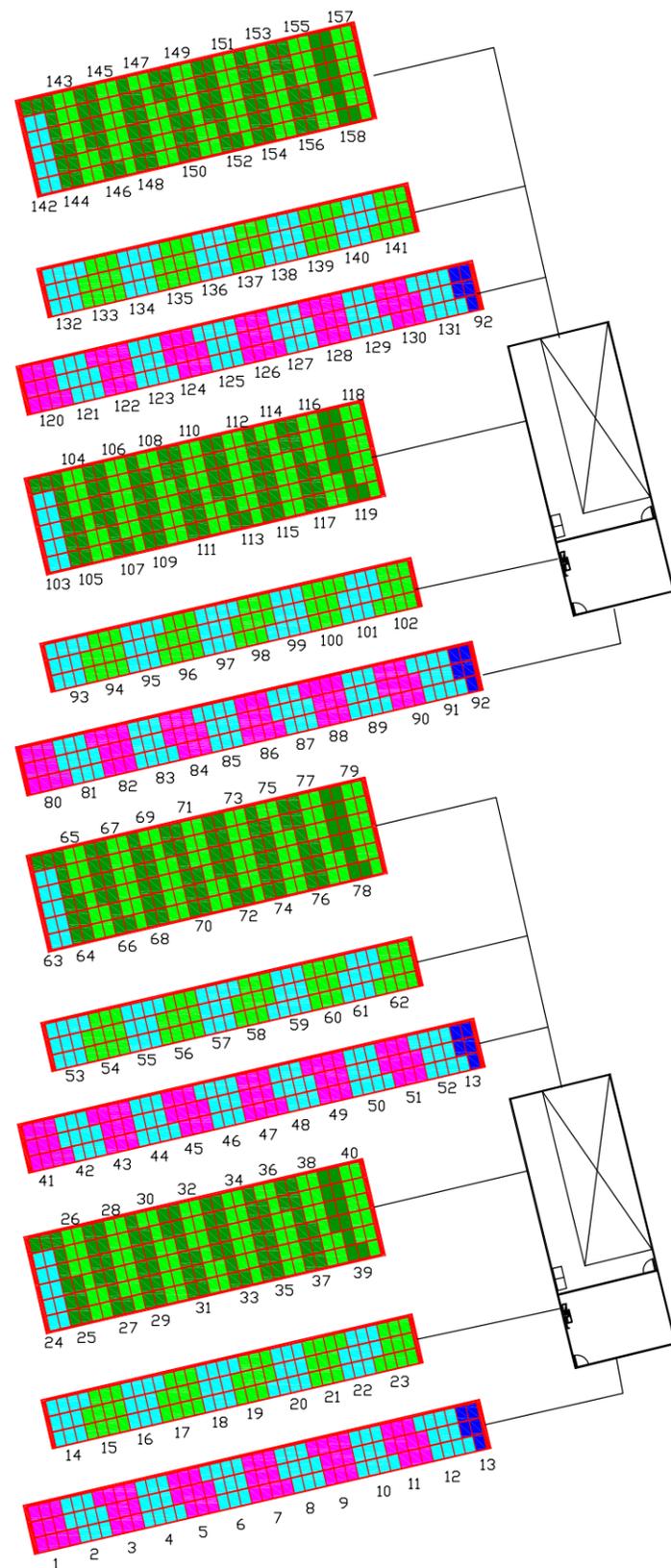
PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala
1:1000

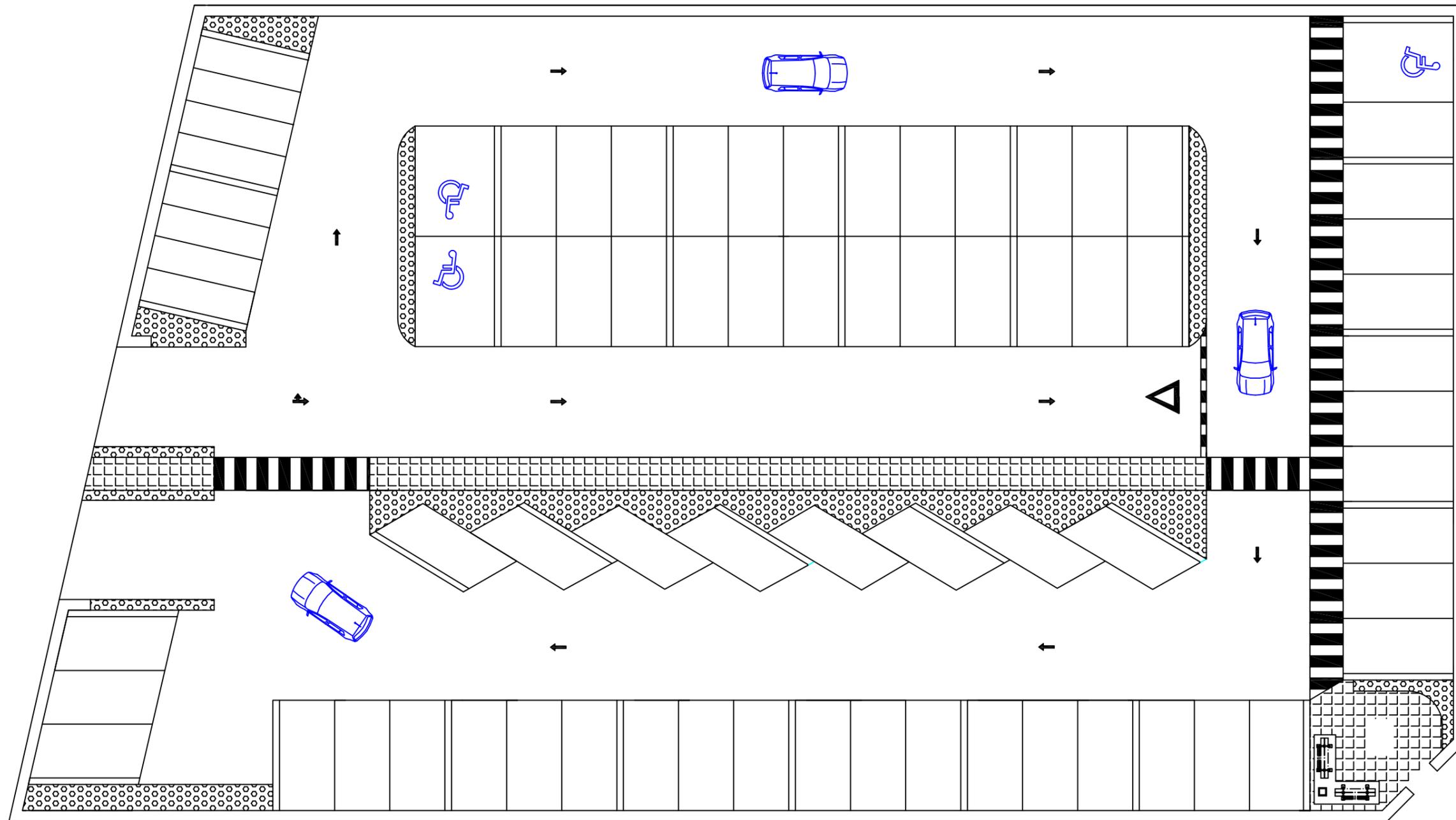
Emplazamiento

Nº 3

Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio



	EINA Zaragoza Sept 2013	PROYECTO FIN DE CARRERA Parking SalouSun
	Escala N/E	Distribución módulos FV



EINA
Zaragoza
Sept 2013

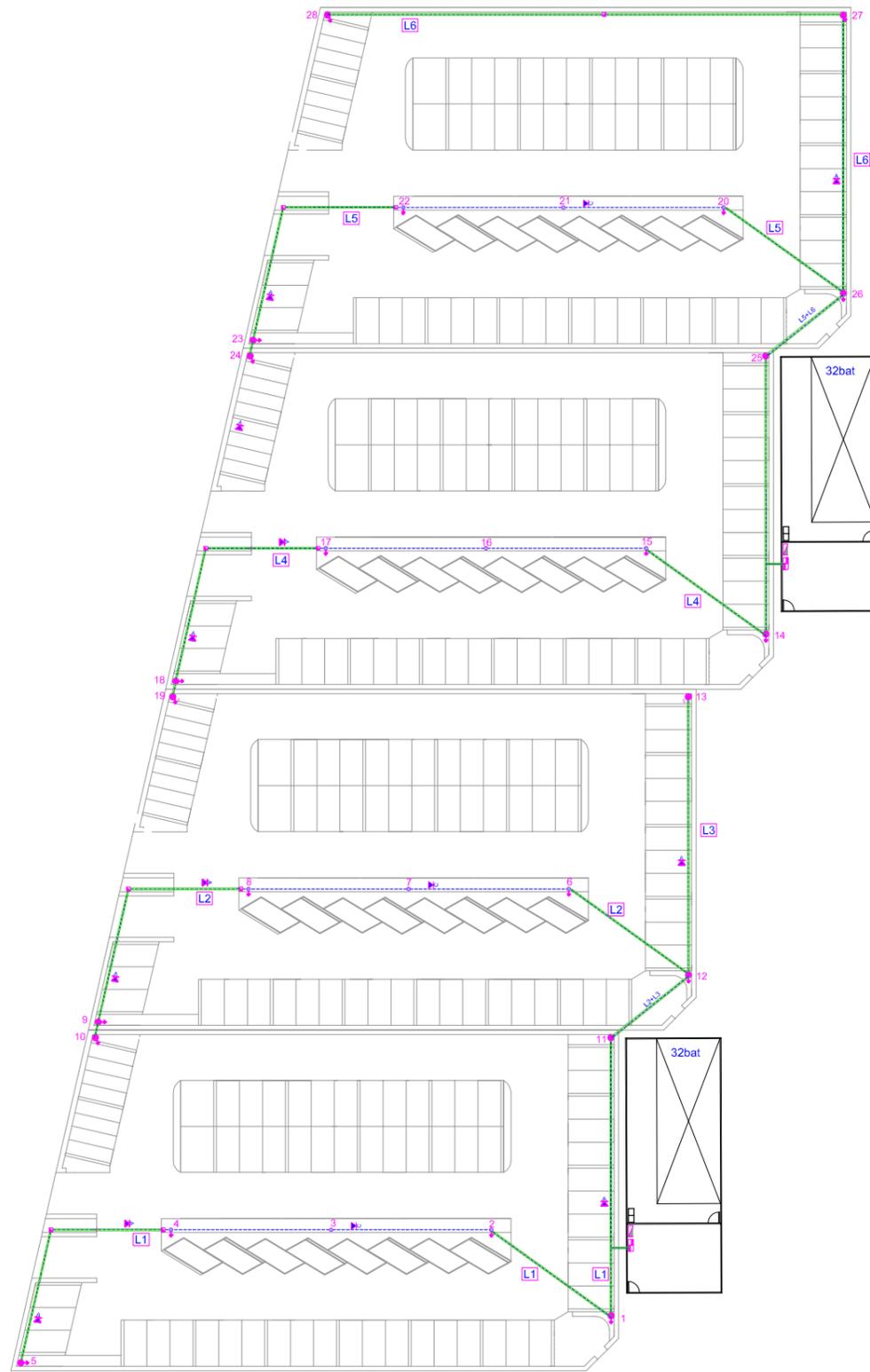
PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala
1:40

Plano de la planta
de cada módulo

Nº 4

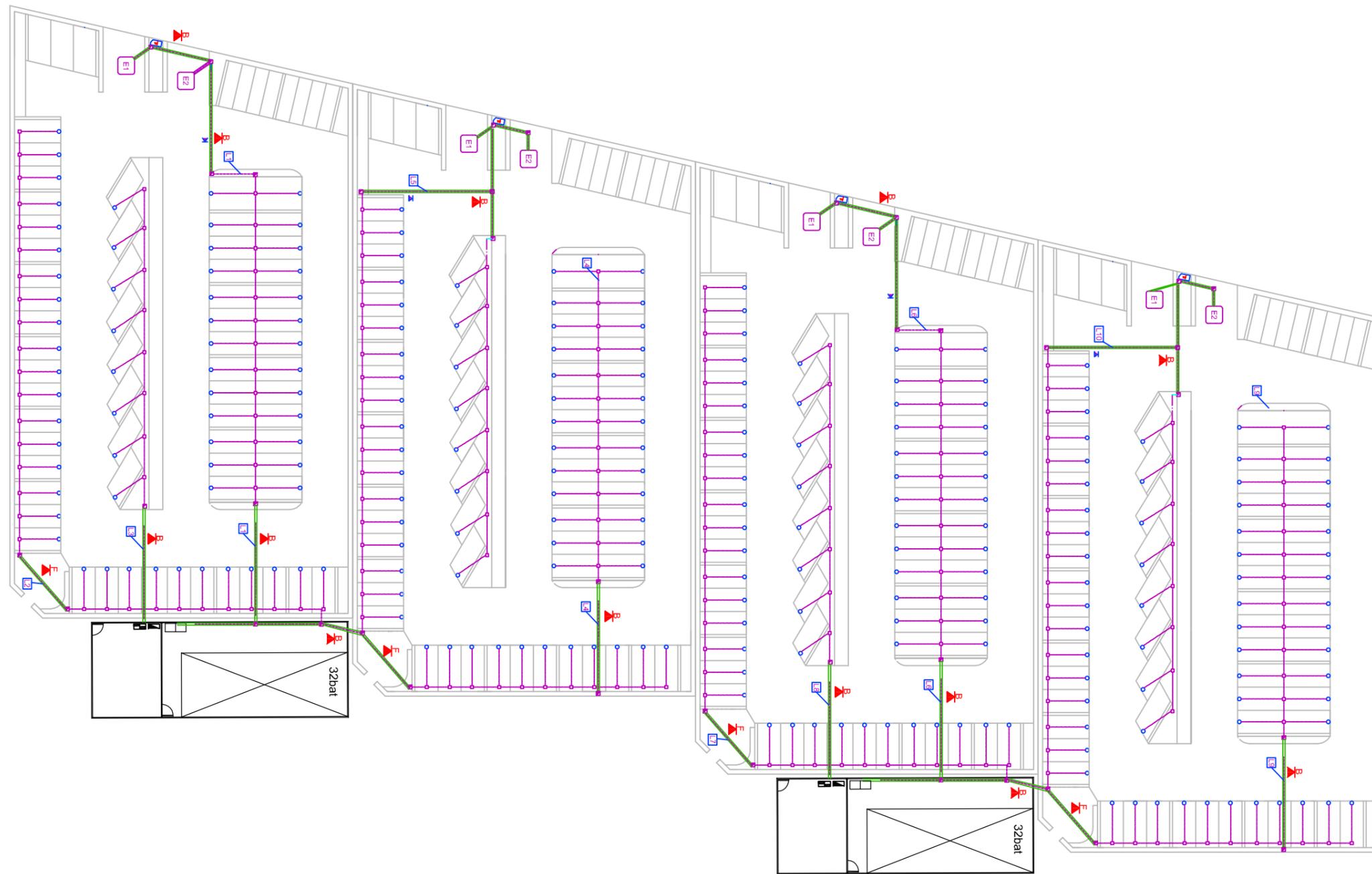
Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio



