



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la
Facultad de Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

ABSTRACT

This Final Degree Project describes the design of a photovoltaic system connected to a 12.8 kW grid on the roof of the 2 industrial unit located at the Faculty of Computer Science, University of La Laguna.

The good weather conditions of the chosen location is one of the most important factors which were taken into account for the project design in addition to the relative ease of installation of the components.

Due to the fact that this industrial unit is not used for much of the year and under the current legislation, the excess energy of the generator is sold to the distributor entity, in this case Endesa, at a market price.

The price of the energy under this selling condition is very low so that the profitability of such systems is reduced the lower is the consumption of it. The placement of a charging point for electric vehicles was chosen among the few possibilities found to increase consumption of the industrial unit.

The growing rise of this market in Europe requires the existence of this type of infrastructures. It is true that the number of electric vehicles at regional level is quite below the car most commonly used internal combustion engine, but it seems that electric vehicles are the future of ground-level global transportation.

Thanks to this charging point, an important financial compensation will be obtained with the selling of electricity at a high price. That will make this facility profitable for a public institution in a reasonable period of time.

ÍNDICE

1. Memoria

2. Anexos

- 2.1. Cálculos instalación fotovoltaica
- 2.2. Cálculos eléctricos
- 2.3. Estudio básico de seguridad y salud
- 2.4. Estudio de viabilidad económica
- 2.5. Ficha técnica dispositivos de la instalación

3. Planos

4. Pliego de Condiciones

5. Presupuesto y medición

6. Conclusiones



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

MEMORIA

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

ÍNDICE

| | | |
|------------|---|-----------|
| 0. | Hoja de identificación..... | 3 |
| 1. | Objeto del proyecto | 5 |
| 2. | Alcance..... | 5 |
| 3. | Antecedentes | 6 |
| 4. | Situación y emplazamiento de la instalación..... | 7 |
| 4.1. | Descripción del emplazamiento..... | 7 |
| 5. | Descripción de la actividad y del edificio..... | 8 |
| 6. | Normas y reglamentación | 9 |
| 6.1. | Disposiciones legales y normas aplicadas | 9 |
| 7. | Tipo de conexión | 12 |
| 7.1. | Generalidades | 12 |
| 7.1.1. | Sistema fotovoltaico conectado a la red | 12 |
| 8. | Definiciones | 12 |
| 8.1. | Radiación solar | 13 |
| 8.2. | Instalación..... | 13 |
| 8.3. | Módulos..... | 14 |
| 8.4. | Punto de recarga para vehículos eléctricos..... | 15 |
| | SAVE: Sistema de alimentación específico para vehículos eléctricos..... | 15 |
| 9. | Puntos de recarga coches eléctricos. | 15 |
| 9.1. | Estación de recarga..... | 15 |
| 9.2. | Modos de carga..... | 15 |
| 9.3. | Tipos de recarga | 17 |
| 9.4. | Tipos de conectores | 18 |
| 10. | Requisitos de diseño | 22 |
| 11. | Soluciones adoptadas. Diseño de la instalación..... | 22 |
| 11.1. | Módulos fotovoltaicos | 23 |
| 11.2. | Inversor..... | 25 |
| 11.3. | Estructura soporte..... | 26 |
| 11.4. | Cubierta nave 2..... | 26 |
| 11.5. | SAVE..... | 27 |
| 12. | Elementos de la instalación eléctrica | 28 |
| 12.1. | Cableado..... | 28 |
| 12.2. | Protecciones..... | 29 |
| 12.3. | Protección en CC..... | 29 |
| 12.4. | Protección en CA..... | 30 |

| | |
|---|-----------|
| 12.5. Puesta a tierra | 30 |
| 12.6. Conexión a red..... | 30 |
| 13. Orden de prioridad de los documentos básicos. | 31 |
| 14. Bibliografía..... | 31 |

0. Hoja de identificación

Título del proyecto

- Instalación fotovoltaica conectada a red sobre nave 2 de la Facultad de Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos.

Peticionario

- Nombre: Universidad de La Laguna, Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología
- Dirección: Pabellón de Gobierno, C/ Molinos de Agua s/n. | San Cristóbal de La Laguna, Santa Cruz de Tenerife - España (38200)
- Teléfono: (+34) 922 31 90 00; (+34) 922 31 90 00/01

Datos de tutor académico

- Nombre: Ernesto Pereda de Pablo.
- Ubicación: Grupo de Ingeniería Eléctrica y Bioingeniería. Departamento de Ingeniería Industrial. Edificio Calabaza. Facultad Ciencias Físicas y Matemáticas. Avda. Astrofísico Fco. Sánchez, s/n 38205 Campus de Anchieta.
- Teléfono: +34 922 318645.
- Correo electrónico: eperdepa@ull.edu.es

Datos del proyectista

- Nombre y apellidos: Marcos Quintero Reyes.
- DNI: 54062513 R
- Dirección: C/ Del Adelantado N°23 B, Tacoronte, CP 38350, Santa Cruz de Tenerife.
- Email: maquinrey@gmail.com
- Fecha: Septiembre 2016

Emplazamiento

- Naves de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología
- Dirección: C/Avenida del Astrofísico Francisco Sánchez s/n San Cristóbal de la Laguna Santa Cruz de Tenerife

1. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es el diseño, planificación y estudio económico de una instalación fotovoltaica conectada a red sobre el techo de una nave industrial ya existente en las instalaciones de la Universidad de La laguna. Se cumplirá para el mismo la correcta aplicación de las normas y reglamentación vigentes.

2. Alcance

La instalación solar fotovoltaica en esta nave tiene como propósito abastecer de energía eléctrica a la maquinaria usada en estas instalaciones durante los periodos de prácticas de las diferentes asignaturas que precisan de ella durante el año.

Para poder aprovechar toda la energía generada por los módulos fotovoltaicos y el hecho de que la nave no consume energía durante varios meses del año se decide colocar un punto de recarga para vehículos eléctricos.

De este modo se podrá aprovechar la energía solar como medio limpio para la obtención de energía, mediante el concepto de autoconsumo y un susceptible ahorro económico en la factura de la empresa suministradora. Aparte del ahorro por parte de la ULL se ofrecerá la oportunidad de que los estudiantes de esta institución puedan recargar sus vehículos eléctricos con miras al creciente desarrollo de esta tecnología.

Por lo tanto los aspectos que abarca el proyecto son los siguientes:

- Dimensionar el generador fotovoltaico: Número de módulos necesarios para la potencia que se desee instalar en función del consumo de la nave y de la potencia para el punto de recarga para vehículos eléctricos.
- Elección del sistema de recarga: Conexión para recarga lenta, semi-rápida o rápida y el tipo de conector.
- Elección del inversor: Uno o varios inversores según los parámetros correspondientes.
- Instalación eléctrica tanto en CA como en CC: Cableado, protecciones, canalizaciones y puesta a tierra.

3. Antecedentes

Este proyecto se ha llevado a cabo como apoyo a las energías renovables para disminuir el consumo obtenido de la red eléctrica en la nave 2 de la Facultad de Informática. Esta instalación no estará apoyada 100% por energía limpia pues en algunos casos la demanda de energía será mayor a la generada, como por ejemplo en las horas de la mañana cuando la radiación solar no es máxima. El fin de este proyecto es fomentar el uso de energías renovables y respetuosas con el medio ambiente y que se expanda su uso a toda la ULL.

Actualmente esta nave se encuentra conectada al centro de transformación ubicado en el aparcamiento de la facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. La colocación del punto de recarga de vehículos eléctricos y la maquinaria disponible en la nave 2 debe acercarse lo máximo posible en cuanto a su autoconsumo de energía a la generación mediante los módulos fotovoltaicos. La energía excedente se venderá a precio de mercado a la empresa distribuidora Endesa.

La idea de la colocación de un punto de recarga para vehículos eléctricos surge como método alternativo para el consumo de la energía generada durante los meses en los que la nave 2 no es usada por el personal docente. De otro modo esta energía se vendería a Unelco a un precio inferior al que compramos el kWh para consumo directo de la red. En el anexo “Estudio de viabilidad económica” se realiza un estudio económico con el que concretar a qué precio se debe vender la energía eléctrica en el SAVE para obtener una rentabilidad elevada y que permita la amortización de la instalación en un periodo razonable para el tipo de institución que es la Universidad de La Laguna.

Se ha elegido la cubierta de la nave 2, en concreto la cubierta orientada al sur para la disposición de los módulos. Estos irán colocados de forma superpuesta con una estructura fija en el techo de forma que aprovecharemos su buena inclinación, además de aprovechar una superficie libre.

El poste de recarga para vehículos eléctricos estará ubicado en la acera del aparcamiento de la Facultad de Informática pegada a la nave dos.

4. Situación y emplazamiento de la instalación

La instalación se encuentra en la Provincia de Santa Cruz de Tenerife en el municipio de San Cristóbal de La Laguna.

La nave 2 de la ETSI lugar en la que se implantará el generador fotovoltaico está ubicada en la dirección, Avenida Astrofísico Francisco Sánchez s/n, en el término municipal de San Cristóbal de La Laguna, en la isla de Tenerife. Sus coordenadas exactas son 28° 29' N 16° 18' O a 546 msnm. En el plano de situación incluido en el capítulo “Planos” está claramente definido el emplazamiento de la nave.

4.1. Descripción del emplazamiento

En el parking de la facultad de informática existen 4 naves. Para poder acceder a la misma podemos realizarlo de forma peatonal y a través de un automóvil. Ambas maneras de acceso se pueden realizar desde la entrada del aparcamiento adyacente a la avenida citada anteriormente. Existen dos entradas más peatonales las dos situadas en el edificio de la facultad de informática.



Figura 1. Emplazamiento nave 2

La nave se encuentra en la zona oeste de los aparcamientos, tiene forma rectangular con dos ventanas a cada lado y una superficie total de 206 m^2 . La cubierta es a dos aguas y presenta una inclinación de 12° y un área de 210 m^2 . La altura desde el suelo hasta el punto más bajo de la cubierta es de 6 m . Las dimensiones de la nave se encuentran en el capítulo “Planos”.

En función de la irradiación media de los últimos años podemos dividir España en cinco zonas climáticas. En concreto nuestra instalación se encuentra en la zona V de zonas climáticas por lo que por cada metro cuadrado de panel fotovoltaico instalado se obtendrán más de 5 kWh diariamente. Este dato nos hace darnos cuenta del buen rendimiento energético que podemos obtener.

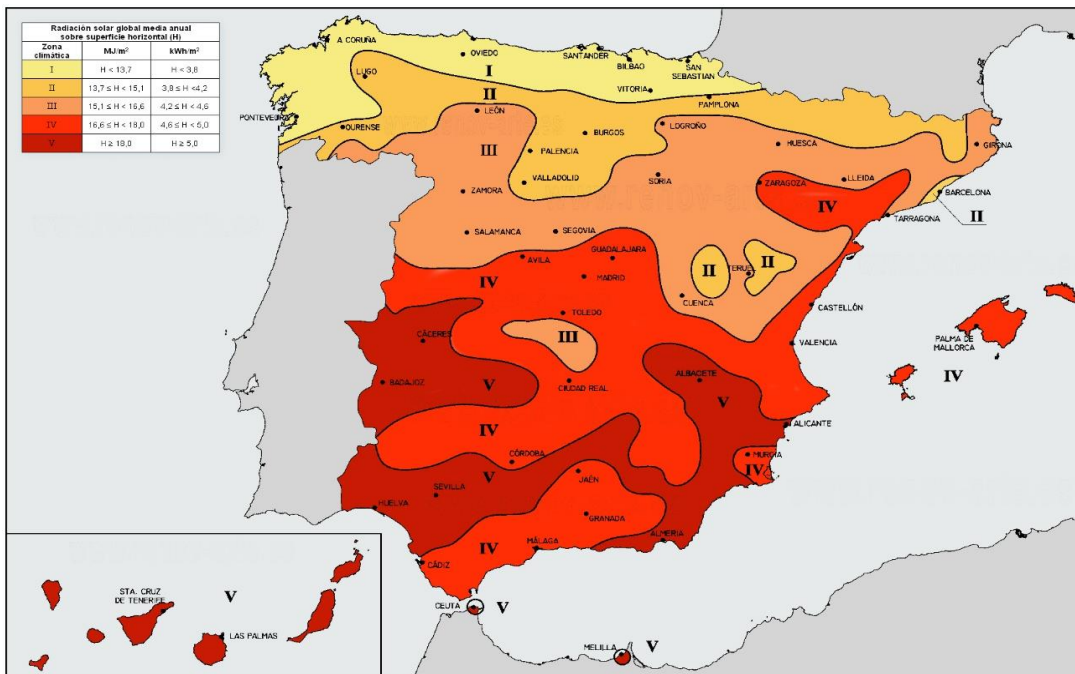


Figura 2. Zonas climáticas Irradiación España

5. Descripción de la actividad y del edificio

En esta nave, durante el periodo lectivo de la ULL, se realizan clases prácticas de varias asignaturas de los grados de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Química Industrial. En concreto el horario de estas prácticas se reparte durante los meses de febrero, marzo, abril, mayo, octubre y noviembre. Casi la totalidad de las mismas son del Grado de Ingeniería Mecánica, cuyas asignaturas precisan de la maquinaria que alberga la instalación y que consumen cierta cantidad de energía eléctrica.

Las asignaturas que llevan a cabo sus prácticas en esta nave y que requieren de la utilización de la maquinaria eléctrica son las siguientes:

- Tecnología Mecánica
- Calculo y Diseño de Maquinas II
- Neumática e Hidráulica industrial

Otras asignaturas que no precisan de máquinas con consumo eléctrico pero que usarán las luminarias durante las horas que se impartan las clases son:

- Calculo y Diseño de Maquinas I
- Elasticidad y resistencia de materiales
- Procesos de Fabricación

En el anexo “*Cálculo de elementos fotovoltaicos*” queda reflejado la potencia de las máquinas y el número de horas aproximado que se hace uso de ellas durante el año. Se estima una potencia de la maquinaria instalada de 15200 W y una energía consumida de 134,6 kWh/año.

Teniendo en cuenta que seis meses al año la nave no es utilizada podemos calcular los días susceptibles de utilización para el periodo de prácticas. Multiplicamos el número de meses por las semanas de cada uno y de lunes a viernes obteniendo un total de 120 días. Si restamos el número de días festivos que afectan a la actividad académica durante los seis meses de período lectivo calculamos 101 días, además si añadimos que no todas las semanas la nave va a ser usada de lunes a viernes obtendríamos aún menos días. Como se observa la nave no se utiliza en gran parte del año.

6. Normas y reglamentación

6.1. Disposiciones legales y normas aplicadas

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- 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 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- 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.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial.
- Normas UNE de obligatorio cumplimiento publicadas por el instituto de Racionalización y Normalización.
- Código Técnico de la Edificación (CTE), que desarrolla y permite el cumplimiento de la Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de Abril por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre sobre disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en Obras de Construcción.
- Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 24/2013, del 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 647/2011, de 9 de Mayo, por el que se regula la actividad del gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 “Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos “, del Reglamento Electrotécnico para baja tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.

- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, establecidos por el IDAE (PCT – C – REV– Julio 2011).

7. Tipo de conexión

7.1. Generalidades

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de sistemas eléctricos, mecánicos y electrónicos que se cohesionan para transformar la radiación solar en energía eléctrica útil. En una instalación de estas características los dispositivos principales son los sistemas de transformación de potencia, interpretación de datos y el campo fotovoltaico.

Podemos diferenciar dos tipos de instalaciones principalmente:

1. Aislados
2. Conectados a la red

7.1.1. Sistema fotovoltaico conectado a la red

Una instalación conectada a red es aquella que se encuentra respaldada energéticamente en todo momento por la empresa distribuidora de red eléctrica, en el caso de fallo del sistema, poca radiación solar o parada por mantenimiento en suministro energético no se detendrá. Desde un punto de vista es más fiable que una instalación aislada pues no se depende exclusivamente de los sistemas de acumulación.

8. Definiciones

Las definiciones que aparecen a continuación pertenecen al Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

8.1. Radiación solar

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m²

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m²

8.2. Instalación

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Corriente de Cortocircuito: es el valor de la corriente que proporciona la célula o módulo iluminados bajo condiciones estándar, cuando sus bornes están cortocircuitados.

Tensión de Circuito Abierto: es la diferencia de potencial medido en los bornes de una célula o módulo cuando el circuito esté abierto en unas ciertas condiciones de medida.

Potencia máxima: es la máxima potencia que en determinadas condiciones de medida pueda proporcionar una célula o módulo solar.

8.3. Módulos

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

8.4. Punto de recarga para vehículos eléctricos

SAVE: Sistema de alimentación específico para vehículos eléctricos.

9. Puntos de recarga coches eléctricos.

En primer lugar se definirá lo que es una estación de recarga y los diferentes modos de recarga y más tarde las conexiones para vehículos eléctricos. (En este apartado la información ha sido sacada de la ITC-BT52).

9.1. Estación de recarga¹.

Formado por un conjunto de elementos necesarios para efectuar la conexión del vehículo eléctrico a la instalación eléctrica fija necesaria para su recarga. Las estaciones de recarga podemos clasificarlas como:

- *“Punto de recarga simple: compuesto por las protecciones necesarias, una o varias bases de toma de corriente no específicas para el vehículo eléctrico y, en su caso, la envolvente”.*
- *“Punto de recarga tipo SAVE: sistema de alimentación específico del vehículo eléctrico”.*

9.2. Modos de carga²

El modo de carga depende del nivel de comunicación entre infraestructura de recarga y vehículo eléctrico.

- **Modo 1 de carga.** *“Conexión del vehículo eléctrico a la red de alimentación de corriente alterna mediante tomas de corriente normalizadas, tipo Schuko (toma*

¹ Información ITC-BT-52

² Información ITC-BT-52

domestica) sin comunicación entre la infraestructura de carga y el vehículo eléctrico”.

- **Modo 2 de carga.** *“Conexión del vehículo eléctrico a la red de alimentación de corriente alterna, utilizando tomas de corriente normalizadas, también tipo Schuko, usando los conductores activos y de protección junto con una función de control piloto y un sistema de protección para las personas, contra el choque eléctrico (dispositivo de corriente diferencial), entre el vehículo eléctrico y la clavija o como parte de la caja de control situada en el cable. Normalmente el dispositivo de función piloto se encuentra en el cable de conexión”.*
- **Modo 3 de carga.** *“Conexión directa del vehículo eléctrico a la red de alimentación de corriente alterna usando un SAVE, dónde la función de control piloto se amplía al sistema de control del SAVE, estando éste conectado permanentemente a la instalación de alimentación fija”. En este tipo de instalación se utilizan conectores tipo “Mennekes”.*
- **Modo 4 de carga.** *“Conexión indirecta del vehículo eléctrico a la red de alimentación de corriente alterna usando un SAVE que incorpora un cargador externo en donde la función de control piloto se extiende al equipo conectado permanentemente a la instalación de alimentación fija”.*

Los tipos de recarga se conocen comúnmente como recarga convencional o rápida. La rapidez de la recarga se obtiene según el tipo de corriente eléctrica (alterna o continua), obteniendo distintos niveles de amperaje y, en consecuencia, de potencia eléctrica.

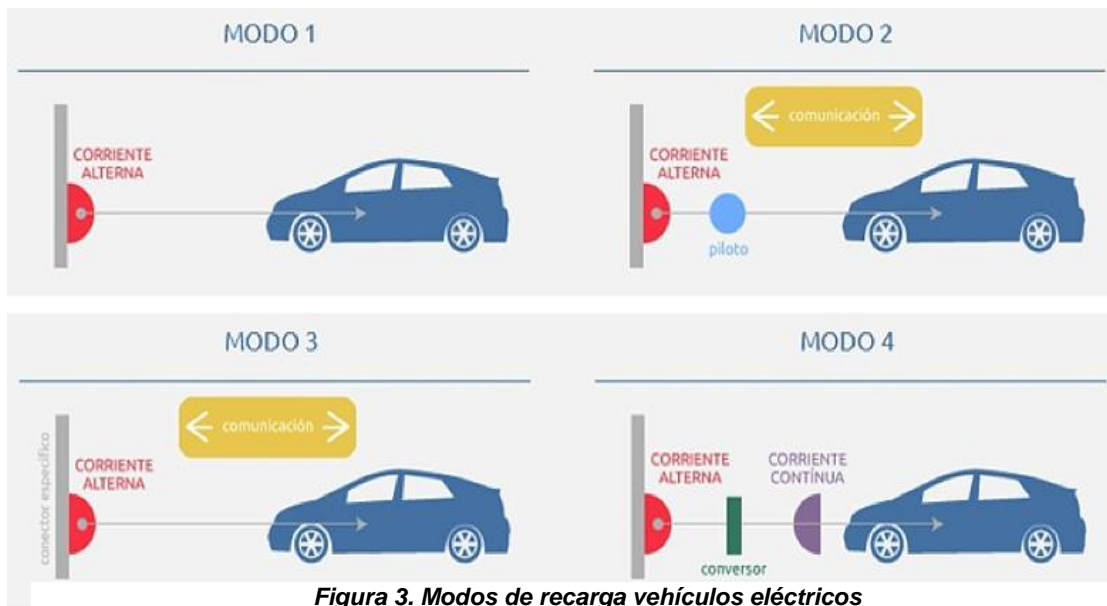


Figura 3. Modos de recarga vehículos eléctricos

9.3. Tipos de recarga³

Según el tiempo invertido para la recarga del vehículo eléctrico podemos diferenciar entre tres tipos de recarga:

- **Recarga convencional o lenta.** “Se trata de un tipo de recarga monofásica que emplea la intensidad y voltaje eléctrico del mismo nivel que la vivienda donde se instale, es decir, 16 amperios y 230 voltios. Se puede entregar una potencia eléctrica de aproximadamente 3,7 kW. Con estos parámetros el tiempo de recarga ronda las ocho horas para las baterías de la mayoría de modelos de VE. Esta solución es óptima, fundamentalmente, para recargar el vehículo eléctrico durante la noche en un garaje de una vivienda unifamiliar o garaje comunitario”.
- **Recarga semi-rápida.** “Se trata de un tipo de recarga monofásica o trifásica que emplea 32 amperios de intensidad y 230 V de voltaje eléctrico. Se entrega un máximo de 7,3 kW con este tipo de recarga. Con estos parámetros el tiempo de recarga es de aproximadamente 4 horas”.

³ Información de Endesa Vehículos eléctricos

- **Recarga rápida.** *“Con este tipo de recarga se obtiene una potencia de salida del orden de 50 kW para ello se emplea una intensidad eléctrica mayor y además se entrega la energía en corriente continua. Se puede llegar a una carga del 80% de la batería con tan solo 30 minutos de conexión. Desde el punto de vista de un conductor habituado al coche de combustión es lo más semejante al tiempo de repostaje en una gasolinera convencional”.*

9.4. Tipos de conectores

Actualmente los tipos de conectores no se encuentran estandarizados a nivel mundial. La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), más conocida por sus siglas en inglés: IEC (*International Electrotechnical Commission*) y su norma IEC 62196-2:2011 recogen una serie de conectores (tipo 1, 2 y 3) existentes solo para corriente alterna. Para el caso de recarga rápida que utiliza corriente continua, los conectores (tipo 4) se encuentran recogidos en la IEC 62196-3.

Los conectores según la norma IEC 62196-2 se detallan a continuación:

- **Conector tipo Schuko.** Es el que usamos diariamente en nuestro día a día a nivel europeo, oficialmente se trata de un conector “Tipo F” definido en el estándar CEE 7/4. Soporta corrientes de hasta 16 A (monofásico) y está compuesto por dos bornes, fase y neutro y por una toma de tierra. No existe dispositivo de comunicación entre el vehículo eléctrico y la toma de corriente. Solo disponible para el caso de modo de carga lenta.



Figura 4. Conector Schuko

- **Conector tipo 1.** Se corresponde con el SAE J1772 2009, también conocido como Yazaki. Es el conector estándar específico para VE en USA desde 2010. Está compuesto por cinco pines, dos de corriente (fase y neutro), el de tierra, un pin de control y otro de detección de proximidad. Si bien el estándar contempla hasta 250 V y 80 amperios, o 19,2 kW en USA, el Yazaki está actualmente certificado para 30 amperios.



Figura 5 Conector SAE J1772 2009

- **Conector tipo 2.** Es el denominado “Mennekes”. Es un tipo de conector pensado para el modo 3 de carga. Tiene una distribución de pines parecida al SAE J1772 con la adición de dos pines más, necesarios para la corriente trifásica. Permite desde cargas monofásicas a 16A hasta trifásicas a 63 A, o lo que es lo mismo, desde 3,7 kW a 43,5 kW de potencia.



Figura 6 Conector Mennekes

- **Conector tipo 3º conector Scame.** Diseñado por la EV Plug Alliance, una asociación de Schneider Electric, Legrand y Scame. Soporta carga monofásica a 16 amperios mediante la variante del conector 3A, con fase, neutro, tierra y pin de control, o monofásica y trifásica a 32 amperios mediante la variante del conector 3C, con tres fases, neutro, tierra, y pines de control y presencia. Soporta teóricamente una potencia de hasta 22 kW.



Figura 7 Conector Scame

- **Conector CHAdeMO,** es el estándar de los fabricantes japoneses. Diseñado por la Tokyo Electric Power Company (TEPCO) y usado por las marcas Nissan, Mitsubishi, Fuji Heavy Industries (Subaru) y Toyota. Es un conector para modo 4, en corriente

continua, que proporciona actualmente hasta 62,5 kW de potencia. Tiene diez bornes, toma de tierra y comunicación con la red.



Figura 8 Conector CHAdeMO

- **Conector CCS** (Combo, IEC-62196-3). Este modelo es la versión que se ha adoptado en Europa para carga en continua. Como su propio nombre indica, se trata de un conector combinado compuesto por un conector AC tipo 2 y un conector DC con dos terminales. El conector Combo 2 ofrece la posibilidad de cargar el vehículo en los modos 2, 3 y 4 a través de una sola toma. La potencia máxima a la que puede operar en AC es de 43 kW y de hasta 100 kW (actualmente solo 50kW) en DC. Fabricantes como Audi, BMW, Daimler, Porsche y Volkswagen incorporan ya este tipo de conector.