EINA
Zaragoza
Sept 2013

PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala N/E	Planta instalación eléctrica	Nº 6
		Cesar Climent Palomo
		Eduardo García Paricio



LEYENDA	
	Armario alumbrado público con CGP
	Armario cuadro de control
	Arqueta de registro
	Sensor Volumétrico + Leds indicadores
	Caja de empalmes
	Sensor inductivo de anillo
	Nº Línea distribución DC
	Panel informativo ocupación de plazas
	Sección típica zanja BT en calzada (2 circuito) + circuito electrónico
	Sección zanja especial en acera (1 circuito)
	IngeCON HYBRID 125
	Línea formada por bus RS485 y conductor de 1,5mm2 enterrado bajo tubo en seco de PVC Ø 16mm.
	Línea formada por bus RS485 y conductor de 1,5mm2 dentro de canal.
	Línea formada por bus RS485 y conductor de 1,5mm2 enterrado bajo tubo hormigonado, de PVC Ø 16mm.



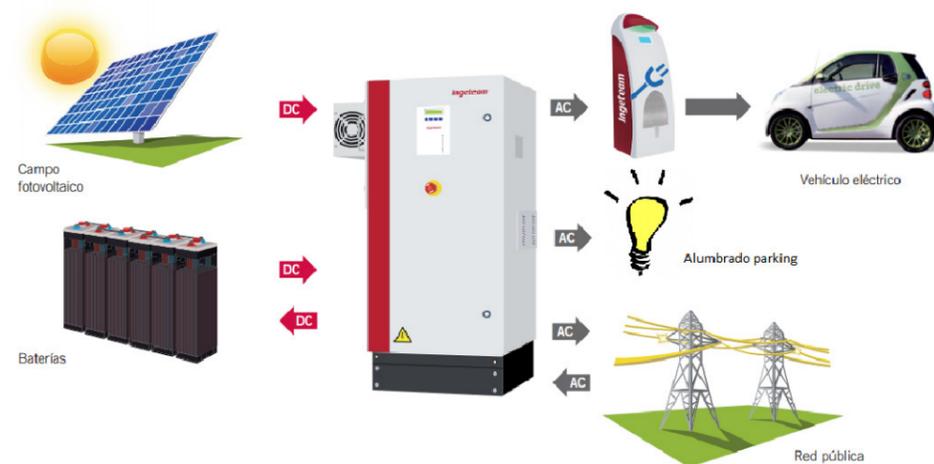
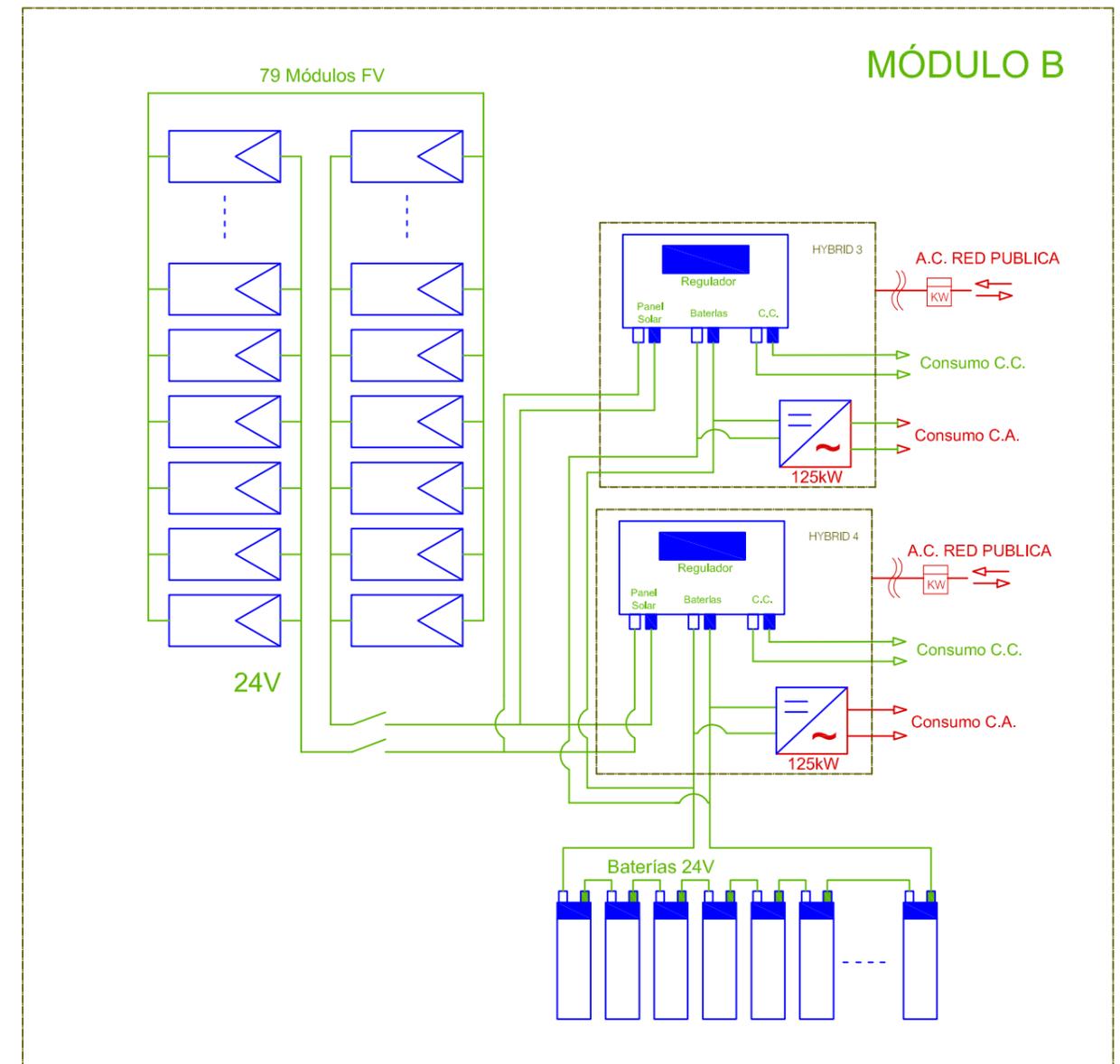
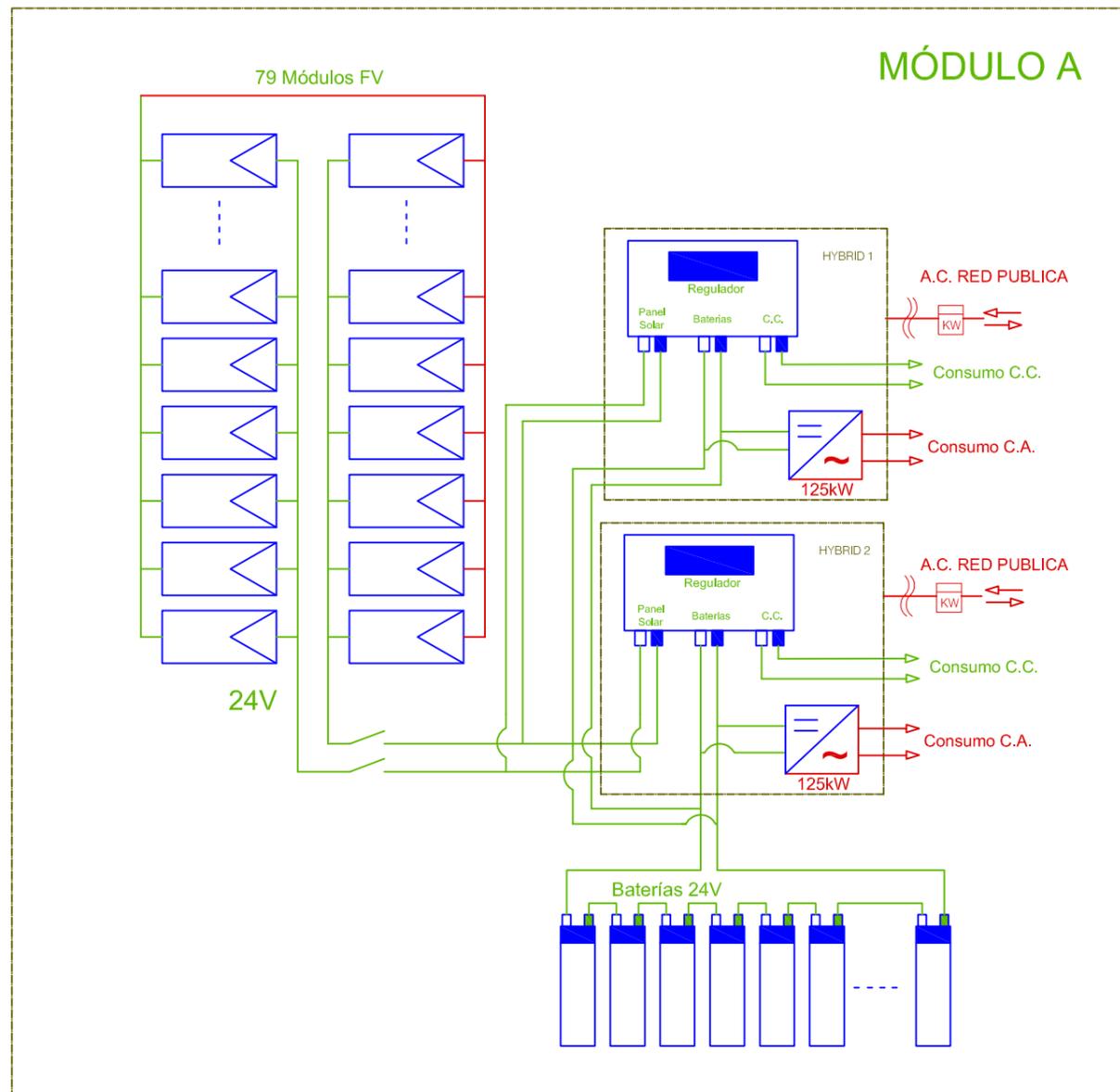
EINA
Zaragoza
Sept 2013

PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

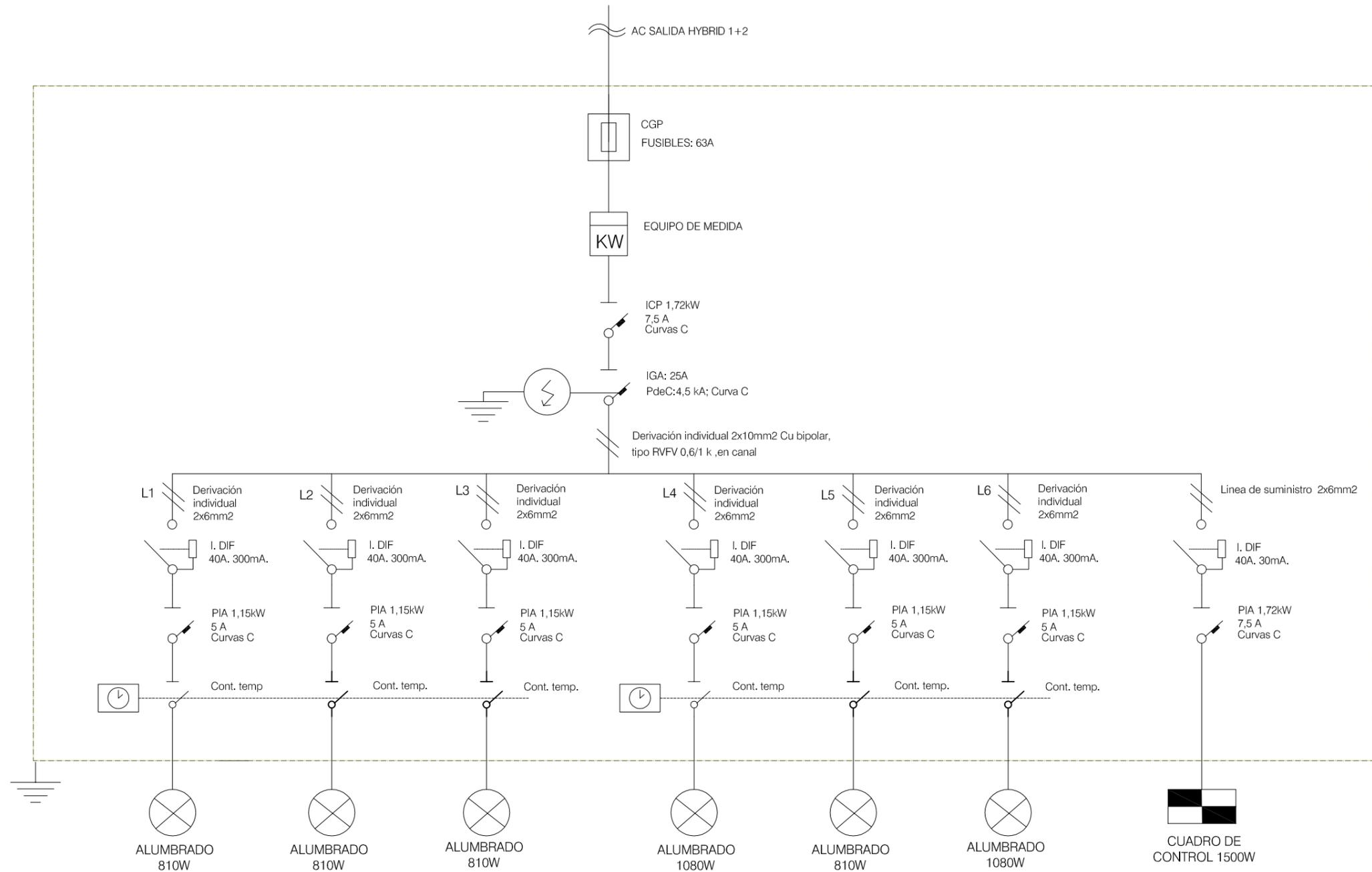
Escala
N/E

Planta instalación
electrónica

Nº 7
Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio



 EINA Zaragoza Sept 2013	PROYECTO FIN DE CARRERA Parking SalouSun	
	Escala N/E	<i>Esquema eléctrico</i>



LEYENDA	
	Armario alumbrado público con CGP
	Armario cuadro de control
	Luminarias
	EQUIPO DE MEDIDA: Maxímetro
	I. DIF: Interruptor Diferencial
	PIA: Protección interior abonado
	IGA: Interruptor general automatico
	ICP: Interruptor Control Potencia Protección contra sobretensiones
	Programador astronómico TELEASTRO Contactor temporizado



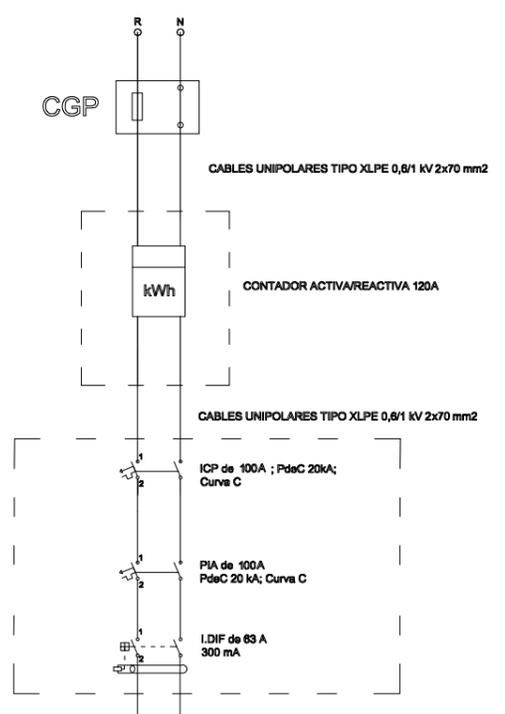
EINA
Zaragoza
Sept 2013

PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala
N/E

Consumos AP

Nº 9
Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio

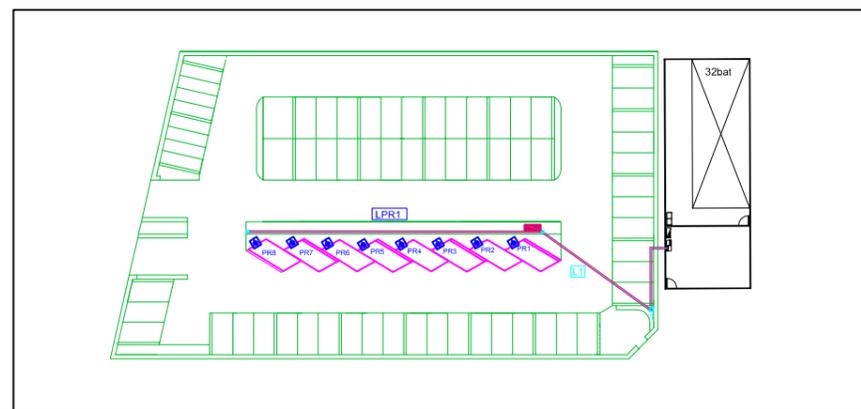
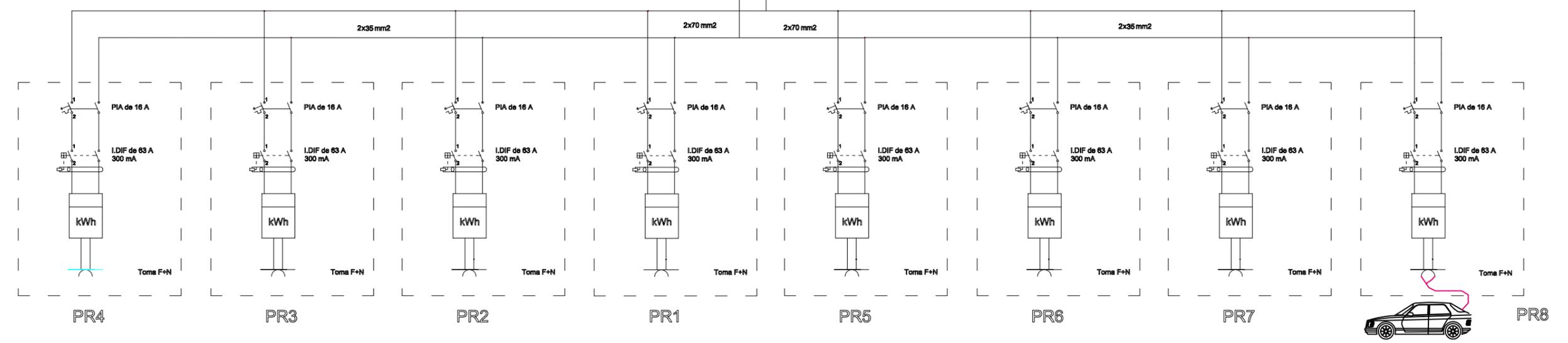


Linea PR1

Las 4 líneas de recarga de VE mantienen el mismo esquema unifilar que el del plano adjunto.

CIRCUITO INTERIOR
CABLES UNIPOLARES TIPO XLPE 450/750 V Cu

CIRCUITO INTERIOR
CABLES UNIPOLARES TIPO XLPE 450/750 V Cu



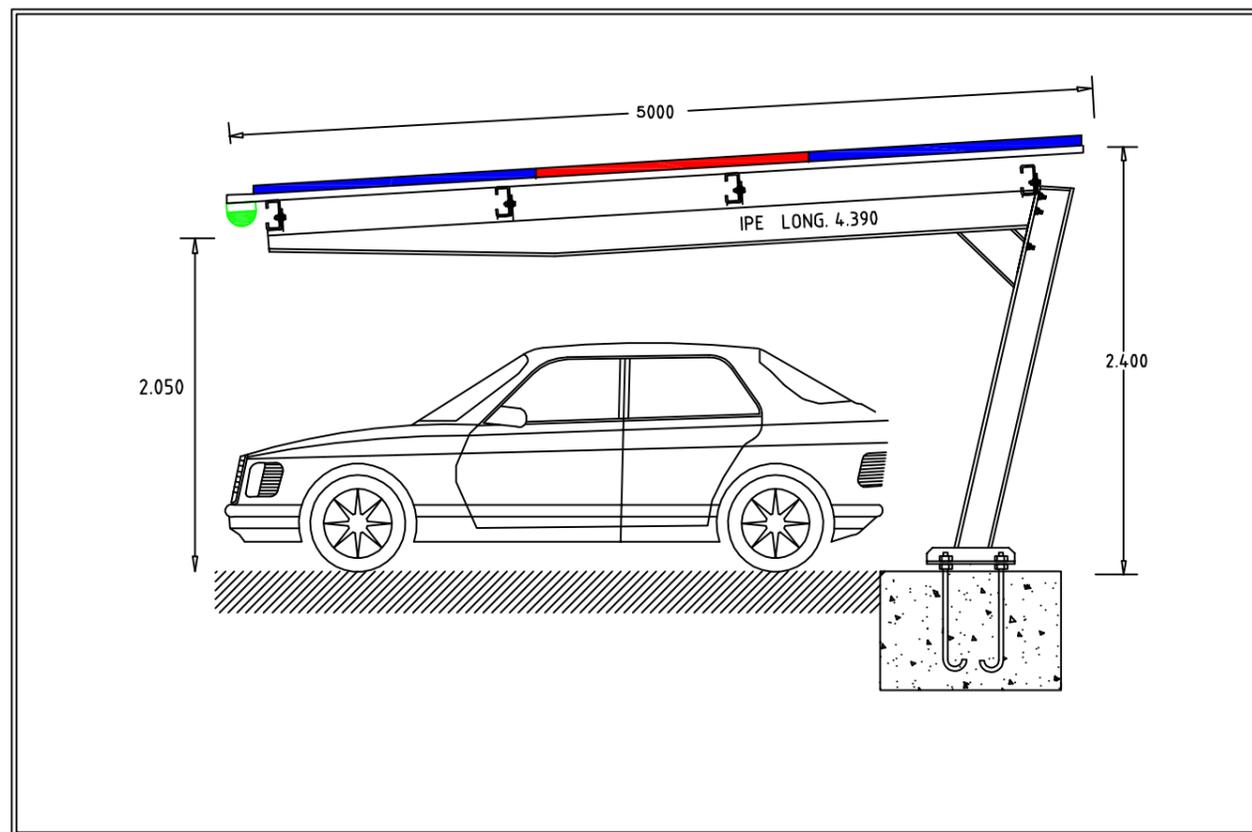
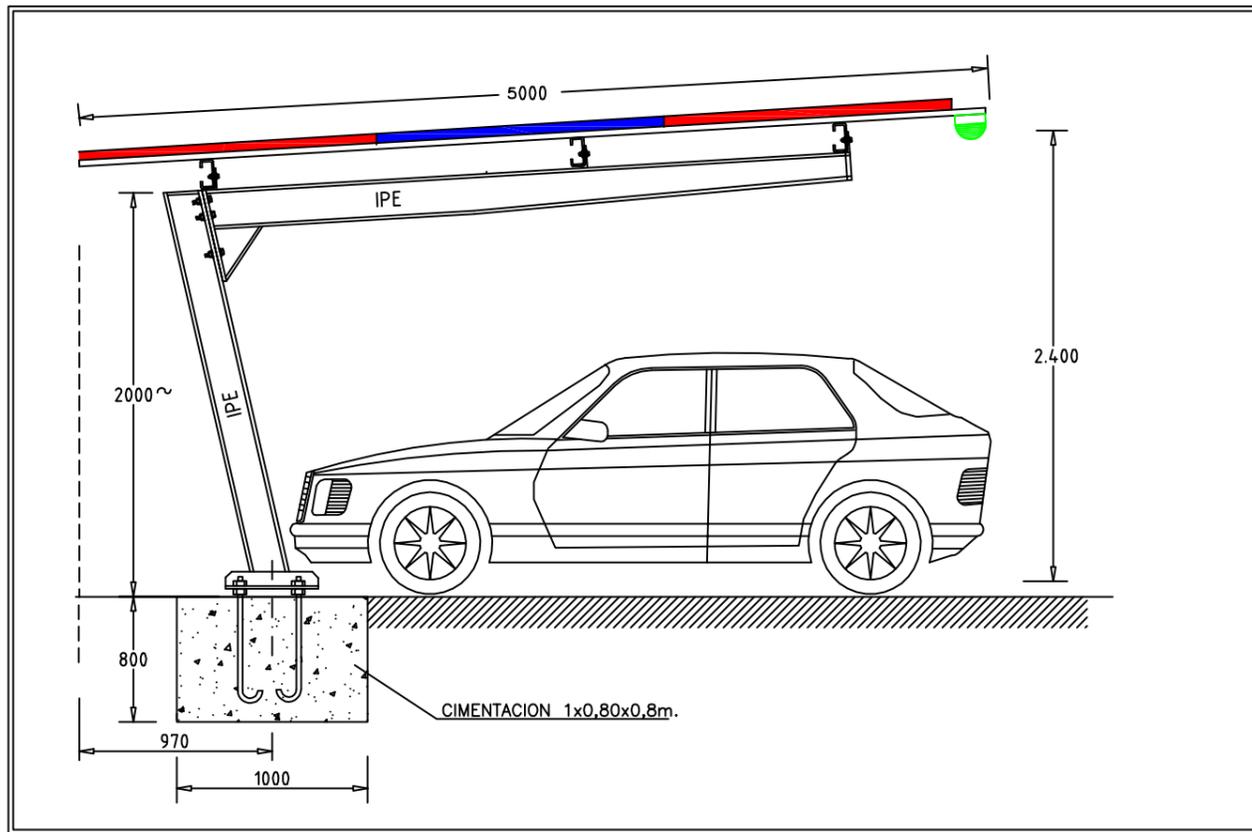
EINA
Zaragoza
Sept 2013

PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

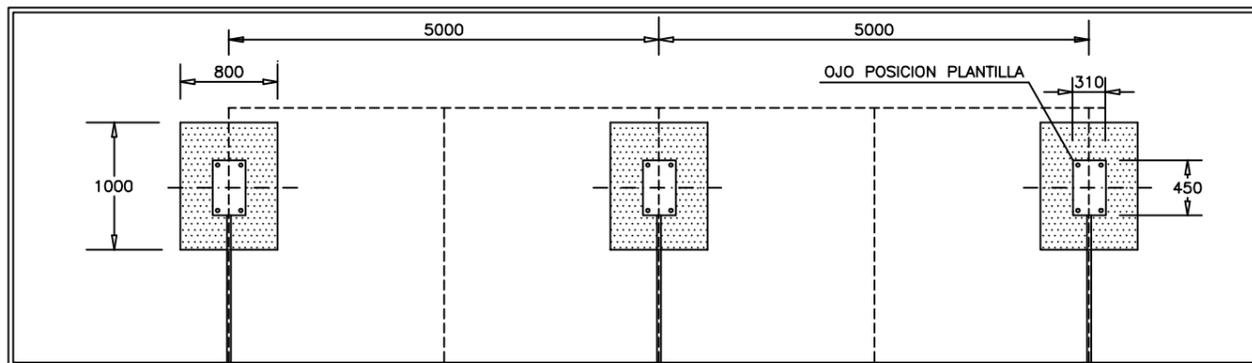
Escala
N/E

Esquema Puntos
de recarga

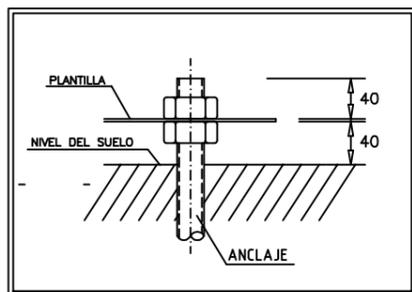
Nº 10
Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio



DETALLE DE CIMENTACIÓN



COLOCACIÓN DE ANCLAJES

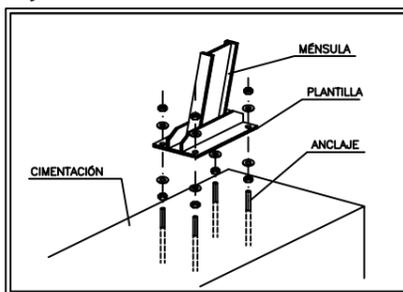


COTAS FN MILIMETROS

NOTA :

CUALQUIER TIPO DE VARIACION EN LA OBRA CIVIL (CIMENTACIONES) DEBERA SER NOTIFICADO AL DEPARTAMENTO DE FABRICACION A LA MAYOR BREVEDAD POSIBLE. DE LO CONTRARIO DAMOS POR EFECTUADOS ESTOS PLANOS.

FIJACIÓN DE LA MÉNSULA



EINA
Zaragoza
Sept 2013

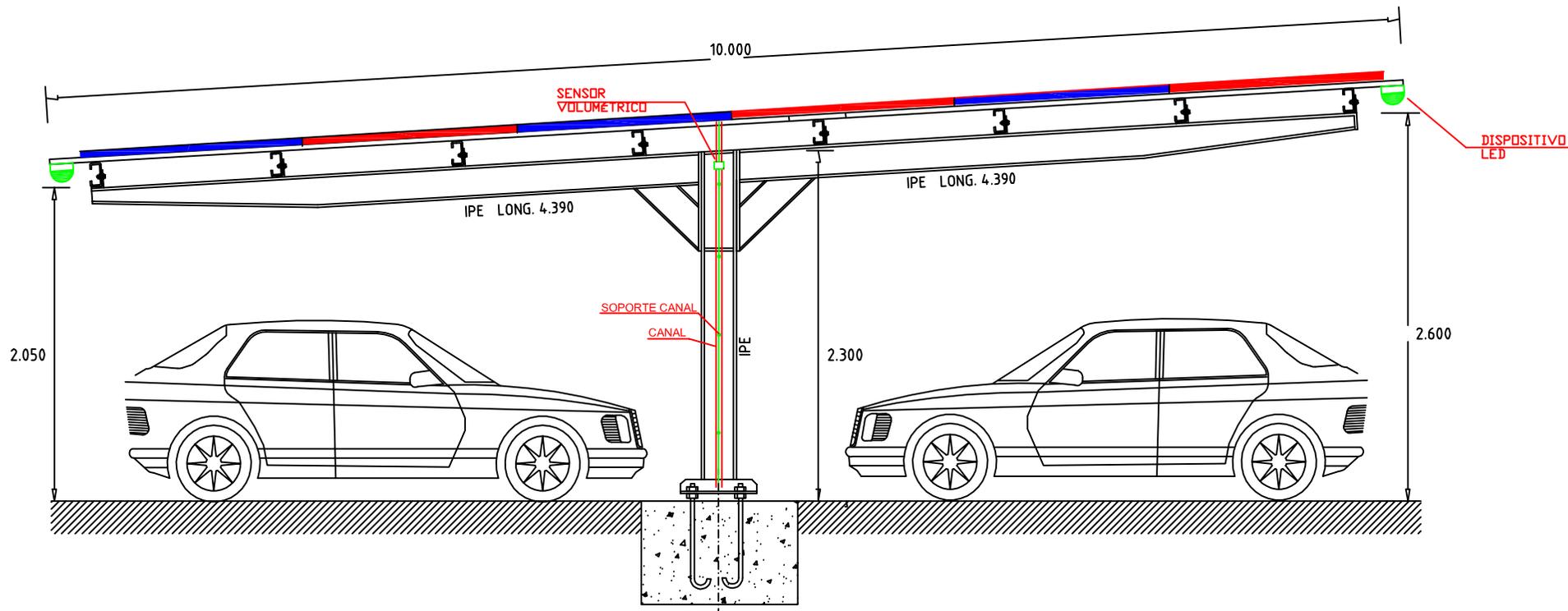
PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala
N/E

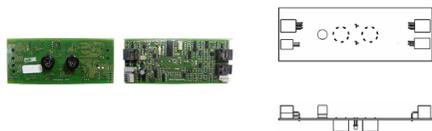
Marquesina individual

Detalle N°1

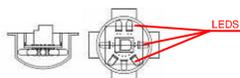
Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio



DETALLE SENSOR



DETALLE INDICADORES



EINA
Zaragoza
Sept 2013

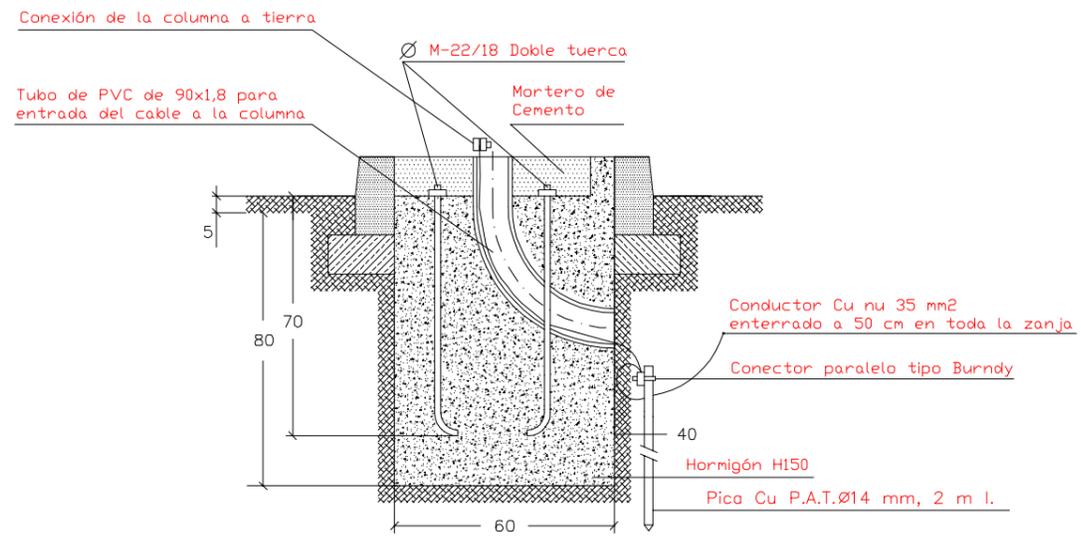
PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala
N/E