Figura 9 Conector CCS Combo

10. Requisitos de diseño

Esta instalación se diseñará en base a la superficie disponible en la cubierta de la nave 2. Debido a la irregularidad que la energía solar como recurso renovable supone, no toda la energía producida se consume instantáneamente. Por ello la energía excedente se inyectará en la red generando un crédito para la universidad de la laguna, sin la necesidad de instalar dispositivos de almacenamiento. Se ahorrará en acumuladores, caros y con una vida operativa limitada. Podremos aumentar el crédito recibido por la institución con la colocación de un sistema de alimentación específico para vehículos eléctricos.

Atendiendo a la potencia consumida por la propia nave y la consumida por el SAVE anualmente, se dimensionará el generador fotovoltaico. La energía eléctrica que se venderá en el SAVE podrá hacerse a un precio mayor al de mercado por lo que se realizará un estudio económico de la rentabilidad del proyecto con este dispositivo.

Tomando como premisa estos factores para el diseño se ha tenido en cuenta:

- Adaptarse a la normativa vigente.
- Reducir el consumo de energía de la red eléctrica en la nave 2.
- Diseñar el generador fotovoltaico según la energía consumida por la nave en los meses de uso y del SAVE anualmente.
- Rentabilidad a la hora de ofrecer un servicio de recarga de vehículos.

11. Soluciones adoptadas. Diseño de la instalación

El diseño final del proyecto se orienta principalmente al autoconsumo con la posibilidad de inyectar el excedente de energía producida con el consiguiente crédito recibido por parte de la empresa distribuidora.

Esta decisión ha sido tomada de esta manera pues con la salida del RD 1/2012 se suspende la retribución para la producción en nuevas instalaciones fotovoltaicas.

La retribución económica obtenida por la inyección de energía es baja debido al precio al que se vende el kWh (0,06 € precio de mercado) inferior al que La Universidad de La Laguna lo

compra. Añadiendo a este factor el hecho de que la nave no es utilizada durante gran parte del año y sobre todo en los meses de verano, mucha de la energía generada se inyecta a la red. La rentabilidad siguiendo esta forma de autoconsumo con inyección es escasa por ello se ha decidido colocar un SAVE donde el precio del kWh será estipulado por la propia institución. Tenemos varias opciones:

1. Mismo precio de mercado
2. Precio de compra a la red
3. Superior al de la red

Estudiando estas soluciones en el apartado económico se decide por vender la energía del SAVE a un precio superior al de mercado para poder amortizar la instalación en un periodo de 16 años.

A continuación se especifican los distintos dispositivos que se utilizarán en la instalación.

Los módulos fotovoltaicos irán montados en la cubierta sur de la nave para facilitar la instalación pues en la cubierta norte las pérdidas por inclinación y orientación, establecidas por el pliego de condiciones del IDAE, son superiores a las límites. Además la estructura soporte necesaria en la cubierta norte limitaría el número de paneles a colocar por la inclinación de los mismos y la altura necesaria para evitar la sombra creada por la cubierta sur y otros módulos.

11.1. Módulos fotovoltaicos

El módulo que se instalará en este proyecto es el A – 320M GSE de 320 W. En primer lugar se opta por una colocación en el mismo plano de la cubierta, en concreto en la cara sur de la cubierta, donde la inclinación y orientación son idóneas. Lógicamente al estar colocados en el mismo plano de la cubierta la instalación de los módulos será superpuesta. De este modo no habrá problemas de sombras entre los paneles.

En cuanto a la conexión de los paneles entre si se ha optado por la colocación de dos strings conectados en paralelo de 13 paneles cada uno y un string de 14 paneles en serie. La potencia pico de los 40 módulos es de 12,8 kW.

Por otro lado decir que entre las dos opciones de materiales de las células posibles (poli cristalino y mono cristalino) se ha escogido el mono cristalino por ofrecer una mayor eficiencia.



Figura 10 Célula monocristalina A-320M GSE

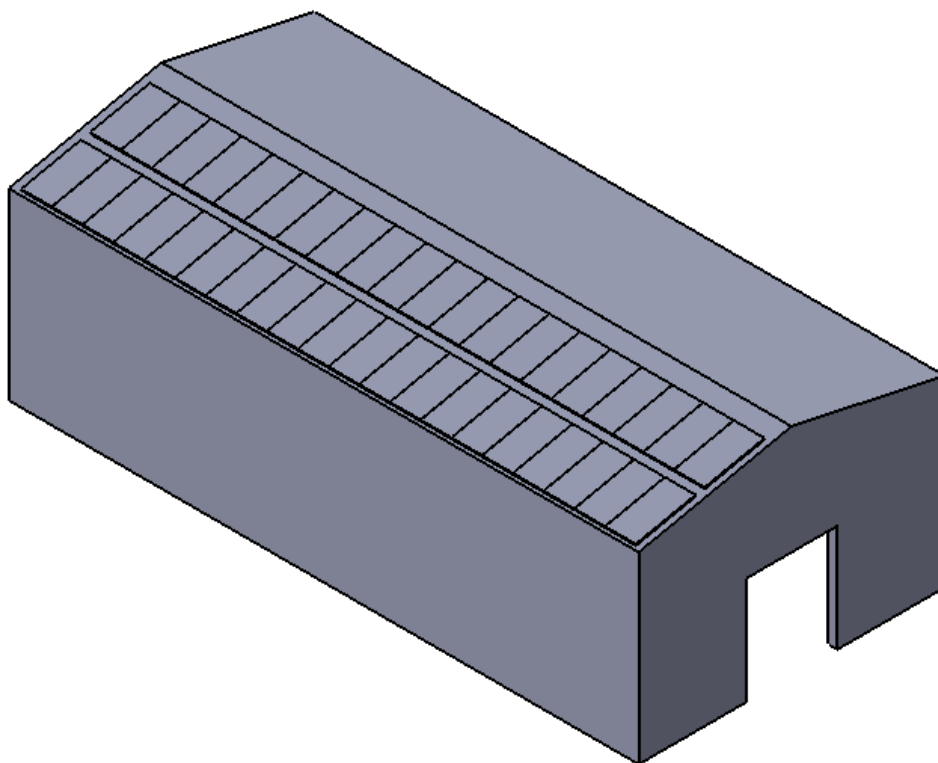


Figura 11 Distribución Módulos Cubierta Nave 2

11.2. Inversor

El inversor es uno de los componentes más importante de los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el modulo y la carga. El inversor es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (24V) en energía alterna (400V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

El inversor elegido es el Sunny Tripower 15000TL, un inversor trifásico con dos entradas de corriente. A la entrada “A” irán conectados los dos strings en paralelo de 13 paneles cada uno y a la entrada “B” los 14 restantes conectados en serie. Estas dos entradas son capaces de aguantar la tensión de salida de los paneles conectados en paralelo.

Se ha decidido colocar un solo inversor pues de este modo obtenemos un rendimiento superior en torno al 97%, ofrecido por este modelo, sin embargo con la desventaja de que si se produce un fallo se parará totalmente la producción de energía.

Este inversor no posee separación galvánica por transformador de aislamiento según indica el Artículo 15. RD1699/2011 en cambio dispone de un sistema homologado que realiza la misma función.



Figura 12 Inversor SMA TRIPOWER 15 TL

11.3. Estructura soporte

Para la sujeción de los módulos fotovoltaicos se utilizará una solución sencilla para instalaciones coplanarias, como es la nuestra. Este sistema utiliza dos perfiles ranurados transversales para sujetar una fila de módulos. Los módulos se anclan a los perfiles mediante piezas de fijación central y lateral perpendicularmente. Este soporte es apto para todo tipo de cubiertas. Se ha seleccionado esta estructura tan simple porque los módulos tendrán la misma inclinación que el tejado sin necesidad de montarlos en un ángulo distinto al de la cubierta.

Esta empresa (Supports) garantiza que la estructura soporte cumple con lo exigido en el Código Técnico de la Edificación (CTE) y con el Eurocódigo 9 de diseño de Estructuras de Aluminio. La estructura está preparada para aguantar 8 módulos fotovoltaicos.



Figura 13 Estructura Coplanar

11.4. Cubierta nave 2

La nave objeto de este proyecto está construida con paneles de chapa metálica sobre una serie de pórticos de los cuales se desconocen los datos estructurales. Los planos de las naves ubicadas en la facultad de informática no se encuentran a disposición de los alumnos ni profesores por ello se ha optado por definir la cubierta como una plataforma ideal capaz de soportar el peso de los paneles y de la estructura soporte de los mismos.

La inclinación de la cubierta cumple con los parámetros de pérdidas por orientación e inclinación del “PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS de la IDAE”.

11.5. SAVE

El punto de recarga seleccionado es un poste distribuido por la empresa CIRCUTOR de la familia RVE-PM3. Este tipo de postes debido al conjunto de características constructivas y de seguridad los hace especialmente adecuados para ser instalados en zonas al aire libre dado su resistencia frente a las condiciones ambientales. Han sido diseñados para cubrir todas las necesidades de recarga de los vehículos eléctricos en los modos 1, 2 y 3 (según la norma IEC 61851-1), permitiendo diversas opciones de rapidez en función de la potencia demandada entre 3,6 y 7,2 kW.

El modelo seleccionado dentro de esta familia es el RVE-PM3 constituido por dos tomas de 7,2 kW capaces de recargar un coche a través del modo 3 de carga, es decir una carga rápida (3-4 horas). Posee dos tomas tipo 2 o Mennekes.

Añadir que no existe un estándar de conectores establecido y cada fabricante fabrica sus propios tipos atendiendo al mercado al que este destinado el vehículo. En Japón y América del norte las redes son de 120/240 V mientras que en el resto del mundo las redes son de 230/400 V.

Mediante un display alfanumérico se visualizan las instrucciones de operación de manera secuencial una vez se ha identificado el usuario con una tarjeta de proximidad RFID, desbloqueando la trampa de acceso a las tomas. El poste almacena la información de recarga, a la vez que muestra los datos de recarga (energía, tiempo de recarga,...) y estado de operación. Este equipo dispone de las protecciones eléctricas necesarias (ITC-BT-52), y permite la recarga simultánea de dos vehículos eléctricos. Entre sus características destacan:

- Medida de energía
- Comunicaciones IP
- Memoria interna
- Lector RFID
- Display alfanumérico
- Protecciones eléctricas

- Indicación luminosa de estado de carga
- Control y monitorización de la unidad de forma remota

Añadir que la intensidad de salida de este tipo de aparatos puede ser calibrada para ofrecer una menor potencia si se desea. También existe la opción de balanceo de energía es decir cuando se use una sola toma de corriente si el vehículo lo permite se podrá aprovechar toda la potencia de salida del SAVE.



Figura 14 SAVE RVE-PM3

El propio dispositivo posee un sistema autónomo para su operación pero incluye la posibilidad de conexión mediante un cable Ethernet.

12. Elementos de la instalación eléctrica

12.1. Cableado

Los cables serán seleccionados según lo establecido en el Pliego de Condiciones del IDAE y principalmente del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

A lo largo de la instalación se utilizarán diferentes secciones de cableado al igual que diferentes tipos de canalizaciones eléctricas según el reglamento antes citado. Con ello conseguiremos una correcta puesta en servicio y garantía de funcionamiento.

El cableado de la instalación comenzará desde los módulos fotovoltaicos hasta la caja de protección y medida, pasando por las cajas de conexiones tanto de corriente continua como de alterna, el inversor y el cuadro de protección. Por otro lado para el punto de recarga el cableado irá desde el cuadro de protección principal de la nave 2 hasta la ubicación del mismo.

Los métodos de cálculo para las secciones del cableado vienen dadas por los criterios de sobrecalentamiento y caída de tensión. Para el caso de sobrecalentamiento el Pliego de Condiciones del IDAE establece que el cableado debe soportar el 125% de la intensidad de

cortocircuito de la línea según la ITC-BT-40. Por otro lado, también contemplado en el Pliego de Condiciones del IDAE, para el tramo de CC la caída de tensión debe ser inferior al 1,5% y para el tramo de CA de un 2%.

El criterio de dimensionado para el tramo del SAVE se hará de forma análoga a lo mencionado en el párrafo superior.

Con estos parámetros se ha optado por utilizar en toda la instalación un conductor de baja tensión de cobre, de tipo aislado, con una tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV y debido a que parte del cableado se encuentra a la intemperie un aislamiento XLPE (polietileno reticulado) que puede soportar una temperatura máxima de 90°, normalizado según la norma UNE 21.123.

12.2. Protecciones

En toda instalación eléctrica debe existir una serie de protecciones para evitar que personas y equipos sufran daños. Estas medidas de protección están diseñadas acorde con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

- ITC-BT-22 Protección contra sobreintensidades
- ITC-BT-23 Protección contra sobretensiones
- ITC-BT-24 Protección contra los contactos directos e indirectos

12.3. Protección en CC

En esta parte de la instalación aunque el inversor Sunny Tripower 15000TL traiga de serie sus propias medidas de protección contra las sobrecargas y contra el fallo de aislamiento se colocarán cuatro fusibles adicionales como medida de precaución. Estos cuatro fusibles, uno por cadena y polaridad, serán de 10 A con una tensión asignada de 900 V. Aparte como medida preventiva adicional se colocará un seccionador de carga para poder aislar el inversor de los strings.

12.4. Protección en CA

Las protecciones en esta zona irán colocadas en un cuadro a la salida del inversor con un interruptor magnetotérmico de 30 A y un interruptor automático diferencial de 30 A con una sensibilidad de 30 mA.