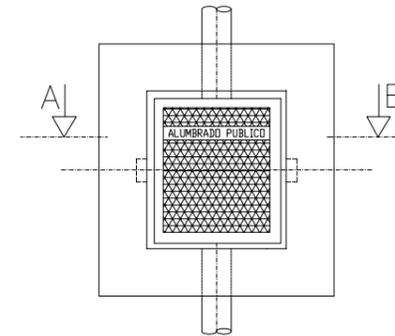
Marquesina doble

Detalle N°2
Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio

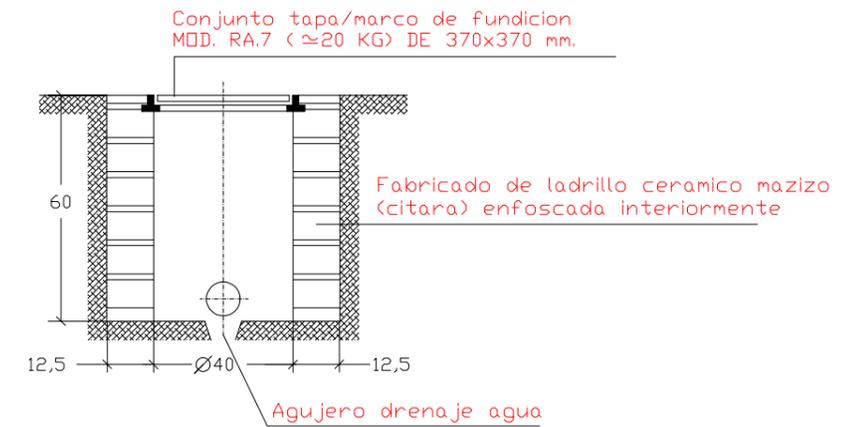
Cimentación de las columnas



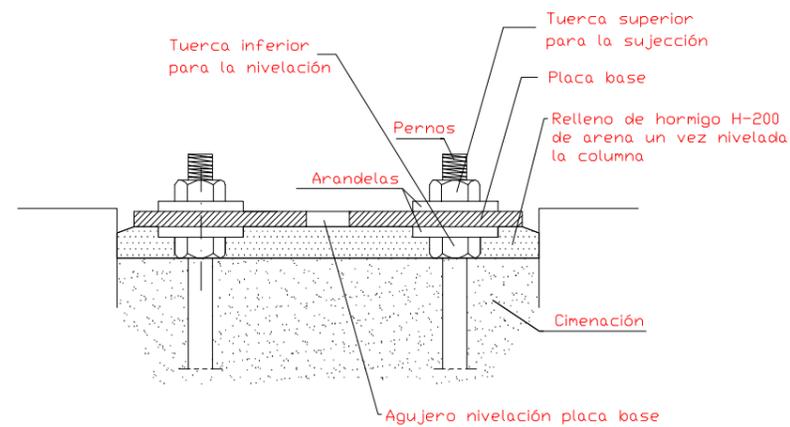
Detalle de la arqueta



Sección A-B



Detalle pernos y roscas



EINA
 Zaragoza
 Sept 2013

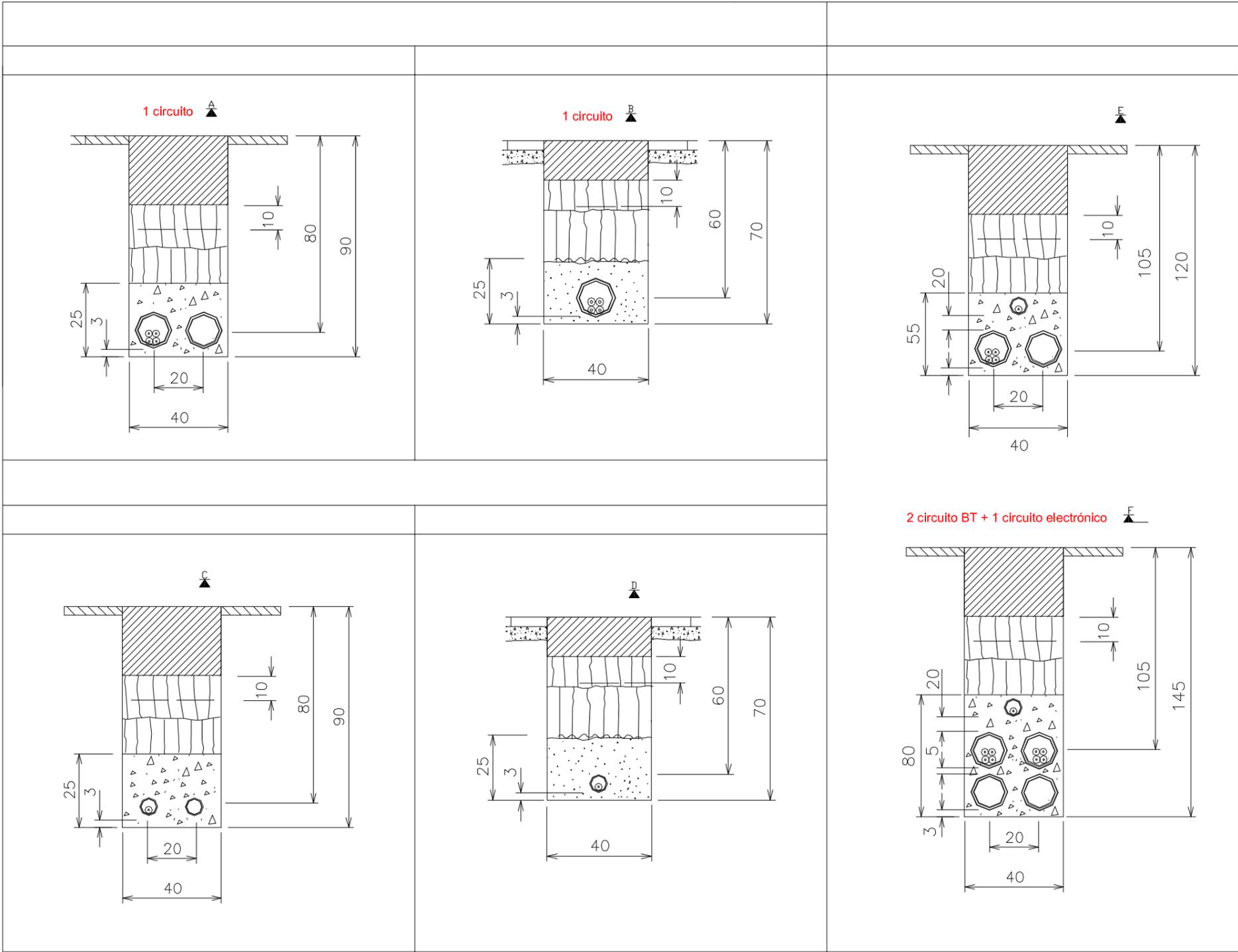
PROYECTO FIN DE CARRERA
 Parking SalouSun

Escala
 N/E

Cimentaciones

Detalle N°3

Cesar Climent Palomo
 Eduardo García Paricio



- Cinta PE
- Placas PE
- Tubular
- Hormigón en masa H-100
- Arena
- Cable electrónico
- Cables subterráneos de BT



EINA
Zaragoza
Sept 2013

PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

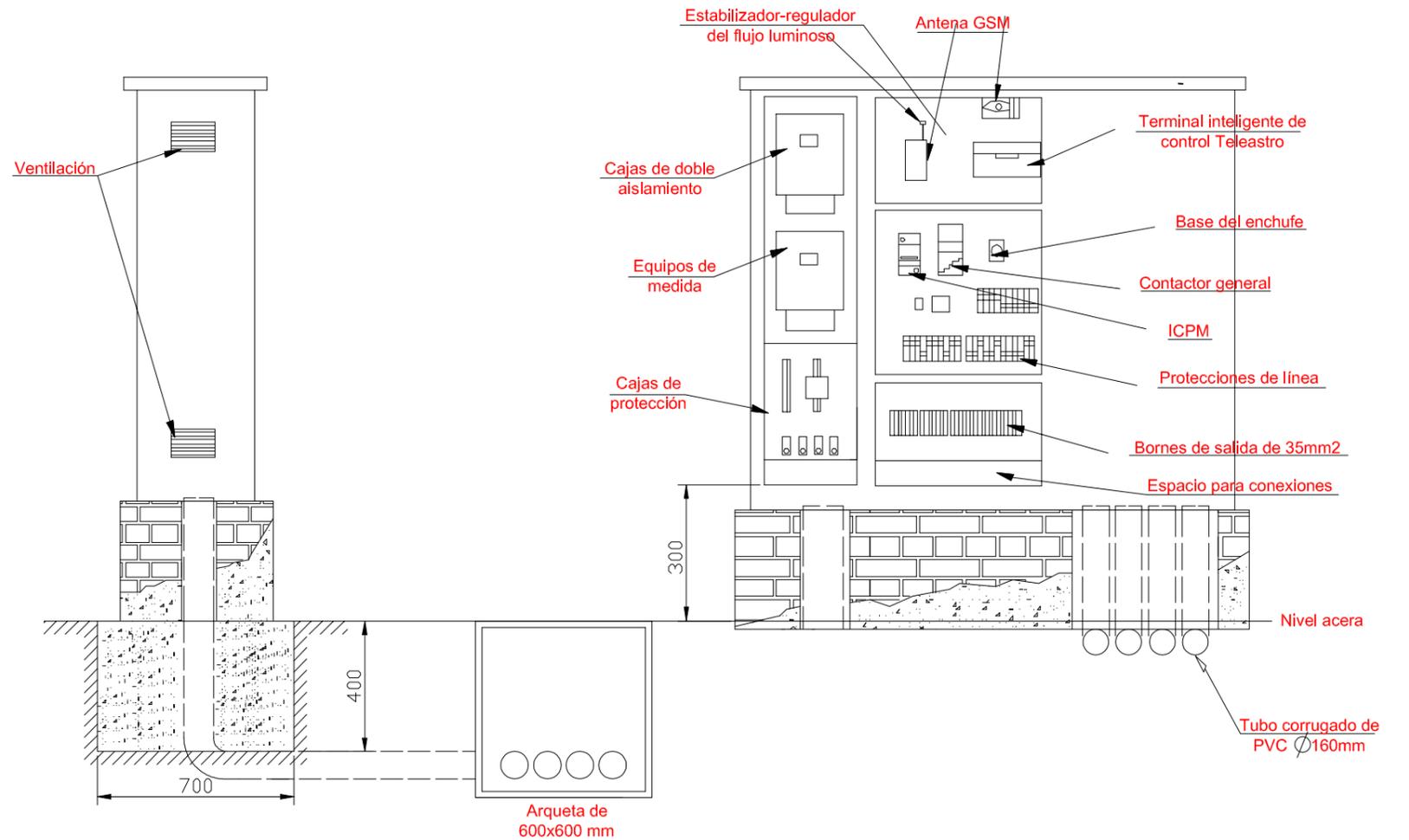
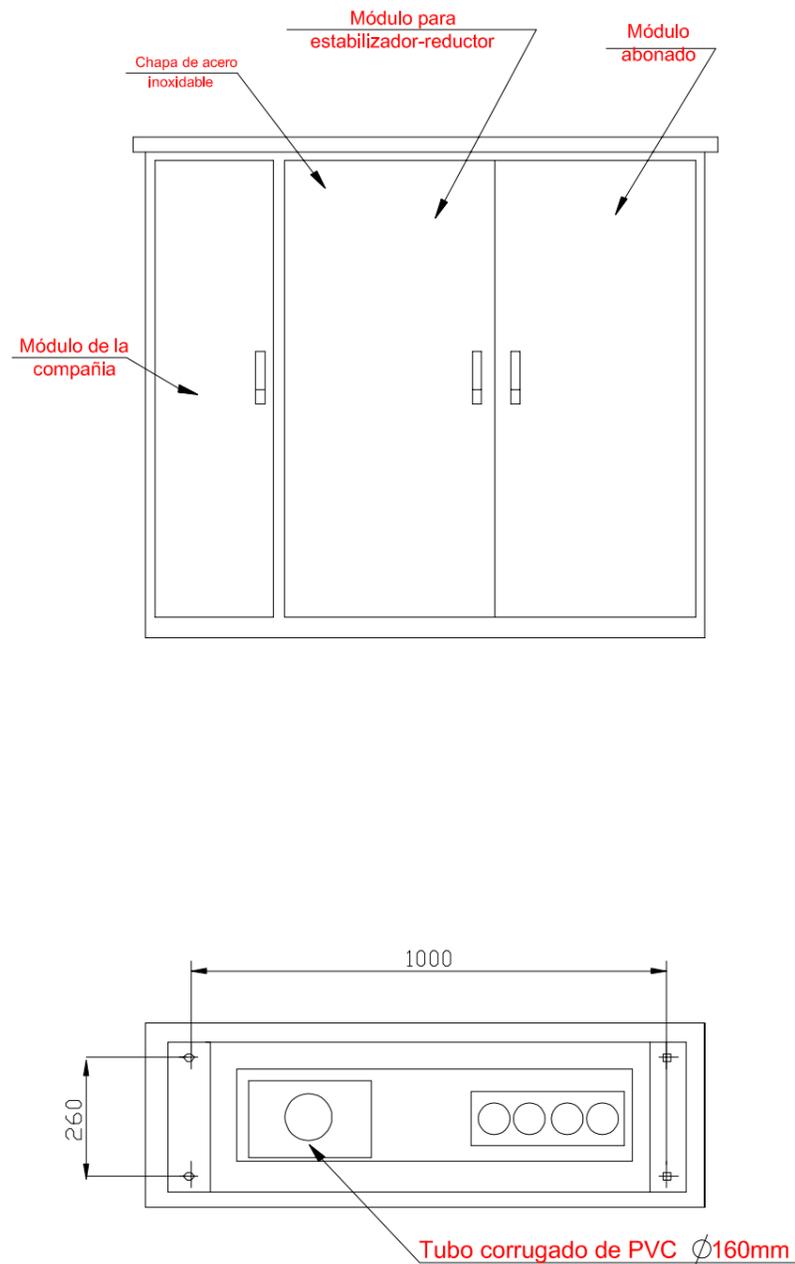
Escala
N/E

Zanjas

Detalle N°4

Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio

Modelo CITI 10 R de Arelsa



EINA
Zaragoza
Sept 2013

PROYECTO FIN DE CARRERA
Parking SalouSun

Escala
N/E

Armario
Alumbrado Público

Detalle N°5

Cesar Climent Palomo
Eduardo García Paricio

XIII.- CONCLUSIONES

En el presente proyecto de fin de carrera se especifica la memoria del proyecto fotovoltaico, los cálculos necesarios, simulación realizada, estudios de viabilidad, pliego de condiciones, presupuestos y planos para la realización de la instalación fotovoltaica aislada, con el objeto de autoabastecer el suministro eléctrico y poder realizar cargas de vehículos eléctricos. Esta instalación cumplirá el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, así como las Normas Ordenanzas y medidas de Seguridad que le sean de aplicación.

Los resultados obtenidos mediante el programa de simulación PVSYST® o mediante los cálculos necesarios son óptimos:

Las pérdidas por orientación, inclinación y sombreado se encuentran dentro de los límites establecidos por el IDAE. En este apartado se ha tenido especial cuidado ya que todo dependía del diseño de la cubierta, es decir, que la inclinación de los paneles y orientación fuera óptima, las distancias fueran adecuadas y el impacto visual fuera mínimo. El diseño es adecuado, se cumplen todas las especificaciones. Además, se ha conseguido diseñar para instalar el mayor número de paneles posibles dentro del espacio disponible y también de manera que los paneles cumplan la doble función de generar electricidad a partir del sol y servir de cubierta para los coches. Este tema de la doble funcionalidad e integración arquitectónica es muy interesante, ya que vivimos en un momento de cambio en los hábitos de la sociedad, debido a la problemática del cambio climático, y es necesario que se impulsen las energías renovables y además integrarlas dentro de nuestra vida cotidiana, ya sea en la estructura del parking, en los tejados de las viviendas, fachadas de los edificios etc. También como en muchos casos puede ser un elemento estético ya que existen paneles fotovoltaicos de colores, transparentes etc.

Respecto al estudio de viabilidad de la planta fotovoltaica se consigue una producción anual adecuada. También observando el diagrama de *Sankey* vemos que los valores de pérdidas son asumibles.

El estudio de viabilidad ambiental es favorable, la energía producida es de origen renovable y no produce ninguna emisión gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento. Su impacto únicamente se limita a la fabricación pero no al funcionamiento.

Respecto a la viabilidad económica vemos que los resultados no son del todo favorables. El coste total ronda los tres millones de euros por lo que no podemos decir que sea una inversión reducida.

Lo que tenemos que darnos cuenta es que somos petróleo dependientes y no podemos prescindir de energías renovables ya que vamos a tener que recurrir a ellas en menos de 50 años. Las consecuencias que pueden tener la falta de petróleo no son nada comparables con los 3 millones de euros. Todos tenemos que poner nuestro granito de arena con instalaciones como esta. Deberíamos aprovechar más los tejados o las marquesinas de los aparcamientos exteriores para el día de mañana poder prescindir del carbón, del petróleo y de otros combustibles en extinción.

XIV.- BIBLIOGRAFÍA

- Rafael Martín Lamaison. Apuntes: Energía Solar Fotovoltaica. Módulo 2: Principio físico de los dispositivos fotovoltaicos. Módulo 3: radiación solar. Módulo 4: Célula, panel y generador fotovoltaico. Tema: Principio eléctricos de la célula (celda) solar. Tema: Radiación Solar. Tema: Sistemas FV conectados a la red (SFCCR).
- Dr. Argimiro de Miguel. Universidad de Valladolid junta de Castilla y León. Curso provincial de energías renovables. Laboratorio de Energías Renovables. Departamento de Física Aplicada.
- Editorial: Paraninfo S.A. Curso sobre el reglamento electrotécnico para baja tensión.
- ASIF (Asociación de la industria fotovoltaica). Sistemas de energía fotovoltaica. Manual del instalador.
- ASIF.2008. Historia de la energía solar fotovoltaica.
- IDAE 2007. Energías renovables. Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía.
- Miguel Máiquez, ¿Ha llegado la hora del coche eléctrico? Situación y retos de las energías renovables. REE. Revista: El microscopio. Octubre 2009.
- Ecologistas en acción. Artículo: Coches eléctricos. Diciembre 2009.
- Marcos Baeza Madrid. Artículo: La carrera por el coche eléctrico. Agosto 2009.
- Electricidad, número 38, artículo: política energética. Octubre 2009.
- Alberto Ceña. Artículo: Claves para el desarrollo definitivo del coche eléctrico.
- Andrés Más. Artículo: El futuro de los enchufados. 2009.
- Alberto Ceña y José Santamarta. Artículo: El coche eléctrico: el futuro del transporte, la energía y el medio ambiente. *World Watch*. 2009.
- Xavier García Casals. Presentación: Impacto ambiental y energías renovables. Energía solar fotovoltaica.
- IDAE 2008. Presentación: El sol puede ser tuyo.

- Informe ASIF. Presentación: Hacia una generación eléctrica competitiva. Desarrollando la Electricidad Solar Fotovoltaica en España.
- REE. Presentación: Integración de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico español. Visión del operador del sistema. Marzo 2009.
- Ángel Cediél. Presentación: Líneas de apoyo de IDAE a la movilidad eléctrica. Febrero 2009.
- Ángel Cediél Galán. Presentación: El Proyecto Movele: Primera experiencia integral de Movilidad Eléctrica en España. Departamento de Transporte.
- Juan Antonio Alonso González, Director de Ahorro y Eficiencia Energética. Presentación: Necesidades técnico-económicas para el desarrollo de un mercado ibérico sostenible en 2020. IDAE.
- Cristina Vega Alonso. Directora de la Agencia Local de la Energía. Ayuntamiento de Sevilla. Presentación: Semana Europea de la movilidad. Sevilla 2009.
- Departamento de transporte. Presentación: Proyecto piloto de Movilidad Eléctrica. Movele.
- Rafael Sánchez Durán. Endesa. Movilidad y Redes Eléctricas.
- Ministerio de industria comercio y turismo. Dirección general de industria. Presentación: Apuesta del ministerio de industria, turismo y comercio por el vehículo eléctrico. Gobierno de España. 8/05/2009.
- José María Conesa Alonso, Alicia García Moreno, Lorena Lim Arriola, Miguel Marín Sánchez, José Manuel Sancho Gómez. Presentación: Placas solares.
- CIRCE: Centro de investigación de recursos y consumos energéticos. Máquinas eléctricas.
- Ministerio de Fomento, Ministerio de Medio Ambiente, Federación Española de Municipios y Provincias, Consorcio Regional de Transportes de Madrid, IDAE. PMUS: Guía práctica para la elaboración e implantación de planes de movilidad urbana sostenible.
- <http://www.mityc.es/>. Ministerio de industria, turismo y comercio.
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- <http://www.idae.es/>



- <http://www.asif.org/>
- <http://www.18pulgadas.es/>
- <http://www.dehn.es/>
- <http://www.greenpeace.org/espana/>
- www.censolar.es
- www.solarweb.net
- <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/>
- <http://www.tenesol.com/>
- <http://www.ree.es/>. Red eléctrica de España.
- <http://www.avele.org>
- <http://evwind.com/noticias.php?id=1>
- <http://erenovable.com/tag/coches-electricos/>
- <http://www.ingeteam.com>
- <http://energyconsulting.wordpress.com/tag/coche-electrico/>
- <http://es.wordpress.com/tag/coche-electrico/>
- <http://www.forococheselectricos.com/>
- <http://vehiculoelectrico.info/>
- <http://e-merlyn.com/faq.html#up>
- <http://www.ujaen.es>
- www.impictermografia.com
- www.marcadecoche.com

- <http://www.circuitor.es/>
- <http://www.solucar.es/>
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica.
- Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de la energía.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. Aprobado por Real Decreto 3.275/1982, de noviembre, B.O.E. 1-12-82
- Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, Real Decreto 3275/1982. Aprobadas por Orden del MINER de 18 de octubre de 1984, B.O.E. de 25-10-84.
- Autorización de Instalaciones Eléctricas. Aprobado por Ley 40/94, de 30 de Diciembre, B.O.E. de 31-12-1994
- Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-94.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Orden 13-03-2002 establece el contenido mínimo en proyectos de industrias y de instalaciones industriales.
- NTE-IEP. Norma tecnológica del 24-03-73, para Instalaciones Eléctricas de Puesta a Tierra.
- Norma Básica de la Edificación (NBE).
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Sección HE 5. Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.
- Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. Idae.
- Directiva 2003/17/CE del parlamento europeo y del consejo de 3 de marzo de 2003 por la que se modifica la Directiva 98/70/CE relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo
- Reglamento electrotécnico para Baja Tensión (Decreto 2413/1973 de 20 de Septiembre. B.O.E. nº 242 de fecha 9 de Octubre de 1973). Norma Básica de la Edificación NBE-CPI/96 sobre Condiciones de Protección contra Incendios en los Edificios.



X V.- ANEXOS

- 1 SUNPOWEER SPR 333 NE WHT D**
- 2 SUNPOWEER SPR 333 NE WHT D (PVSYST)**
- 3 HAWKER: BATERIAS SOLARES**
- 4 FACTURA MARQUESINAS**

20% EFFICIENCY

SunPower E20 panels are the highest efficiency panels on the market today, providing more power in the same amount of space

TRANSFORMERLESS INVERTER COMPATIBILITY

Comprehensive inverter compatibility ensures that customers can pair the highest-efficiency panels with the highest-efficiency inverters, maximizing system output

POSITIVE POWER TOLERANCE

Positive tolerance ensures customers receive the rated power or higher for every panel

RELIABLE AND ROBUST DESIGN

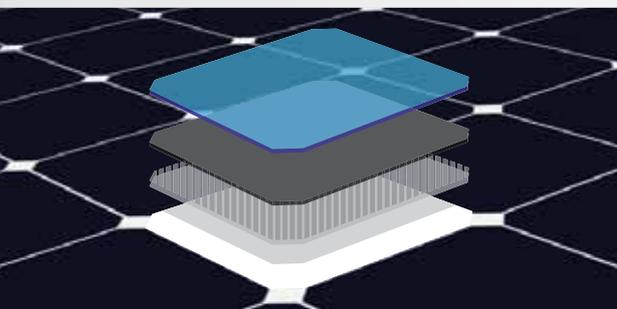
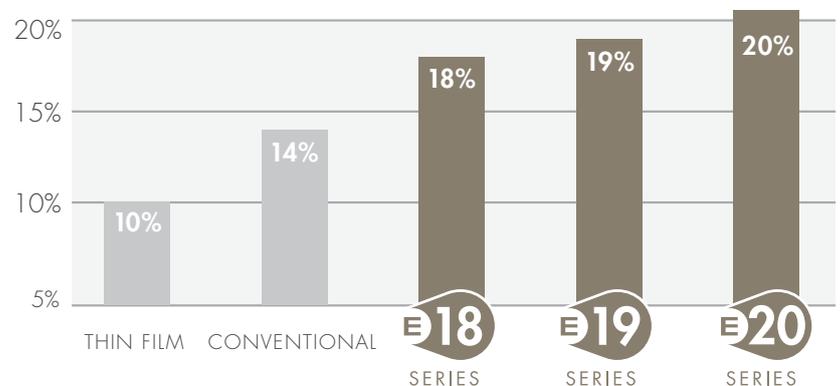
SunPower's unique Maxeon™ cell technology and advanced module design ensure industry-leading reliability



THE WORLD'S STANDARD FOR SOLAR™

SunPower™ E20 Solar Panels provide today's highest efficiency and performance. Powered by SunPower Maxeon™ cell technology, the E20 series provides panel conversion efficiencies of up to 20.4%. The E20's low voltage temperature coefficient, anti-reflective glass and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

SUNPOWER'S HIGH EFFICIENCY ADVANTAGE



MAXEON™ CELL TECHNOLOGY

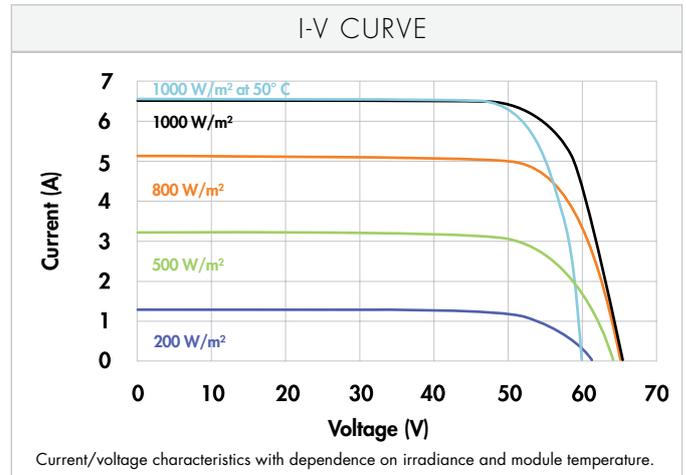
Patented all-back-contact solar cell, providing the industry's highest efficiency and reliability.



MODELS: SPR-333NE-WHT-D, SPR-327NE-WHT-D

ELECTRICAL DATA			
Measured at Standard Test Conditions (STC): Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25° C			
Nominal Power (+5/-0%)	P _{nom}	333 W	327 W
Cell Efficiency	η	22.9 %	22.5 %
Panel Efficiency	η	20.4 %	20.1 %
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V	54.7 V
Rated Current	I _{mpp}	6.09 A	5.98 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	65.3 V	64.9 V
Short-Circuit Current	I _{sc}	6.46 A	6.46 A
Maximum System Voltage	IEC	1000 V	
Temperature Coefficients	Power (P)	- 0.38 %/K	
	Voltage (V _{oc})	- 176.6 mV/K	
	Current (I _{sc})	3.5 mA /K	
NOCT		45° C +/- 2° C	
Series Fuse Rating		20 A	
Limiting Reverse Current (3 strings)	I _r	16.2 A	
Grounding		Positive grounding not required	

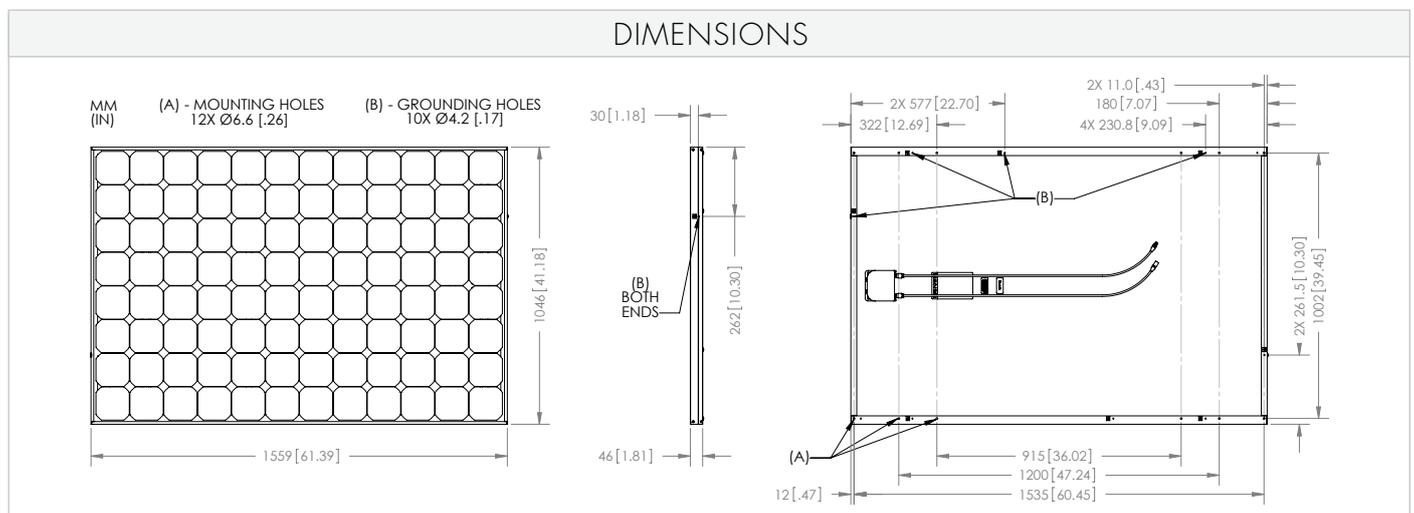
ELECTRICAL DATA			
Measured at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Irradiance 800W/m ² , 20° C, wind 1 m/s			
Nominal Power	P _{nom}	247 W	243 W
Rated Voltage	V _{mpp}	50.4 V	50.4 V
Rated Current	I _{mpp}	4.91 A	4.82 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	61.2 V	60.8 V
Short-Circuit Voltage	I _{sc}	5.22 A	5.22 A



TESTED OPERATING CONDITIONS	
Temperature	- 40° C to +85° C
Max load	550 kg/m ² (5400 Pa), front (e.g. snow) w/specified mounting configurations 245 kg/m ² (2400 Pa) front and back (e.g. wind)
Impact Resistance	Hail: 25 mm at 23 m/s

WARRANTIES AND CERTIFICATIONS	
Warranties	25-year limited power warranty 10-year limited product warranty
Certifications	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

MECHANICAL DATA			
Cells	96 SunPower Maxeon™ cells		
Front Glass	High-transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating		
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes 32 x 155 x 128 mm		
Output Cables	1000 mm cables / Multi-Contact (MC4) connectors		
Frame	Anodised aluminium alloy type 6063 (black)		
Weight	18.6 kg		



Please read safety and installation instructions before using this product, visit sunpowercorp.com for more details.