Para que la empresa distribuidora pueda desconectar la instalación se colocará en la Caja de Protección y medida un seccionador de carga de 30 A.

En el caso de la corriente alterna en el SAVE se optará por añadir un interruptor de control de potencia de 63 para los 14,4 kW instalados en corriente monofásica, así como un interruptor automático magnetotérmico y uno diferencial de 70 A cada uno con una sensibilidad de 30 mA.

12.5. Puesta a tierra

Es de vital importancia disponer de una instalación de puesta a tierra a fin de proteger a personas y dispositivos ante la aparición de tensiones peligrosas en el caso de contacto accidental con masas puestas en tensión.

Para ello se seguirán las indicaciones que estipulan el Art. 15 del Real Decreto 1669/2011 y el ITC-BT-18 del REBT en lo relativo a la puesta a tierra de la instalación.

Los fenómenos meteorológicos son los causantes de la aparición de derivaciones de tensión por ello tanto los módulos fotovoltaicos como las estructuras metálicas se conectarán a tierra.

La estructura soporte de generador y el borne de puesta a tierra del inversor se conectarán a una única toma de tierra a través de las picas principales de tierra de la instalación.

12.6. Conexión a red

La conexión a red se llevará a cabo a través de un contador bidireccional, es decir un dispositivo capaz de medir la energía consumida y la vertida a la red. Por otro lado cuando la producción de energía por parte del generador fotovoltaico sea inferior a la demandada por la nave será este aparato el encargado de tomar energía de la red.

Nuestro caso en particular es una instalación de pequeña potencia como determina el RD 1699/2011 por lo que la conexión a la red se podrá realizar en la propia red interior del usuario.

13. Orden de prioridad de los documentos básicos.

Frente a posibles discrepancias el orden de prioridad de documentos será:

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

14. Bibliografía

- [1] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red del IDAE
- [2] Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica. José M^a Fernández Salgado
- [3] REBT, Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- [4] Endesa, www.endesaclientes.com
- [5] Anfac, <http://www.anfac.es>
- [6] Cartográfica de Canarias S.A. (GRAFCAN), <https://www.grafcan.es>
- [7] Electromaps, <http://www.electromaps.com>
- [8] IBIL, red pública de recargas <https://www.ibil.es>
- [9] GIC, gestión inteligente de recarga www.recargagic.com
- [10] Endesa vehículos eléctricos

Programas informáticos:

[11] Solidworks 2013

[12] AutoCAD 2014

[13] Microsoft Excel



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

ANEXO 1

CÁLCULOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. Objeto..... | 3 |
| 2. Potencia instalada en la nave 2..... | 3 |
| 2.1. Energía anual consumida por la nave 2..... | 4 |
| 2.2. Energía anual consumida SAVE..... | 6 |
| 3. Irradiación local en San Cristóbal de La Laguna | 7 |
| 4. Componentes generador fotovoltaico | 8 |
| 4.1. Módulo | 8 |
| 4.2. Numero de módulos | 9 |
| 4.3. Inversor..... | 9 |
| 4.4. Estructura soporte..... | 10 |
| 5. Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio” | 10 |
| 5.1. Pérdidas por inclinación y orientación | 11 |
| 5.2. Pérdidas por sombreado del generador | 14 |
| 5.3. Pérdidas por polvo y suciedad..... | 15 |
| 5.4. Pérdidas angulares..... | 15 |
| 5.5. Pérdidas espectrales..... | 15 |
| 5.6. Pérdidas por el rendimiento del inversor..... | 16 |
| 5.7. Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador..... | 16 |
| 5.8. Pérdidas por explotación y mantenimiento..... | 16 |
| 5.9. Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal | 17 |
| 5.10. Pérdidas por cableado y conexionado..... | 17 |
| 5.11. Pérdidas por temperatura | 17 |
| 6. Cálculo del Performance Ratio..... | 19 |
| 7. Cálculo generación anual esperada..... | 21 |

8. Bibliografía 22

1. Objeto

Con este anexo se pretende exponer los cálculos relativos a la instalación fotovoltaica para su correcto dimensionado teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Potencia instalada en la nave.
- Consumo de la nave y SAVE.
- Irradiancia anual en San Cristóbal de La Laguna.
- Performance ratio del generador.
- Energía generada por la instalación.

La energía generada se conseguirá a través de módulos fotovoltaicos y mediante un inversor se inyectará la energía en el circuito principal de la nave para el autoconsumo y en los momentos que el consumo sea nulo se inyectará a la red de la empresa distribuidora. El SAVE estará conectado directamente al cuadro de la nave 2.

Se estudiará la energía disponible en el emplazamiento de la nave dependiendo de la irradiancia en las diferentes épocas del año.

En las instalaciones en régimen especial u ordinario de potencia no superior a 100kW se aplica el RD 1699/2011, en él se incorporan referencias explícitas a las instalaciones destinadas al autoconsumo, total o parcial, de la energía generada.

2. Potencia instalada en la nave 2

Este parámetro de la nave es de los más importantes de la instalación junto con el consumo de la misma pues determina de gran manera la dimensión del generador fotovoltaico. La Universidad de La Laguna no tiene datos de la potencia instalada en cada una de las naves de forma individual por lo que sabiendo que estamos ante una instalación trifásica (400 V), que el $\cos \Phi$ es 0,85 para instalaciones industriales y que la intensidad que marca el interruptor automático general del cuadro general de protección (máximo amperaje que soporta la instalación) es de 63 A, podemos determinar la potencia de la instalación a través de la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot \cos \Phi \cdot V}$$

Despejando:

$$P = I \cdot V \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Phi$$

Con los datos antes mencionados obtenemos una potencia instalada de 43,6 kW. Esta es la potencia máxima instalada pero la real demandada estará por debajo de esta si aplicamos un coeficiente de simultaneidad de 25%.

La potencia demandada se encuentra en torno a los 33 kW aplicando este coeficiente (0,75). Se puede estimar que el aprovechamiento de la nave es de tan solo un 20% respecto de la potencia real instalada. Aplicando este porcentaje a 43,6 kW obtenemos una potencia demandada de tan solo 9 kW.

Teniendo en cuenta lo mencionado el generador fotovoltaico se dimensionará para un potencia mayor sabiendo que la instalación del SAVE es de 14,4 kW pudiendo aprovechar la energía excedente y sacando un beneficio por ella.

Para el consumo de la nave se tendrá en cuenta las luminarias de la nave 2, a diferencia de las naves 3 y 4 no cuenta con tragaluces que faciliten la entrada de luz natural al recinto, por lo que se considerará que permanecen encendidas durante todo el horario que comprenden las prácticas. Otra parte del consumo vendrá dado por la maquinaria instalada en la nave de uso docente y didáctico.

2.1. Energía anual consumida por la nave 2

El consumo de una instalación normalmente se puede conocer fácilmente solicitando los datos pertinentes (facturación eléctrica) a la empresa distribuidora. En la Universidad de La Laguna no se tiene un control concreto de cada recinto ubicado en las Facultades de Matemáticas y Física e Informática ya que la energía se compra directamente en alta tensión y luego se reparte a las diferentes instalaciones desde el centro de transformación, teniendo únicamente una factura que engloba ambas facultades.

De este modo se realiza una estimación del consumo anual de la nave 2 teniendo en cuenta la maquinaria usada durante el periodo lectivo de prácticas que se lleva a cabo por las asignaturas de mecánica. Se tendrá en cuenta la duración de las prácticas y el tiempo estimado de uso de cada una de ellas. Algunas de las asignaturas no precisan maquinaria durante el tiempo de prácticas asignado pero tienen un consumo de las luminarias de vapor de sodio.

En la siguiente página observamos el consumo en kWh de la maquinaria y de las luminarias aplicando un factor de utilización:

| Dispositivo | Potencia (W) | Nºhoras/año | Factor de utilización | Consumo (wh/año) |
|-------------------------------|--------------|-------------|-----------------------|------------------|
| Taladro vertical | 370 | 3 | 0,75 | 832,5 |
| Fresadora | 700 | 3 | 0,75 | 1575 |
| Esmeriladora | 350 | 0,5 | 0,75 | 131,25 |
| Disco de corte | 2000 | 0,5 | 0,75 | 750 |
| Grupo de soldadura | 5000 | 6 | 0,80 | 24000 |
| Torno | 750 | 6 | 0,75 | 3375 |
| Unidad de freno | 2200 | 5 | 0,80 | 8800 |
| Panel Neumática | 400 | 11 | 0,75 | 3300 |
| Ordenador sobremesa | 500 | 1 | 0,75 | 375 |
| Motores CA monofásicos | 1480 | 17 | 0,75 | 18870 |
| Fuente de alimentación bombas | 100 | 1 | 0,75 | 75 |
| Motores accionamiento bombas | 520 | 1 | 0,75 | 390 |
| Luminarias | 750 | 128 | 0,75 | 72000 |
| Televisor | 80 | 1 | 0,75 | 60 |

Tabla 1. Potencia dispositivos instalados nave 2

A la vista de estos datos la nave 2 tiene un consumo aproximado anual de 134,6 kWh/año durante el horario de prácticas de las asignaturas que necesitan de estas instalaciones.

2.2. Energía anual consumida SAVE

A continuación se expone la tabla con el consumo del SAVE. Se ha tenido en cuenta el horario de apertura del parking de informática de 08:00 AM a 20:00 PM y un tiempo de uso de 8 horas por lo que 4 vehículos eléctricos pueden cargar sus baterías completamente a través del poste RPV mediante dos tomas de tipo 2 o Mennekes. Cada toma permite hasta 7,2 kW, que es la potencia estimada necesaria para cargar un vehículo en el modo 3 de carga (rápida, 3-4 horas). Se ha hecho un cálculo aproximado de apertura del parking a lo largo del año en 206 días.

| Dispositivo | Potencia (W) | Nºhoras /año | Factor de simultaneidad | Consumo (Wh/año) |
|------------------|--------------|--------------|-------------------------|------------------|
| Punto recarga VE | 14400 | 1648 | 0,75 | 17798400 |

Tabla 2. Potencia Consumida en el SAVE

El consumo de energía por parte del SAVE anualmente será de 17798,4 kWh/año. Se aplica un factor de simultaneidad ya que no todos los días cuatro coches cargarán sus baterías durante las ocho horas previstas.

En la siguiente tabla se muestran algunos de los modelos de VE más usados a nivel europeo y que admiten el modo de recarga semirápida modo 3 (7,2 kW).

| Modelo | Batería (kWh) | Consumo (Wh/km) | Autonomía (km) |
|---------------------|---------------|-----------------|----------------|
| Mercedes B ED | 28 | 126 | 150 |
| KIA Soul | 27 | 147 | 212 |
| Volkswagen e-Golf | 24 | 127 | 190 |
| Nissan Leaf | 24 | 150 | 199 |
| Ford Focus Electric | 23 | 135 | 160 |
| BMW i3 | 22 | 129 | 190 |
| Renault Z.O.E | 22 | 133 | 200 |
| Volkswagen e-up! | 18,7 | 117 | 160 |

Tabla 3. Modelos vehículos eléctricos que admiten recarga semirápida

3. Irradiación local en San Cristóbal de La Laguna

Las islas Canarias se encuentran en la zona climática V (pliego de condiciones IDAE) por lo que la irradiación global media es mayor a 5 kWh/m², la mayor de toda España. Con estos datos es lógica la instalación de un generador fotovoltaico ya que obtendremos buenos resultados a lo largo del año. Para la determinación de la irradiación sobre el plano de los módulos (plano inclinado 12° y orientación sur) se ha recurrido al programa gratuito online PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), concretamente para las zonas geográficas de África y Asia.

En la tabla que se muestra a continuación observamos los datos de irradiación diaria para cada mes y los de irradiación para el ángulo de inclinación escogido. El ángulo escogido es el mismo de la cubierta, en los siguientes apartados se estudiarán las pérdidas por inclinación y orientación.

Location: 28°28'55" North, 16°19'20" West, Elevation: 575 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 26 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

| Month | Hh | Hopt | H(12) | lopt |
|-------|------|------|-------|------|
| Jan | 3790 | 5310 | 4580 | 55 |
| Feb | 4580 | 5830 | 5260 | 46 |
| Mar | 6130 | 6950 | 6630 | 33 |
| Apr | 6630 | 6740 | 6810 | 16 |
| May | 7340 | 6860 | 7250 | 1 |
| Jun | 7690 | 6880 | 7450 | -6 |
| Jul | 7890 | 7180 | 7700 | -3 |
| Aug | 7380 | 7230 | 7450 | 10 |
| Sep | 6250 | 6810 | 6640 | 27 |
| Oct | 5220 | 6380 | 5870 | 42 |
| Nov | 3830 | 5160 | 4530 | 52 |
| Dec | 3270 | 4640 | 3980 | 56 |
| Year | 5840 | 6330 | 6180 | 26 |

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m2/day)

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m2/day)

H(12): Irradiation on plane at angle: 12deg. (Wh/m2/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

Tabla 4. Irradiación solar PVGYS

4. Componentes generador fotovoltaico

4.1. Módulo

Se ha escogido un módulo de la empresa Atersa en concreto el modelo A-320M GSE de 320 W de potencia pico. Es un módulo de células monocristalinas con buenas prestaciones en cuanto a su rendimiento energético (16%).

| Características eléctricas | A-320 GSE |
|--|-----------|
| Potencia nominal | 320 W |
| Tensión Punto Máxima Potencia (V_{mp}) | 38,64 V |
| Corriente Punto Máxima Potencia (I_{mp}) | 8,29 A |

| | |
|--|--------|
| Tensión de Circuito abierto (V_{OC}) | 46,7 V |
| Corriente en Cortocircuito (I_{SC}) | 8,81 A |
| Eficiencia del módulo | 16,43% |

Tabla 5. Características eléctricas Módulo A-320M GSE

4.2. Numero de módulos

Los módulos irán colocados de forma superpuesta en la cubierta de la nave de esta manera no habrá problemas con la proyección de sombras entre ellos. Haciendo un cálculo con el área disponible se ha podido colocar un máximo de 40 paneles. En un principio se intentó instalar cuarenta y cinco paneles de 320 W para obtener una potencia pico igual a 14,4 kW equivalente a la potencia necesaria para la carga simultánea de dos vehículos eléctricos en el modo 3 de carga (7,2 kW), sin embargo debido a las dimensiones de los paneles solo se han podido colocar 40.

En la cubierta se han configurado 3 strings dos de ellos en paralelo con 13 paneles en serie cada uno, los 14 restantes se han conectado en serie.

Con esta potencia instalada y la generación de energía, mencionada en el “apartado 7” de este anexo, se satisface el consumo de la nave 2. Se consigue un margen bastante elevado para cubrir la demanda energética del SAVE.

4.3. Inversor

El inversor es uno de los componentes más importante de los sistemas conectados a red ya que transforma la energía eléctrica en corriente continua producida por los módulos (24V) en corriente alterna (400V), para suministrar energía a la nave y al SAVE y/o inyectarla a la red.

El inversor elegido es el Sunny Tripower 15000TL, un inversor trifásico con dos entradas de punto de máxima potencia. Este inversor posee dos buscadores de máxima potencia (SPMP) que regulan de forma constante la impedancia de carga y así obtener la máxima potencia en el sistema.

| Características eléctricas Inversor | | STP 15000 TL |
|--|--|--------------|
| Entrada CC | | |
| Potencia máxima de CC | | 15340 W |
| Tensión de entrada máxima | | 1000 V |
| Rango de tensión MPP | | 360 - 800 V |
| Tensión nominal | | 600 V |
| Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio | | 150 V / 188V |
| Corriente máx. de entrada (entrada A / entrada B) | | 33 A / 11 A |
| Número de strings por entrada | | A:5; B:1 |
| Salida CA | | |
| Potencia asignada (230 V, 50Hz) | | 15000 W |
| Corriente de salida | | 24 A |

Tabla 6. Características Inversor SMA 15000 TL

4.4. Estructura soporte

La estructura soporte seleccionada es un sistema coplanar compuesto. Se trata de una estructura sencilla de la empresa española “Suports”. Los paneles irán montados en dos filas principales sobre estos soportes. La carga generada por la estructura y los propios módulos no se supone un problema para la resistencia de la cubierta de la nave.

5. Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”¹

El performance ratio (PR) se define como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, donde tenemos en cuenta las pérdidas generadas por el inversor y por la temperatura de operación de los paneles que suele ser superior a 25°C, temperatura en CEM (Condiciones Estándar de Medida). Se obtendrá un performance ratio distinto para cada mes dependiendo de la temperatura de operación de la célula.

¹ Definiciones del libro “Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica, adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE” del autor José M^a Fernández Salgado.

Aparte de estas pérdidas se tienen en cuenta otras que vienen recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, son los siguientes:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

Entre estas otras incluiremos las pérdidas por orientación e inclinación, no cumplimiento de la potencia nominal, explotación y mantenimiento, espectrales y angulares. (Todas las definiciones de las pérdidas antes mencionadas son del libro “Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica, adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE” autor José M^a Fernández Salgado y del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE)

5.1. Pérdidas por inclinación y orientación

Los módulos fotovoltaicos presentan unas pérdidas energéticas de producción en función de la latitud del emplazamiento. En este caso la instalación se ubica en el hemisferio norte por lo que la orientación sur es la óptima para el generador. La cubierta de la nave dos está prácticamente orientada al sur lo que ayuda a que las pérdidas por orientación e inclinación sean pequeñas.

Con este apartado se pretende conocer los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto establecido en el Código Técnico de la Edificación.

Las pérdidas se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). 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 (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

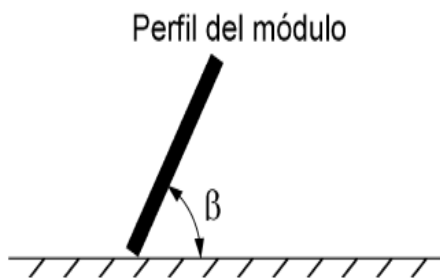


Figura 1. Grado de inclinación módulos

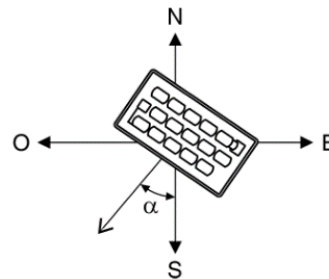


Figura 2. Orientación módulos

Se considera como inclinación óptima de los paneles la latitud del emplazamiento menos 10° . El generador fotovoltaico se encuentra en San Cristóbal de La Laguna con una latitud de $28,48^\circ$ Norte, por lo tanto la inclinación óptima estaría entorno a los 16° . En nuestro caso se opta por la inclinación de la cubierta de 12° y la colocación superpuesta de los paneles.

En la siguiente tabla se refleja las pérdidas máximas por orientación, inclinación y sombras, establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones conectadas a red. Estas pérdidas se relacionan con tres formas distintas de instalación de los módulos:

| Pérdidas admisibles | Orientación e inclinación | Sombras | Total |
|---------------------|---------------------------|---------|-------|
| General | 10% | 10% | 15% |
| Superposición | 20% | 15% | 30% |

| | | | |
|----------------------------|-----|-----|-----|
| Integración arquitectónica | 40% | 20% | 50% |
|----------------------------|-----|-----|-----|

Tabla 7. Pérdidas admisibles módulos PCT IDAE

Por lo tanto para esta instalación fotovoltaica las pérdidas por inclinación y orientación deben ser inferiores en un 20% respecto de los valores óptimos.

A continuación se determinan estas pérdidas para un azimut de 15° (para 0° y unas pérdidas de 20% los ángulos de inclinación son iguales). Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut determinan los parámetros de inclinación máxima y mínima. La figura está elaborada para la latitud 41°, luego se corregirán los datos obtenidos según estipula el Pliego de Condiciones Técnicas.

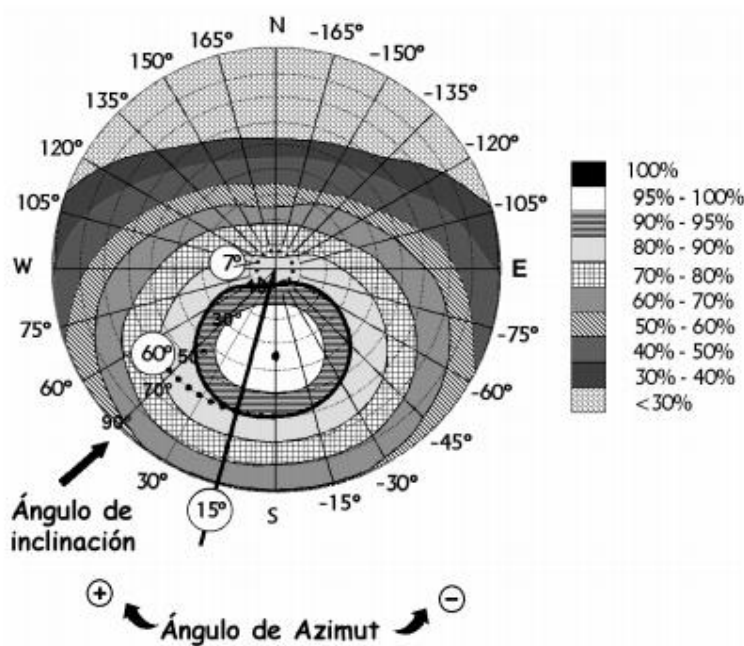


Figura 3. Relación de los ángulos de Azimut e inclinación con las pérdidas.

Fuente: PCT IDAE

Inclinación máxima y mínima de los paneles corregida:

$$\text{Inclinación máxima} = 70^\circ - (41^\circ - \text{latitud}) = 70^\circ - (41^\circ - 28) = 57^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - \text{latitud}) = 7^\circ - (41^\circ - 28) = -6^\circ$$

La inclinación mínima se toma como 0° ya que los -6° están fuera de rango.

Con estos datos se observa que la inclinación escogida de 12° es correcta, se encuentra dentro de los límites calculados.

Ahora se calculan las pérdidas por inclinación y orientación mediante las siguientes fórmulas:

Para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \Phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right]$$

Para $\beta \leq 15^\circ$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \Phi + 10)^2 \right]$$

Al ser el azimut 0° los resultados serán iguales. Para una latitud de $\Phi = 28^\circ$, una inclinación de $\beta = 12^\circ$ y azimut $\alpha = 0$, las pérdidas por inclinación son de 0,432%, muy por debajo del límite establecido para estructuras superpuestas (20%).

5.2. Pérdidas por sombreado del generador

Las sombras sobre los paneles generan unas pérdidas energéticas causadas por la disminución de captación de la irradiación solar. Estas pérdidas se determinan comparando el perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol.

En este proyecto no se tendrán en cuenta estas pérdidas ya que no hay ningún obstáculo que pueda originarlas. Al estar los módulos instalados de forma superpuesta sobre la cubierta no se generará sombra entre ellos.

5.3. Pérdidas por polvo y suciedad²

“Una vez instalado el panel fotovoltaico a la intemperie, será inevitable que se vaya depositando el polvo y la suciedad sobre la superficie del mismo.

El polvo y suciedad se va depositando de forma uniforme sobre la superficie del panel dando lugar a una disminución de la corriente y tensión producida por el mismo.

Las pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de las lluvias”. Se estima un porcentaje del 3%.

5.4. Pérdidas angulares²

“En condiciones de operación del módulo fotovoltaico ocurrirá que la incidencia de la radiación no es normal ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de exposición.

El hecho de que la radiación solar incida sobre la superficie del panel con un ángulo que no sea perpendicular implica unas pérdidas que serán mayores cuanto más se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular”. Se estiman estas pérdidas en un 3% anual.

5.5. Pérdidas espectrales²

“Durante la operación del módulo fotovoltaico el espectro no es estándar durante todo el tiempo de exposición, es decir la célula fotovoltaica es espectralmente selectiva. Esto quiere decir que la corriente generada es distinta para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente.

La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar a la respuesta de las células dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas”. Se estiman estas pérdidas en un 1% anual.

² “Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica, adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE” autor José M^a Fernández Salgado

5.6. Pérdidas por el rendimiento del inversor³

“El funcionamiento de los inversores fotovoltaicos se define mediante una curva de rendimiento en función de cual sea la potencia de operación”. El rendimiento del inversor escogido el STP 15000TL-10 es del 97,8%.

5.7. Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador³

“El inversor fotovoltaico va a trabajar conectado directamente al generador, con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador.

Este punto de máxima potencia cambia con las condiciones ambientales (irradiación y temperatura).”*En condiciones normales de operación se van a producir interferencias sobre la potencia producida por el generador, por la presencia de sombras o suciedades que provocarán escalones en la curva intensidad – voltaje de la célula, y por tanto del generador”.*

El dispositivo de seguimiento del inversor modelo SMA STP 15000TL-10 funciona mediante unos algoritmos de control independientes para cada cadena viéndose estas pérdidas minimizadas. Se estiman estas pérdidas en un 1% anual.

5.8. Pérdidas por explotación y mantenimiento ³

“Durante la operación de un generador fotovoltaico es necesario realizar una serie de trabajos relacionados con el mantenimiento de preventivo de la instalación. Estos trabajos pueden traer consigo en algún caso la parada de elementos clave de la generación de energía, como puede ser el inversor. Cuanto mayor sea el tiempo de parada del equipo mayores serán las pérdidas producidas para el sistema.

Al igual que se van a producir averías o condiciones de mal funcionamiento de equipos de manera que cuanto mayor sea el tiempo de sustitución o reparación de los equipos, mayor será su incidencia sobre la producción eléctrica”. Se estiman estas pérdidas en un 3% anual.

³ “Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica, adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE” autor José M^a Fernández Salgado

5.9. Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal⁴

“A pesar de que los módulos fotovoltaicos se producen mediante un proceso industrial en serie, no todos son idénticos, ya que se componen de células fotovoltaicas que son por definición distintas unas de otras.

Esto implica que el valor de la potencia que pueden entregar de modo individual, referida a las condiciones estándar de medida, STC, va a presentar una distorsión”. Se estiman estas pérdidas en un 4% anual.

5.10. Pérdidas por cableado y conexionado

En este tipo de instalaciones tanto en la zona de corriente continua como en la de alterna se producen pérdidas energéticas originadas por la caída de tensión cuando la corriente circula por un conductor de sección y material determinados. Se han tenido en cuenta estas pérdidas en el dimensionado de los conductores, como veremos en el Anexo de cálculos eléctricos de este proyecto.