Características de un módulo FV

Fabricante, modelo : **SunPower, SPR-333NE-WHT-D**

Disponibilidad : Prod. desde 2011

Origen de datos : Manufacturer 2012

Potencia STC (fabricante)	Pnom	333 Wp	Tecnología	Si-mono
Dimensiones módulo (LxA)	1.046 x 1.559	m ²	Superficie bruta módulo	Smódulo 1.63 m ²
Cantidad de células	1 x 96		Sup. sensible	Scélulas 1.47 m ²

Especificaciones para el modelo (fabricante o datos de medida)

Temperatura de referencia	TRef	25 °C	Irradiancia de referencia	GRef	1000 W/m ²
Tensión de circuito abierto	Voc	65.3 V	Corriente de cortocircuito	Isc	6.46 A
Tensión punto potencia máx => potencia máxima	Vmpp	54.7 V	Corriente punto potencia máx	Impp	6.09 A
	Pmpp	333.1 W	Coef. de temp. Isc	milsc	3.5 mA/°C

Parámetros de modelo con un diodo

Resistencia paral.	Rparal	3444 ohm	Corriente saturación diodo	Io Ref	0 nA
Resistencia serie	Rserie	0.44 ohm	Coef. de temp. Voc	MuVoc	0 mV/°C
			Factor calidad diodo	Gamma	1.11
Coef. temp. Pmpp específica	miPmáxR	-0.38 %/°C	Coef. temp. en Gamma	miGamma	-0.000 1/°C

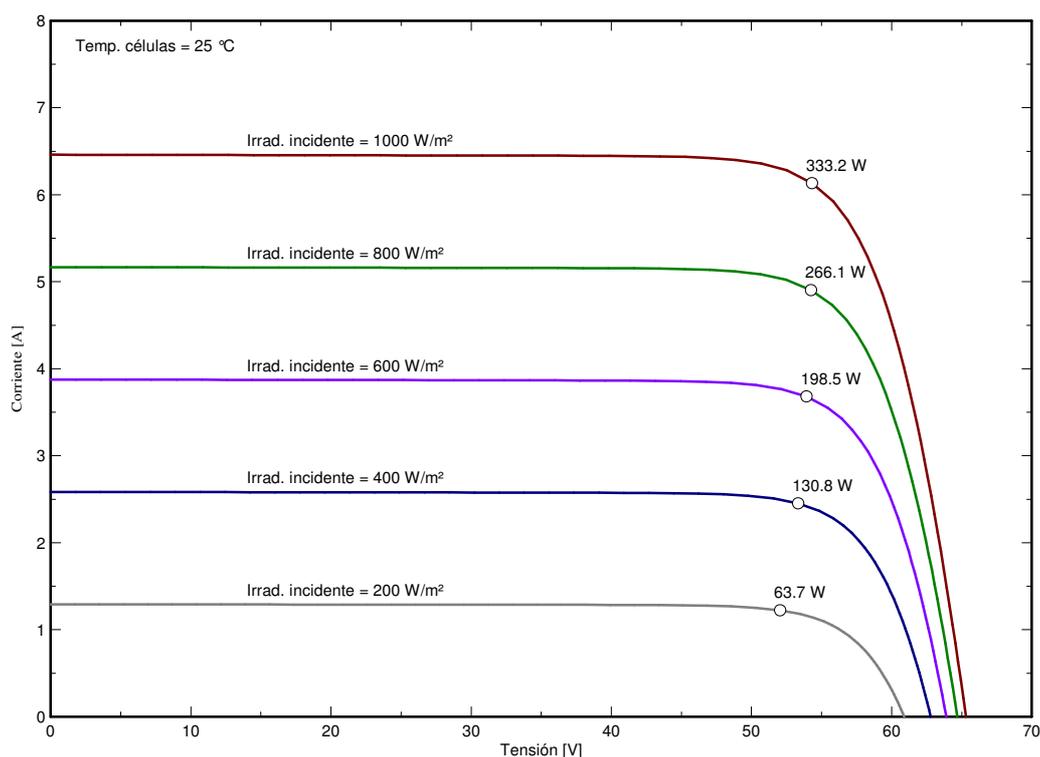
Parámetros de Polarización Inversa, para comportamientos en sombreado parcial o mismatch

Características inversas (oscuro)	BRev	3.20 mA/V ²	(Factor cuadrático por célula)	
Cant. diodos bypass por módulo		3	Tensión directa diodos by-pass	-0.7 V

Resultados modelo para las condiciones estándar (STC: T=25°C, G=1000 W/m², AM=1.5)

Tensión punto potencia máx	Vmpp	54.3 V	Corriente punto potencia máx	Impp	6.13 A
Potencia máxima	Pmpp	333.2 Wc	Coef. de temp. potencia	miPmpp	-0.38 %/°C
Eficiencia(/ Sup. módulo)	Efic_mód	20.4 %	Factor de forma	FF	0.790
Eficiencia(/ Sup. células)	Efic_cél	22.6 %			

Módulo FV: SunPower, SPR-333NE-WHT-D



UN SISTEMA ADAPTABLE PARA REDES AISLADAS Y MICROREDES

30 / 60 / 90 / 120

Los inversores trifásicos basados en un novedoso sistema modular que reduce el tiempo de fabricación y de montaje y facilita la logística.

Flexibilidad

Facilita la adaptación del equipo a los requerimientos particulares de cada instalación, además de permitir una futura ampliación. Cada instalación puede estar compuesta por un máximo de 4 módulos energy manager, 4 módulos inversores, 4 módulos fotovoltaicos y 4 módulos aerogeneradores.

Módulos aerogeneradores y fotovoltaicos

disponen cada uno de 3 entradas que pueden ser conectadas en paralelo. Entrada fotovoltaica: dispone de un algoritmo avanzado de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT) que

permite obtener el máximo rendimiento del campo fotovoltaico.

Entrada de energía eólica: diseñada para una fácil conexión en alterna de los aerogeneradores, ya sean síncronos o asíncronos.

Fácil instalación y mantenimiento

Monitorización, control y configuración de los parámetros del equipo de forma local con su display y teclado frontales o remota mediante el software Ingecon® Sun Manager.

Software incluido

Incluye sin coste la aplicación Ingecon® Sun Manager para la monitorización y visualización de datos del inversor.

Garantía de 3 años ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Protecciones eléctricas integradas contra sobretensiones transitorias mediante varistores.
- Protecciones contra cortocircuitos y sobrecargas a la salida.
- Protecciones ante descargas atmosféricas.

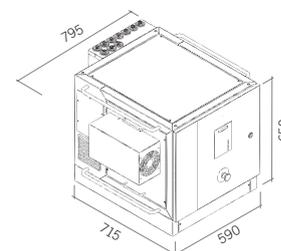
ACCESORIOS OPCIONALES

- Monitorización y control del sistema mediante RS-485, fibra óptica, inalámbrica o Ethernet.
- Módem para comunicación remota GSM/GPRS.
- Transformador de aislamiento galvánico.
- Kit para entrada de generador auxiliar.



Dimensiones y peso (mm)

Hybrid MS
120 kg. (cada módulo)

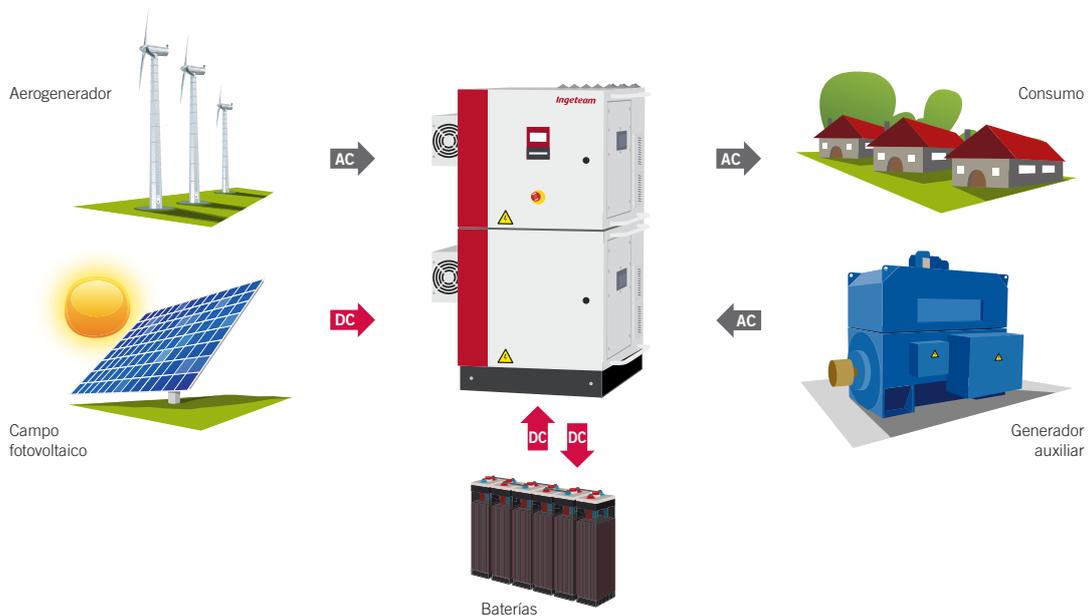


	1 Módulo	2 Módulos	3 Módulos	4 Módulos**
Módulo fotovoltaico				
Número de entradas	3	6	9	12
Potencia	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Rango de tensión	150 - 700 Vdc			
Máxima corriente por cada entrada	30 A	30 A	30 A	30 A
Módulo aerogenerador				
Número de entradas	3	6	9	12
Potencia	3 x 15 kW	6 x 15 kW	9 x 15 kW	12 x 15 kW
Rango de tensión de línea	70 - 495 Vac			
Corriente máxima de línea por cada entrada	24 A	24 A	24 A	24 A
Módulo energy manager				
Potencia	30 kW	60 kW	90 kW	120 kW
Tensión de entrada de baterías	200 - 500 Vdc			
Máxima corriente	100 A	200 A	300 A	400 A
Entrada Fotovoltaica *				
Potencia nominal	1 x 15 kW			
Rango de tensión	150 - 700 Vdc			
Máxima corriente	30 A	30 A	30 A	30 A
Módulo inversor				
Potencia nominal	30 kVA	60 kVA	90 kVA	120 kVA
Tensión de salida	380 - 430 Vac (neutro accesible)			
Frecuencia de salida	50 - 60 Hz			
THD	<4%	<4%	<4%	<4%
Coseno Phi	de -1 a 1			
Rendimiento				
Eficiencia	> 96%			
Datos generales				
Temperatura funcionamiento	-10°C a +45°C			
Grado de protección	IP 20			

* Solo el primer módulo Energy Manager tiene una entrada adicional de campo fotovoltaico. ** Máximo número de módulos.

Referencias normativas: Marcado CE

Esquema de conexión





Baterías Solares PowerSafe OPzS

HAWKER

Para Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas



HAWKER

La gama de elementos PowerSafe OPzS ha sido diseñada para el uso en aplicaciones estacionarios de potencia que exigen los más altos niveles de fiabilidad y seguridad.

Cuentan con la ventaja de un diseño de placa optimizada, los que da como resultado un incremento de capacidad con respecto a los requisitos de la norma DIN reconocida internacionalmente.

Además de esto, la tecnología de placas tubulares ofrece un excelente rendimiento de ciclaje junto con una larga vida útil demostrada bajo condiciones de tensión de flotación, lo que proporciona una solución verdaderamente flexible.