Otro tipo de pérdidas asociadas al cableado son las de conexionado pues al realizar la conexión entre módulos no todos ellos tendrán la misma potencia. Tanto en la conexión en serie como en paralelo se limitará el amperaje al panel de menor potencia.

Se estiman estas pérdidas en un 1,5% anual.

5.11. Pérdidas por temperatura

La temperatura es un factor que no solo afecta a la tensión y corriente de las placas, sino que además, influye sobre la potencia que puede suministrar el módulo.

La dependencia de la eficiencia con la temperatura representa las pérdidas medias mensuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas.

A continuación se calcula la temperatura de trabajo (T_c) de la célula para cada mes del año a través de la siguiente expresión:

⁴ “Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica, adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE” autor José M^a Fernández Salgado

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20^\circ\text{C}) \cdot \frac{E}{800 \text{ W/m}^2}$$

Donde:

$$T_{amb} \equiv T^a \text{ ambiente } [^\circ\text{C}]$$

$$TONC \equiv T^a \text{ de operación de la célula } [^\circ\text{C}]$$

$$E \equiv \text{Irradiancia } \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]$$

Por lo tanto las pérdidas por temperatura se expresan de la siguiente manera:

$$P_{temp}(\%) = 100 \cdot [1 - 0,0035 \cdot (T_c - 25^\circ\text{C})]$$

| Mes | T_m | T_c | $P_{temp}(\%)$ |
|------------|-------|--------|----------------|
| enero | 12,5 | 40,125 | 94,7 |
| febrero | 11,9 | 39,525 | 94,9 |
| marzo | 13,5 | 41,125 | 94,4 |
| abril | 13,9 | 41,525 | 94,2 |
| mayo | 17,7 | 45,325 | 92,9 |
| junio | 17 | 44,625 | 93,1 |
| julio | 21,2 | 48,825 | 91,7 |
| agosto | 20,6 | 48,225 | 91,9 |
| septiembre | 20,2 | 47,825 | 92,0 |
| octubre | 19,5 | 47,125 | 92,3 |

| | | | |
|-----------|------|--------|------|
| noviembre | 16,2 | 43,825 | 93,4 |
| diciembre | 13,8 | 41,425 | 94,3 |

Tabla 8. Pérdidas por Temperatura mensualmente

6. Cálculo del Performance Ratio

Este parámetro como se ha explicado anteriormente refleja la eficiencia de la instalación en condiciones de trabajo reales. En la siguiente tabla se expone el rendimiento estimado para el tipo de pérdidas estudiadas y el performance ratio que engloba a estos factores de pérdidas.

| Pérdidas en la instalación | Pérdidas (%) | Rendimiento | PR |
|--|--------------|-------------|------|
| Cableado y Conexionado | 1,5 | 0,98 | 0,77 |
| Polvo y suciedad | 3 | 0,97 | |
| No cumplimiento de la potencia nominal | 4 | 0,96 | |
| Rendimiento inversor | 3 | 0,97 | |
| Seguimiento punto máxima potencia | 2 | 0,98 | |
| Explotación y mantenimiento | 3 | 0,97 | |
| Inclinación y orientación | 5 | 0,95 | |
| Espectrales | 1 | 0,99 | |
| Angulares | 3 | 0,97 | |

Tabla 9. Performance Ratio de la instalación

Este valor de 0,77 referente al rendimiento energético de la instalación se utilizará en el siguiente apartado para determinar finalmente la generación mensual y anual de energía de la misma.

Las pérdidas asociadas a la temperatura de operación de la célula se ponen de manifiesto en la siguiente tabla. En ella observamos la temperatura media mensual y las pérdidas por temperatura calculadas con las expresiones correspondientes y el performance ratio mensual teniendo en cuenta el PR del resto de factores que afectan a la eficiencia total de la instalación

| MES | T_m | T_c | $P_{temp}(\%)$ | PR |
|------------|-------|--------|----------------|-------|
| enero | 12,5 | 40,125 | 94,7 | 0,731 |
| febrero | 11,9 | 39,525 | 94,9 | 0,732 |
| marzo | 13,5 | 41,125 | 94,4 | 0,728 |
| abril | 13,9 | 41,525 | 94,2 | 0,727 |
| mayo | 17,7 | 45,325 | 92,9 | 0,717 |
| junio | 17 | 44,625 | 93,1 | 0,719 |
| julio | 21,2 | 48,825 | 91,7 | 0,707 |
| agosto | 20,6 | 48,225 | 91,9 | 0,709 |
| septiembre | 20,2 | 47,825 | 92,0 | 0,710 |
| octubre | 19,5 | 47,125 | 92,3 | 0,712 |
| noviembre | 16,2 | 43,825 | 93,4 | 0,721 |
| diciembre | 13,8 | 41,425 | 94,3 | 0,727 |

Tabla 10. Performance Ratio Instalación pérdidas por temperatura

El rendimiento energético de la instalación anual es de 0,72 un valor semejante al esperado para un generador de estas características según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE que lo estipula en un 0,7.

7. Cálculo generación anual esperada

Para el cálculo de esta energía se siguen los pasos estipulados en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. A través de la ecuación que se expresa a continuación se determina la energía mensual producida para las condiciones de inclinación y orientación del módulo solar escogido.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Donde:

$E_p \equiv$ energía producida durante un periodo determinado

$G_{dm}(\alpha, \beta) \equiv$ irradiación media diaria sobre el plano del generador
(orientación e inclinación propias de este proyecto)

$P_{mp} \equiv$ Potencia pico del generador

$PR \equiv$ Performance Ratio

$G_{CEM} \equiv$ Cte de valor 1 kW/m²

| Mes | Días mes | Ep (Wh/mensual) | Ep (kWh/mensual) |
|---------|----------|-----------------|------------------|
| enero | 31 | 1327990,78 | 1328,0 |
| febrero | 28 | 1380618,20 | 1380,6 |

| | | | |
|------------|----|------------|--------|
| marzo | 31 | 1915292,64 | 1915,3 |
| abril | 30 | 1901005,73 | 1901,0 |
| mayo | 31 | 2061770,76 | 2061,8 |
| junio | 30 | 2055711,69 | 2055,7 |
| julio | 31 | 2160864,03 | 2160,9 |
| agosto | 31 | 2095496,01 | 2095,5 |
| septiembre | 30 | 1810170,62 | 1810,2 |
| octubre | 31 | 1658001,19 | 1658,0 |
| noviembre | 30 | 1253741,17 | 1253,7 |
| diciembre | 31 | 1148473,90 | 1148,5 |

Tabla 11. Energía generada mensualmente por la instalación fotovoltaica

En esta tabla se observa la energía generada cada mes teniendo en cuenta el PR determinado en el “apartado 6” de este anexo dando como energía generada anual 20769,14 kWh/año. En el anexo de estudio económico se pondrá de manifiesto si con esta energía generada y el precio actual del kWh podemos obtener una rentabilidad y tiempo de amortización razonables.

8. Bibliografía

- [1] Compendio de Energía Solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica (adaptada al CTE y RITE). José M^a Fernández Salgado
- [2] Código Técnico de la Edificación.
- [3] Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.
- [4] Catálogos Atersa

[5] PVGYS: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

ANEXO 2

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| 1. Objeto | 2 |
| 2. Características de los equipos eléctricos | 2 |
| 2.1. Módulos fotovoltaicos..... | 2 |
| 2.2. Inversor..... | 2 |
| 3. Cálculos relativos al cableado | 5 |
| 3.1. Cableado corriente continua..... | 6 |
| 3.1.1. Cadena de módulos – Cajas de protección continua..... | 6 |
| 3.1.2. Cajas de protección de continua – Inversor | 9 |
| 3.2. Cableado en corriente alterna | 11 |
| 3.2.1. Inversor – cuadro de protección CA (CPCA)..... | 13 |
| 3.2.2. Cuadro de protección de CA – Caja de protección y medida (CPM)..... | 15 |
| 3.2.3. Cuadro de protección principal nave 2 – SAVE..... | 16 |
| 3.2.4. Resumen de las secciones calculadas..... | 18 |
| 4. Tubos y canalizaciones | 18 |
| 5. Protecciones | 19 |
| 5.1. Protecciones en corriente continua..... | 19 |
| 5.2. Protecciones en corriente alterna..... | 22 |
| 5.2.1. Protecciones cableado generador fotovoltaico..... | 22 |
| 5.2.2. Protecciones cableado SAVE..... | 26 |
| 6. Puesta a tierra | 28 |
| 6.1. Tomas de tierra..... | 28 |
| 6.2. Conductores de tierra..... | 29 |
| 7. Conexión a la red | 30 |
| 8. Bibliografía | 31 |

1. Objeto

En este anexo se realizan los cálculos y dimensionado de la instalación eléctrica de baja tensión del generador fotovoltaico. Para ello se ha seguido lo estipulado en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). Además del seguimiento de los pasos establecidos en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

Los cálculos comprenden el dimensionado de los conductores, recubrimientos, canalizaciones, puesta a tierra y protecciones.

2. Características de los equipos eléctricos

2.1. Módulos fotovoltaicos

Las características del módulo eléctrico escogido son las siguientes.

| Características eléctricas | A-320 GSE |
|--|-----------|
| Potencia nominal | 320 W |
| Tensión Punto Máxima Potencia (V_{mp}) | 38,64 V |
| Corriente Punto Máxima Potencia (I_{mp}) | 8,29 A |
| Tensión de Circuito abierto (V_{OC}) | 46,7 V |
| Corriente en Cortocircuito (I_{SC}) | 8,81 A |
| Eficiencia del módulo | 16,43% |

Tabla 1. Características eléctricas módulo A-320M GSE

La cubierta sur de la nave 2 albergará 40 paneles que se conectarán de acuerdo con los siguientes cálculos:

2.2. Inversor

El inversor usado en esta instalación es el Sunny Tripower 15000TL distribuido por la misma empresa que los módulos (Atersa). La potencia de este inversor trifásico es de 15 kW un valor

algo mayor a la potencia instalada en el generador fotovoltaico, 12,8 kW, pero que dará un buen rendimiento a la instalación.

Las características eléctricas del inversor son las siguientes.

| Características eléctricas Inversor | STP 15000 TL |
|--|--------------|
| Entrada CC | |
| Potencia máxima de CC | 15340 W |
| Tensión de entrada máxima | 1000 V |
| Rango de tensión MPP | 360 - 800 V |
| Tensión nominal | 600 V |
| Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio | 150 V / 188V |
| Corriente máx. de entrada (entrada A / entrada B) | 33 A / 11 A |
| Número de strings por entrada | A:5; B:1 |
| Salida CA | |
| Potencia asignada (230 V, 50Hz) | 15000 W |

Tabla 2. Características Inversor Sunny Tripower 15000TL

Numero de paneles que se pueden conectar a en serie a la entrada del inversor:

$$N_{\min} = \frac{V_{I\min}}{V_{OC}} = \frac{360 \text{ V}}{46,7 \text{ V}} = 7,71 \approx 7 \text{ paneles}$$

Donde:

$N_{\min} \equiv$ número mínima de paneles en serie

$V_{I\min} \equiv$ tensión de entrada mínima del inversor

$V_{OC} \equiv$ tensión de circuito abierto del módulo

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{V_{Im\acute{a}x}}{V_{OC}} = \frac{800 \text{ V}}{46,7 \text{ V}} = 17,13 \approx 17 \text{ paneles}$$

Donde:

$N_{m\acute{a}x} \equiv$ número máximo de paneles en serie

$V_{Im\acute{a}n} \equiv$ tensión de entrada máxima del inversor

$V_{OC} \equiv$ tensión de circuito abierto del módulo

Sabiendo que el rango de tensión a la entrada del inverso es de 360 – 800 V y que la tensión de circuito abierto de los módulos A-320M GSE es de 46,7 V, el número máximo de paneles que podemos conectar en serie son 17 y el mínimo 7. Debemos tener en cuenta que la intensidad máxima de entrada en “A” es de 33 A y en “B” de 11 A por ello dividimos en tres strings el número total de paneles, dos strings en paralelo de 13 paneles cuya intensidad será de 17,2 A, admisibles en la entrada “A” y un grupo de 14 paneles cuya intensidad máxima es la de cortocircuito del módulos 8,81 A, también admisible por la entrada “B”.

- Número mínimo de paneles:

$$N_{m\acute{i}n} = 7$$

- Número máximo de paneles:

$$N_{m\acute{a}x} = 17$$

De acuerdo con estos resultados los 40 paneles se conectarán en 3 grupos en serie, dos grupos de 13 paneles y el restante de 14 paneles. A la entrada “A” irán conectados los dos grupos de 13 paneles en dos strings en paralelo y a la entrada “B” el grupo de 14 paneles.

De esta manera aprovechamos los dos seguidores de máxima potencia disponibles en el inversor evitando pérdidas energéticas.

Con la distribución de los módulos como se explicó en el anterior apartado la tensión de cada string conectado en serie será de 502,32 V (13 paneles en serie) y 540,96 V (14 paneles en serie). Ambos valores dentro de los límites de las especificaciones eléctricas del inversor.

Los dos ramales de 13 paneles en paralelo formarán un string en paralelo que se acoplarán a la entrada “A” del inversor y ramal restante a la entrada “B”.

3. Cálculos relativos al cableado

En este apartado se realizarán los cálculos referentes al dimensionado de la sección del cableado de la instalación, tanto en la zona de corriente continua como en la zona de corriente alterna. Para ello se seguirán las prescripciones indicadas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (ITC-BT-19, ITC-BT-40, ITC-BT-07, ITC-BT-52, ITC-BT-21)

Los métodos de cálculo para las secciones del cableado vienen dados por los criterios de sobrecalentamiento y caída de tensión. Para el caso de sobrecalentamiento el Pliego de Condiciones del IDAE establece que el cableado debe soportar el 125% de la intensidad de cortocircuito de la línea según ITC-BT-40. Por otro lado, también contemplado en el Pliego de Condiciones del IDAE, para el tramo de CC la caída de tensión debe ser inferior al 1,5% y para el tramo de CA de un 2%.

El criterio de dimensionado para el tramo del SAVE se hará de forma análoga a lo mencionado en el párrafo superior.

Con estos parámetros se ha optado por utilizar en toda la instalación un conductor de baja tensión de cobre, de tipo aislado, con una tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV y debido a que parte del cableado se encuentra a la intemperie, un aislamiento XLPE (polietileno reticulado) que puede soportar una temperatura máxima de 90°, normalizado según la norma UNE 21.123.

3.1. Cableado corriente continua

La zona de corriente continua abarca el cableado de unión entre las cadenas de módulos y el inversor. Se diferencian dos etapas de cableado una desde los módulos hasta la caja de protección de continua y otra desde esta caja hasta la entrada del inversor.

3.1.1. Cadena de módulos – Cajas de protección continua

Cálculo por caída de tensión para corriente continua/monofásica de la sección del conductor:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I \cdot L}{c \cdot S}$$

$$\Delta V = cp \cdot V$$

Donde

$\Delta V \equiv$ caída de tensión (V)

$I \equiv$ intensidad de la línea (A)

$L \equiv$ longitud de la línea (m)

$c \equiv$ conductividad eléctrica del cobre ($56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$)

$S \equiv$ sección del conductor (mm^2)

$cp \equiv$ porcentaje de caída de tensión (1,5% en CC)

$V \equiv$ voltaje en la línea (V)

La caída de tensión en el cableado de continua no debe ser superior al 1,5% según el ITC-BT-40. En este criterio para determinar la intensidad de la línea tendremos en cuenta el 125% de la intensidad máxima de los paneles A320M-GSE.

$$I_{línea} = I_{mp} \cdot 1,25$$

$$I_{línea} = 8,29 \cdot 1,25 = 10,36 A$$

La intensidad de la línea será la misma para los tres strings conectados en serie es decir 10,36 A.

Como se ha dicho la caída de tensión no puede ser superior al 1,5% de la tensión máxima de los strings conectados en serie. Esta tensión se obtiene multiplicando la tensión máxima del módulo por el número de paneles que forman un string en serie. Al no tener el mismo número de módulos conectados en serie en todos los strings utilizaremos el del caso más desfavorable, es decir el de 14 paneles. Aun así la diferencia es de tan solo 1 panel por lo que no afectará de manera determinante en la sección del conductor seleccionado.

$$V = N_{PS} \cdot V_{mp}$$

$$V = 14 \cdot 38,64 V = 540,96 V$$

Donde:

$V \equiv$ voltaje en la línea

$N_{PS} \equiv$ número de paneles en serie

$V_{mp} \equiv$ tensión de máx. potencia

Luego la caída de tensión será:

$$\Delta V = 1,5\% \cdot 540,96 V$$

$$\Delta V = 8,11 V$$

Aparte de tener en cuenta estos factores también debemos tener en cuenta ciertos factores de reducción:

- Por agrupación de circuitos, en este caso se trata de 2 circuitos (entrada de los dos string de 13 paneles conectados en serie a la caja de protección de continua), aplicamos un factor de 0,80 (tabla 52-E1, Norma UNE 20460-5-523:20014).
- Por temperatura, parte del cableado estará a la intemperie por lo que se aplica un factor de 0,50 para una temperatura de 75°C. (tabla 52-D1, Norma UNE 20460-5-523:20014).

En la siguiente tabla se muestran las secciones obtenidas para los conductores con todos los factores requeridos. Se utiliza la tabla 1 de la ITC-BT-19 para escoger la sección más cercana a la normalizada teniendo en cuenta los factores de reducción en la intensidad máxima admisible. Método “B” de montaje para cable monofásico XLPE.

| string | Caída de tensión (V) | longitud cableado (m) | sección (mm^2) | sección normalizada (mm^2) | ΔV (V) | C_p (%) |
|--------|----------------------|-----------------------|--------------------|--------------------------------|----------------|-----------|
| 1 | 8,11 | 35 | 1,60 | 4 | 3,24 | 0,60 |
| 2 | 8,11 | 35 | 1,60 | 4 | 3,24 | 0,60 |
| 3 | 8,11 | 35 | 1,60 | 4 | 3,24 | 0,60 |

Tabla 3. Secciones cableado tramo Módulos – CPCC (caída de tensión)

| Sección (mm^2) | I admisible (A) | I admisible con factor (A) |
|--------------------|-----------------|----------------------------|
| 1,5 | 21 | 8,4 |
| 2,5 | 29 | 11,6 |
| 4 | 38 | 15,2 |

Tabla 4. Intensidades admisibles con factor de reducción tramo Módulos – CPCC (caída de tensión)

A continuación procedemos a calcular la sección del conductor por medio del criterio de sobrecalentamiento, de forma análoga al de caída de tensión, pero ahora no se utilizará la corriente de máxima potencia sino la de cortocircuito.

$$I_{línea} = I_{SC} \cdot 1,25$$

$$I_{línea} = 8,81 \cdot 1,25 = 11,0125 \text{ A}$$

| string | caída de tensión (V) | longitud cableado (m) | sección (mm ²) | sección normalizada (mm ²) | ΔV (V) | Cp (%) |
|--------|----------------------|-----------------------|----------------------------|--|--------|--------|
| 1 | 8,11 | 35 | 1,70 | 4 | 3,44 | 0,64 |
| 2 | 8,11 | 35 | 1,70 | 4 | 3,44 | 0,64 |
| 3 | 8,11 | 35 | 1,70 | 4 | 3,44 | 0,64 |

Tabla 5. Secciones cableado tramo Módulos – CPCC (sobrecalentamiento)

| Sección (mm ²) | I admisible (A) | I admisible con factor (A) |
|----------------------------|-----------------|----------------------------|
| 1,5 | 21 | 8,4 |
| 2,5 | 29 | 11,6 |
| 4 | 38 | 15,2 |

Tabla 6. Intensidades admisibles con factor de reducción tramo Módulos – CPCC (sobrecalentamiento)

Atendiendo a los resultados en esta zona de cableado la sección seleccionada es la de 4 mm², cumpliendo con ambos criterios y con la intensidad máxima admisible para el cable seleccionado con los factores de reducción aplicados.

3.1.2. Cajas de protección de continua – Inversor

Esa zona del cableado es de muy poca longitud pues los cuadros de protección de continua se encontraran en la misma caja que el inversor. De acuerdo con la ITC-BT-19 “no se considerarán los factores de reducción cuando la distancia en la que discurran paralelos los circuitos sea inferior a 2 m, por ejemplo en la salida de varios circuitos de un cuadro de mando y protección”. Aun así el factor de reducción por temperatura no es de aplicación ya que el cable estará en todo momento dentro de la caja general de protección.

En las siguientes tablas se recogen los datos obtenidos para el criterio de sobrecalentamiento y el de caída de tensión. Se procede de la misma manera que en el anterior tramo, aunque la intensidad de la línea será distinta para los dos strings de 13 paneles conectados en paralelo que se acoplarán a la entrada “A” del inversor y el string de 14 paneles que irá conectado directamente a la entrada “B”.

La intensidad de la línea para los dos strings conectados en paralelo será la siguiente:

- Criterio por caída de tensión

$$I_{línea} = I_{mp} \cdot 1,25 \cdot N_{PParalelo}$$

$$I_{línea} = 8,29 \cdot 1,25 \cdot 2 = 20,725 A$$

- Criterio por sobrecalentamiento

$$I_{línea} = I_{SC} \cdot 1,25 \cdot N_{PParalelo}$$

$$I_{línea} = 8,81 \cdot 1,25 \cdot 2 = 22,025 A$$

La intensidad de la línea para el string de 14 paneles conectados en serie será igual a la de corriente de máxima potencia ($I_{mp} = 8,29 A$) en el caso de estudio para caída de tensión y a la de cortocircuito ($I_{SC} = 8,81 A$) en el caso de sobrecalentamiento.

Criterio por caída de tensión:

| string | Caída de tensión (V) | Longitud cableado (m) | Sección (mm^2) | Sección normalizada (mm^2) | ΔV (V) | Cp (%) |
|--------|----------------------|-----------------------|--------------------|--------------------------------|----------------|--------|
| 1 | 15,07 | 2 | 0,10 | 2,5 | 0,99 | 0,18 |
| 2 | 16,23 | 2 | 0,03 | 1,5 | 0,39 | 0,07 |

Tabla 7. Secciones cableado tramo CPCC - Inversor

Criterio por sobrecalentamiento

| string | Caída de Tensión (V) | Longitud cableado (m) | Sección (mm^2) | Sección normalizada (mm^2) | ΔV (V) | Cp (%) |
|--------|----------------------|-----------------------|--------------------|--------------------------------|----------------|--------|
| 1 | 15,07 | 2 | 0,11 | 2,5 | 0,63 | 0,12 |
| 2 | 16,23 | 2 | 0,04 | 1,5 | 0,42 | 0,08 |

Tabla 8. Secciones cableado tramo CPCC - Inversor

En ambos casos la intensidad admisible según la tabla 1 de la ITC-BT-19 es la que aparece en la siguiente tabla.

| Sección (mm^2) | I admisible (A) |
|--------------------|-----------------|
| 1,5 | 21 |
| 2,5 | 29 |

Tabla 9. Intensidades admisibles para las secciones cableado tramo CPCC - Inversor

Como podemos observar las secciones obtenidas son muy pequeñas ya que la distancia de separación entre los dispositivos a conectar es reducida. Los conductores tendrán una sección normalizada de $2,5 \text{ mm}^2$ para los dos strings conectados en paralelo y de $1,5 \text{ mm}^2$ para el string restante, según lo estipulado en la tabla 1 de la ITC-BT-19 para conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrado en obra, incluyendo canales para instalaciones “canaletas” y conductos de sección no circular.

3.2. Cableado en corriente alterna

La zona de corriente alterna abarca el cableado desde la salida del inversor hasta la caja de protección y medida ubicada en el centro de transformación. Aparte se dimensionará el cableado para el SAVE.

El cableado que se usará en este tramo de la instalación, al tratarse de un sistema trifásico, es de un cable multiconductor formado por tres conductores de fase y uno neutro. Es de tipo aislado con tensión asignada no inferior a 0,6/1kV, conductor de cobre, temperatura máxima

de 90° y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), normalizado según la norma UNE 21123-4:2010.

Esta zona de corriente alterna se divide en tres tramos:

- Salida del inversor hasta el cuadro de protección de corriente alterna.
- Cuadro de protección de corriente alterna hasta el cuadro de protección y medida ubicado en el centro de transformación.
- SAVE hasta el cuadro de protección de la nave 2.

Para el dimensionado de la sección del cableado se seguirán los mismos criterios que en la zona de corriente continua, teniendo en cuenta que en esta ocasión la caída de tensión máxima será del 2% estipulado en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

La sección se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L}{c \cdot S}$$

$$\Delta V = cp \cdot V$$

Donde

$\Delta V \equiv$ caída de tensión (V)

$I \equiv$ intensidad de la línea (A)

$L \equiv$ longitud de la línea (m)

$c \equiv$ conductividad eléctrica del cobre ($56 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$)

$S \equiv$ sección del conductor (mm^2)

$cp \equiv$ porcentaje de caída de tensión (1,5% en CC)

$V \equiv$ voltaje en la línea (V)

Para calcular la intensidad que circula por la línea se hará uso de la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \Phi}$$

Donde

$I \equiv$ intensidad de la línea (A)

$P \equiv$ potencia de la línea (12800 W)

$\Phi \equiv$ factor de potencia ($\Phi = 0,85$)

$V \equiv$ voltaje en la línea (400 V)

3.2.1. Inversor – cuadro de protección CA (CPCA)

La longitud del cableado para esta zona es muy pequeña ya que ambos dispositivos se encuentran en el mismo armario de conexiones, por lo tanto la caída de tensión será también muy pequeña.

A la salida del inversor tenemos una única línea de corriente alterna trifásica con una intensidad máxima de 24 A según las especificaciones técnicas del inversor Sunny Tripower 15000TL. Si determinamos la intensidad de la línea teniendo en cuenta la potencia del generador fotovoltaico vemos que no superamos la máxima del inversor.

$$I_{línea} = 18,5 A$$

$$I_{línea} < I_{inversor}$$

La sección del cableado se dimensionará para una intensidad máxima de 24 A.