La especificación de los elementos PowerSafe OPzS resulta ideal para una amplia gama de aplicaciones en el ámbito de las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, telecomunicaciones, telefonía, generación y distribución de energía, ferrocarril, señales de aeropuertos y puertos de mar, informática, luces de emergencia, automatización y sistemas de medidas.

Referencia HAWKER	Capacidad AH			Dimensiones (mm)			Peso (Kg)
	10 horas 1,80v/e 25°C	100 horas 1,85v/e 25°C	120 horas 1,85v/e 25°C	Longitud	Anchura	Altura	
TLS-3	170	240	244	103	206	389	16,3
TLS-5	260	361	367	124	206	389	22,0
TVS-4	365	452	460	124	206	505	26,6
TVS-5	425	519	528	124	206	505	29,4
TVS-6	520	627	637	145	206	505	34,6
TVS-7	595	731	743	166	206	505	39,6
TYS-6	660	900	914	145	206	687	48,1
TYS-7	770	1.101	1.118	191	210	687	61,3
TYS-8	880	1.200	1.219	191	210	687	65,1
TYS-9	1000	1.394	1.416	233	210	687	75,8
TYS-10	1100	1.500	1.524	233	210	687	79,6
TYS-12	1320	1.799	1.828	275	210	687	94,3
TZS-12	1620	2.300	2.388	275	210	829	117,8
TZS-13	1755	2.600	2.624	399	210	813	146,0
TZS-16	2160	3.000	3.049	399	210	813	160,6
TZS-20	2700	3.753	3.814	487	210	813	199,5
TZS-22	2970	4.144	4.211	487	210	813	209,1
TZS-24	3240	4.505	4.578	576	210	813	235,9





PARKINGS CASTELLO, S.L. (IMCASA)

N.I.F. B-12301784
Ctra. N-340 Km. 68,4 Peri 11. Pol. Ind. "La Magdalena" Nave 14
12.004 CASTELLON
Tel: 964 21 14 00 – Fax: 964 25 64 34
Web: www.parkings-castello.com E-mail: info@parkings-castello.com

PRESUPUESTO REF. 142/15

PARKING SOLAR EN SALOU

Cliente:	CC SYSTEMS Teléfono: (+34) 608 569 534 Carrer Unió 23, Tarragona Tarragona
Ait:	César Climent Palomo [CCSystems@gmail.com]
Fecha	09 de Abril de 2013
De	David Sales

INFORMACIÓN DE LOS TRAMOS

- 20 MENSULAS DOBLES
- 60 MENSULAS INDIVIDUALES
- 3500 M2 APROX DE CHAPA DE CUBIERTA
- 3000 ML DE CORREAS GALVANIZADAS
- TORNILLERIA Y ANCLAJES

CARACTERISTICAS MATERIAL

Ménsulas "modelo IMCASA", fabricadas con perfiles laminados en caliente tipo IPE. **Totalmente GALVANIZADAS EN CALIENTE por inmersión** con un espesor de recubrimiento medio certificado por GALESA, lo que nos asegura **un producto sin mantenimiento de ningún tipo (según normativa UNE EN ISO al respecto)**.

La cubierta será de chapa grecada y de perfil trapezoidal, de acero galvanizado en caliente por ambas caras siguiendo el procedimiento sendzimir, de 5 metros de largo, 0,6mm de espesor.

La sujeción de la cubierta a las ménsulas se hará mediante correas, de formato C-120X3 y galvanizadas en caliente por el procedimiento Sendzimir.

La fijación de la cubierta se realizará utilizando tornillos autotaladrantes con sus correspondientes arandelas de neopreno que garanticen la estanqueidad apropiada.

La fijación de las ménsulas al suelo se realizará mediante una placa de anclajes con pernos y tuercas de 1ª calidad.

Toda la tornillería será galvanizada por electrolisis. Los anclajes se entregan en negro.

OBSERVACIONES

Transporte y montaje: incluido.

Se entregan: anclajes, plantillas y planos de cimentación.

Cualquier tipo de obra civil y ayudas de albañilería excluidas excepto las indicadas en presupuesto. Descarga del material y corriente eléctrica por cuenta del cliente, así como apoyo de medios de elevación y transporte en la obra por cuenta del cliente (plataforma, andamio, torito, grúa, etc.).

ROGAMOS DEVOLVER POR FAX DEBIDAMENTE CUMPLIMENTADO Y FIRMADO EL PRESENTE PRESUPUESTO EN CASO DE

ACEPTACIÓN DEL MISMO.

La firma del presente documento por parte del comprador, supone la aceptación de las Condiciones Generales de Venta que se adjuntan



PARKINGS CASTELLO, S.L. (IMCASA)

N.I.F. B-12301784
 Ctra. N-340 Km. 68,4 Peri 11. Pol. Ind. "La Magdalena" Nave 14
 12.004 CASTELLON
 Telf. y Fax: 964 21 14 00
 Web: www.parkings-castello.com E-mail: info@parkings-castello.com

Pintado de estructura (NO incluido):

Ofrecemos la posibilidad de pintar la estructura sobre el galvanizado en RAL a elegir con un proceso de 1ª calidad consistente en:

- 1ª etapa:** Consta de 4 fases: Desengrase en caliente de la pieza, fosfatación amorfa, lavado con agua, aclarado con agua desionizada.
- 2ª etapa:** Túnel de secado a 100º de temperatura.
- 3ª etapa:** Cabina de pintura en polvo Poliéster.
- 4ª etapa:** Horno de polimerizado a 200º, la temperatura del horno variará dependiendo del grosor de la pieza, así como del tipo de pieza metálica, hierro, aluminio, acero inox. Et.

Producto totalmente homologado y normalizado.

Cumple la normativa europea exigible a este tipo de productos e instalaciones. Calculado para soportar la acción de fuertes vientos y nieve.

VALIDEZ DE LA OFERTA 30 DÍAS.

VISITE NUESTRA WEB PARA VER MODELOS, COLORES Y FORMAS.

www.parkings-castello.com

PRECIOS Y CONDICIONES

Total Presupuesto	
Importe	89.426'95 €+ IVA

Plazo Entrega:	<ul style="list-style-type: none"> • Entrega inmediata a la formalización del contrato de anclajes + plantillas + planos de cimentación. • Resto a convenir en función del ritmo de obra civil.
Forma De pago:	<ul style="list-style-type: none"> • A la firma del contrato y envío de material: 2 pags del 30 % transferencia. • A la finalización de la instalación: resto pagare 60 días f.f. o transferencia.

EL CLIENTE	PARKINGS CASTELLÓ S.L.
------------	------------------------

Publicidad...

COMPLETE SU INSTALACIÓN CON OTROS PRODUCTOS



IMCASA



IMCASA



IMCASA



IMCASA

ROGAMOS DEVOLVER POR FAX DEBIDAMENTE CUMPLIMENTADO Y FIRMADO EL PRESENTE PRESUPUESTO EN CASO DE ACEPTACIÓN DEL MISMO.

La firma del presente documento por parte del comprador, supone la aceptación de las Condiciones Generales de Venta que se adjuntan



CONDICIONES GENERALES DE VENTA

1.- ACEPTACIÓN DEL PEDIDO

La firma de aceptación del Presupuesto/Contrato de Compraventa por parte del comprador, supone la total aceptación de las presentes Condiciones Generales de Venta.

2.- ANULACIONES DE PEDIDO

Con posterioridad a la firma del Presupuesto/Contrato, el vendedor se reserva la facultad de aceptar cualquier anulación; total o parcial del pedido. En todo caso, si la anulación aún cuando aceptada por el vendedor, se produjera una vez iniciado el proceso de fabricación de los materiales objeto del pedido, el vendedor será indemnizado por los gastos y daños que se hubieran producido y que el mismo cuantificará y facturará al comprador. Esta factura será por la cantidad de fabricación/montaje realizado hasta ese momento y la forma de pago será al contado, pudiéndose descontar de la cantidad entregada a cuenta como confirmación del Presupuesto si es posible.

3.- PLAZOS DE ENTREGA/MONTAJE Y CAUSAS DE FUERZA MAYOR. TRABAJOS ADICIONALES

Los Plazos de Entrega que se indican en el Presupuesto/Contrato lo son siempre a título orientativo y se entenderán computables por días hábiles de trabajo a partir de la fecha de aceptación del presupuesto en firme y con el primer pago estipulado satisfecho (entrega a cuenta).

Se entenderán como causas y casos de fuerza mayor, además de las calificadas como tales en el art. 1.105 del Código Civil, cualquier avería que paralice total o parcialmente las instalaciones, así como cualquier circunstancia especial que no permita un rendimiento normal de las mismas. El plazo de entrega/montaje quedaría incrementado en estos casos de fuerza mayor en el mismo período que estas anomalías nos obliguen y sin sufrir por parte del comprador ningún tipo de penalización.

Cualquier variación en los ejes o nivelado de los pernos de anclaje respecto a los planos de cimentación facilitados por el vendedor que impida el normal y correcto montaje de las marquesinas y que implique un trabajo adicional para los montadores será objeto de facturación aparte. Cualquier imperfección en el montaje derivada de esto último no será responsabilidad del vendedor.

Así mismo, el montaje se considera sin interrupciones y de manera continua, facturándose a parte todos aquellos desplazamientos y horas perdidas por causas ajenas al vendedor. Se realizará siempre con la obra civil necesaria completamente terminada. En caso contrario, cualquier trabajo adicional o interrupciones en el plan de montaje se facturaran aparte y no podrán ser causa de penalización alguna por parte del comprador.

Si el Pedido se entrega o monta en un plazo superior a los 4 meses desde la firma/aceptación del Pedido/presupuesto por parte del comprador, este sufrirá un incremento del 10% en el precio total y se facturará en el momento de notificación de inicio de trabajos de montaje por parte del comprador. Además este deberá de pagar este incremento mediante transferencia directa al recibir la factura por este concepto.

4.- PRECIOS

En los precios indicados no se encuentra incluido el transporte, la descarga del material, el IVA, o cualquier otro impuesto o arancel de cualquier naturaleza o aplicación, que serán siempre por cuenta del comprador. Por tanto, salvo indicación expresa al contrario, los precios se entenderán para mercancía colocada sobre el camión en nuestras instalaciones. Por consecuencia, el vendedor queda exento, en cualquier caso, de responsabilidad por las demoras, pérdidas o daños sufridos por el material durante el transporte hasta su lugar de instalación, siendo siempre por cuenta y riesgo del comprador.

5.- CONDICIONES DE PAGO

La Forma de Pago queda reflejada en el Presupuesto/Contrato aceptado por el cliente. Si los pagos se efectúan con vencimientos más aplazados se recargará en factura los intereses correspondientes calculados sobre el total.

En el caso de que la forma de pago se establezca a través de efectos, el comprador se compromete a la aceptación de los mismos en un plazo máximo de cinco días a partir de su presentación.

Cualquier retraso en el pago dará lugar, a partir del día del vencimiento, a una indemnización de intereses por demora al 5% mensual, así como al pago de todos los gastos adicionales que pudieran originarse.

La falta de pago, total o parcial, autoriza al vendedor a rescindir de pleno derecho el resto del pedido o pedidos pendientes, sin necesidad de notificación alguna, así como a la indemnización a que hubiere lugar por los gastos originados o que se originasen.

6.- RECLAMACIONES

El comprador dispondrá de sendos plazos de 5 ó 30 días una vez recibida la mercancía, para realizar por escrito cualquier reclamación por defectos visibles u ocultos respectivamente, debiendo detener de inmediato el trabajo que esté efectuando con el material objeto de reclamación en tanto no se haya definido por el vendedor su aceptación.

Los materiales objeto de reclamación deberán estar completamente identificados y en ningún supuesto podrán ser devueltos a nuestras instalaciones sin previo consentimiento por nuestra parte.

El planteamiento de una reclamación no confiere al comprador ningún tipo de derecho a indemnización alguna por daños, gastos de transformación, lucro cesante, etc., ni modifica las obligaciones de pago contraídas.

El vendedor no atenderá reclamación alguna motivada por transporte, trato o almacenamiento inadecuados de la mercancía.

7.- CLAUSULA DE DERECHO DE DOMINIO

La parte vendedora se reserva el derecho de dominio de los materiales entregados, hasta tanto no sea satisfecha por el comprador la totalidad del importe del Presupuesto/Contrato. En caso de impago del material suministrado el vendedor podrá recuperar total o parcialmente los materiales, aún en el caso de que el comprador hubiese vendido este material a una tercera persona y este lo tenga pagado, reservándose las acciones judiciales y extrajudiciales contra cualquiera de ellos.

Los materiales depositados en obra son responsabilidad del comprador en caso de sustracción, deterioro, pérdida o falta de los mismos por cualquier motivo, hasta su total pago, considerándose en depósito.

8.- LICENCIAS, PROYECTOS Y SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Todas las licencias tanto municipales como de cualquier otro organismo que fuesen necesarias para la realización de las obras, así como planos, proyectos, certificados o direcciones técnicas por parte de facultativos serán a cargo del cliente. Del mismo modo, el suministro de energía eléctrica en la obra será por cuenta del cliente.

9.- FUERO

Para toda controversia o litigio que se suscitara entre las partes, éstas se someterán a la competencia de los Tribunales de Castellón con renuncia expresa al fuero que les pudiera corresponder.