Como se hizo en el caso anterior la sección a dimensionar debe soportar un 125% de la intensidad de la línea, en este caso la intensidad máxima a la salida del inversor (24 A), estipulado por el ITC-BT-40 para instalaciones generadoras.

$$I_{línea} = I_{máx. inversor} \cdot 1,25$$

$$I_{línea} = 30 A$$

En este caso la caída de tensión será máximo del 2% y sabiendo que los cables irán dentro de canalizaciones de PVC durante su recorrido verificamos la sección mínima normalizada en la tabla 1 del ITC-BT-19 para cables multiconductores trifásicos. No se aplicará ningún factor de reducción pues el cableado no estará expuesto directamente a la incidencia solar e irá canalizado de forma independiente. Las intensidades admisibles de la “tabla 1” están calculadas para una temperatura del aire de 40° lo que se considera aceptable.

El método de instalación es el “B2” para cables multiconductores, columna 6 (cables trifásicos con recubrimiento XLPE).

| Tramo | Caída de tensión (V) | Longitud (m) | Sección (mm ²) | Sección normalizada (mm ²) | ΔV (V) | Cp (%) |
|-----------------|----------------------|--------------|----------------------------|--|--------|--------|
| Inversor – CPCA | 8 | 2 | 0,23 | 6 | 0,37 | 0,09 |

Tabla 10. Sección tramo Inversor – cuadro de protección CA

| Sección (mm^2) | I admisible A |
|--------------------|---------------|
| 1,5 | 16 |
| 2,5 | 22 |
| 4 | 30 |
| 6 | 37 |

Tabla 11. Intensidades admisibles tramo Inversor – cuadro de protección CA

Como se observa en la tabla aunque la sección calcula sea muy pequeña debido a que la distancia entre dispositivos es reducida, se necesita una sección de $6 mm^2$ para que la intensidad de la línea sea menor a la admisible según la tabla 1 de la ITC-BT-19.

3.2.2. Cuadro de protección de CA – Caja de protección y medida (CPM)

El cableado de este tramo se dimensionará de forma análoga al caso anterior pero teniendo en cuenta que la distancia considerablemente mayor. El centro de transformación se encuentra a 110 metros en línea recta desde la nave 2, se tendrá en cuenta una distancia mayor pues el cableado no va en línea recta hasta el centro de transformación, ubicado en el parking de la facultad de Matemáticas y Física.

La intensidad de la línea será la misma que en el caso anterior, pero en este caso al estar enterrada, la intensidad admisible para el dimensionado será la estipulada en la tabla 52-B1 de la norma UNE 2460-5-523. Se aplicará un factor de reducción por temperatura para redes subterráneas atendiendo al ITC-BT-07. Se estima una temperatura del terreno de $45^{\circ}C$. No se aplicará un factor de reducción por agrupamiento de circuito ya que en este caso será solo uno el cable multiconductor que se instala enterrado.

| Tramo | Caída de tensión (V) | Longitud (m) | Sección (mm^2) | Sección normalizada (mm^2) | ΔV (V) | C_p (%) |
|------------|----------------------|--------------|--------------------|--------------------------------|----------------|-----------|
| CPCA - CPM | 8 | 150 | 13,92 | 25 | 4,45 | 1,11 |

Tabla 12. Sección tramo CPCA - CPM

Se debe tener en cuenta que este cable ya se encuentra instalado en la facultad de informática y haciendo uso de los datos calculados y los aportados por el tutor académico de este proyecto no hace falta sustituir el cable ya existente, ya que está dimensionado para aproximadamente una corriente de 125 A muy superior a la corriente de salida del inversor (24 A).

3.2.3. Cuadro de protección principal nave 2 – SAVE

Este tramo de cableado abarca desde el cuadro de protección principal de la nave 2 hasta el SAVE ubicado en la acera colindante de la fachada sur de la nave y del parking de la Facultad de Informática. La longitud entre ambos dispositivos es relativamente pequeña y el cable irá enterrado casi todo el recorrido hasta el punto de recarga.

En este caso la intensidad admisible para el dimensionado será la estipulada en la tabla 52-B1 de la norma UNE 2460-5-523. Se aplicará un factor de reducción por temperatura para redes subterráneas atendiendo al ITC-BT-07. Se estima una temperatura del terreno de 45°C. No se aplicará un factor de reducción por agrupamiento de circuito ya que en este caso será solo uno el cable multiconductor que se instala enterrado. En este caso el cableado será monofásico y la caída de tensión máxima será del 3% según lo estipulado en la ITC-BT-19. La potencia del SAVE es de 14,4 kW y por tanto la intensidad que circulará por el conductor monofásico es de 63 A.

$$P = V \cdot I$$

Donde:

$$P = \text{potencia (kW)}$$

$$V = \text{voltaje en monofásica (230 V)}$$

$$I \equiv \text{intensidad de la línea (A)}$$

La línea de cableado al igual que en el resto de tramos debe soportar un 125% de la intensidad que circulará por ella para adecuarse al criterio de sobrecalentamiento.

$$I_{CS} = 1,25 \cdot I_B$$

$$I_{línea} = 1,25 \cdot 63 A$$

$$I_{línea} = 78 A$$

| Tramo | Caída de tensión (V) | Longitud (m) | Sección (mm ²) | Sección normalizada (mm ²) | ΔV (V) | Cp (%) |
|----------------|----------------------|--------------|----------------------------|--|--------|--------|
| CP nave 2-SAVE | 4,6 | 5 | 3,68 | 25 | 0,68 | 0,17 |

Tabla 13. Sección tramo CP Nave 2 – SAVE

| Sección (mm ²) | I admisible (A) | I admisible con factor (A) |
|----------------------------|-----------------|----------------------------|
| 1,5 | 22 | 17,6 |
| 2,5 | 29 | 23,2 |
| 4 | 37 | 29,6 |
| 6 | 46 | 36,8 |
| 10 | 61 | 48,8 |
| 16 | 79 | 63,2 |
| 25 | 101 | 80,8 |

Tabla 14. Intensidades admisibles tramo CP Nave 2 - SAVE

Se escoge una sección de 25 mm² cuya intensidad admisible corregida es de 80,8 A cumpliendo con el criterio de sobrecalentamiento y de caída de tensión.

3.2.4. Resumen de las secciones calculadas

| tabla resumen de secciones | Sección (mm^2) |
|----------------------------|--------------------|
| Módulos - CPCC | 4 |
| CPCC - Inversor (String A) | 2,5 |
| CPCC - Inversor (String B) | 1,5 |
| Inversor - CPCA | 6 |
| CPCA - CPM | 25 |
| CP Nave 2 - SAVE | 25 |

Tabla 15. Secciones calculadas en los tramos de CC y CA

4. Tubos y canalizaciones

El cableado de la instalación estará en todo momento conducido por el interior de tubos de PVC, tanto para el caso de estar colocados al aire libre, sujetos o empotrados a pared y enterrados.

Se utilizará lo estipulado en las instrucciones de ITC – BT – 21 para el dimensionado de los tubos. Atendiendo a la tabla 5 de este ITC los diámetros de los tubos son los que aparecen en la siguiente tabla.

| Tabla resumen diámetros canalizaciones | Sección cable (mm^2) | Número de conductores | Diámetro tubo (mm) |
|--|--------------------------|-----------------------|------------------------|
| Módulos - CPCC | 4 | 3 | 20 |
| CPCC - Inversor (String A) | 2,5 | 3 | 20 |
| CPCC - Inversor (String B) | 1,5 | 3 | 16 |
| Inversor - CPCA | 6 | 4 (RSTN) | 25 |
| CPCA - CPM | 25 | 4 (RSTN) | 40 |
| CP Nave 2 - SAVE | 25 | 4 (RSTN) | 40 |

Tabla 16. Diámetros canalizaciones tramos de CC Y CA

5. Protecciones

5.1. Protecciones en corriente continua

Las protecciones para la instalación de corriente continua irán colocadas en dos cajas de protecciones. Cada string ira conectado a una de estas cajas en donde encontraremos dos fusibles, uno para polaridad. También se colocará un seccionador de carga con el que aislar el generador fotovoltaico del inversor.

Para la elección de las protecciones del generador instalaremos los fusibles según lo estipulado en la ITC-BT-22 para la protección de sobreintensidades.

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable (fusibles en este caso) contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes.

1. $I_B \leq I_N \leq I_Z$
2. $I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$

Donde:

$I_B \equiv$ corriente para la que se ha diseñado el circuito
según la prevision de cargas (A)

$I_Z \equiv$ corriente admisible del cable (A)

$I_N \equiv$ corriente asignada del fusible (A)

$I_f \equiv$ intensidad de funcionamiento que asegura la actuación
del fusible tras un tiempo largo (A)

Los valores de I_f toma los valores siguientes:

$$I_f = 1,60 \cdot I_n \quad \text{si} \quad I_n \geq 16 \text{ A}$$

$$I_f = 1,90 \cdot I_n \quad \text{si} \quad 4 A < I_n < 16 A$$

$$I_f = 2,10 \cdot I_n \quad \text{si} \quad I_n \leq 4 A$$

En el caso de este proyecto se escoge la segunda opción pues la intensidad admisible del cableado es de 15,2 A para una sección de cableado de 4 mm² por lo que el calibre del fusible será menor a este valor.

De acuerdo con estas condiciones se obtiene el calibre del fusible.

1. Primera condición:

Para una sección de 4 mm² la intensidad admisible es de 15,2 A y la intensidad de la línea será la de cortocircuito del panel, 8,81 A.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$8,81 A \leq I_n \leq 15,2 A$$

Se escoge un fusible de 10 A para cumplir la primera condición.

2. Segunda condición:

Se utilizan los mismos valores que en la primera condición y se verifica si la primera condición.

$$I_f = 1,90 \cdot I_n \quad \text{si} \quad 4 A < I_n < 16 A$$

$$I_f = 1,90 \cdot I_n = 1,90 \cdot 10 A$$

$$I_f = 19 A$$

Luego para satisfacer la segunda condición:

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

$$19 \text{ A} \leq 22,1 \text{ A}$$

Como se observa con un fusible de 10 A se cumplen ambas condiciones.

| I_B | I_n | I_Z | I_f |
|--------|-------|--------|-------|
| 8,81 A | 10 A | 15,2 A | 19 A |

Tabla 17. Intensidad fusible en CC

Para la elección de la tensión asignada a los fusibles se tiene en cuenta el número de paneles conectados en serie por string y la tensión de circuito abierto de los módulos. El voltaje asignado al fusible será un 120% superior a la suma de tensiones de los paneles en serie.

$$V_n \geq 1.2 \cdot V_{OC} \cdot N^{\circ} P. Serie$$

$$V_n \geq 1.2 \cdot 46,7 \text{ V} \cdot 14$$

$$V_n \geq 784,5 \text{ V}$$

Se escoge un fusible de 900 V de tensión asignada.

El inversor SMA Tripower 15000TL posee una serie de protección propia en el lado de corriente continua contra sobrecargas y fallos de aislamiento (descargador de sobretensión, punto de desconexión y protección contra polarización inversa).

5.2. Protecciones en corriente alterna

En ese apartado se procede de forma análoga al cálculo de protecciones en la zona de corriente continua. A la salida del inversor se instalará un interruptor automático magnetotérmico, para las sobreintensidades y un interruptor automático diferencial, para contactos indirectos. Estos dispositivos de protección se instalarán en la caja de protección de corriente alterna.

Aparte también se instalarán ambos tipos de protecciones en el cuadro principal de la nave 2 para la conexión del SAVE.

5.2.1. Protecciones cableado generador fotovoltaico.

La intensidad máxima que circulará por el cableado de corriente alterna para la instalación fotovoltaica es de 24 A (intensidad máxima de salida del inversor). En este tramo de la instalación se encuentran dos secciones distintas del conductor, a la salida del inversor 6 mm^2 hasta la caja de protección de CA y a la salida de esta una sección de 25 mm^2 hasta el cuadro principal de protección y medida en el centro de transformación. Las protecciones se dimensionarán para la sección más pequeña para asegurar la integridad de la instalación en ambos tramos.

Elección del interruptor automático magnetotérmico:

Atendiendo a la norma UNE 20.460-4-43 y lo estipulado en la ITC – BT – 22

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes.

1. $I_B \leq I_N \leq I_Z$
2. $I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$

Los valores de I_f pueden ser los siguientes:

$$I_f = 1,60 \cdot I_n \quad \text{si} \quad I_n \geq 16 \text{ A}$$

$$I_f = 1,90 \cdot I_n \quad \text{si} \quad 4 A < I_n < 16 A$$

$$I_f = 2,10 \cdot I_n \quad \text{si} \quad I_n \leq 4 A$$

En este caso se escoge la primera opción pues la intensidad admisible del cableado es de 37 A para una sección de cableado de 6 mm^2 por lo que la intensidad asignada al interruptor automático magnetotérmico será menor a este valor.

De acuerdo con estas condiciones se obtiene el calibre del fusible.

1. Primera condición:

Para una sección de 6 mm^2 la intensidad admisible es de 37 A y la intensidad de la línea será la de salida del inversor 24 A.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$24 A \leq I_n \leq 37 A$$

Se escoge un fusible de 30 A para cumplir la primera condición.

2. Segunda condición:

Se utilizan los mismos valores que en la primera condición y se verifica si la primera condición.

$$I_f = 1,60 \cdot I_n \quad \text{si} \quad I_n \geq 16 A$$

$$I_f = 1,60 \cdot I_n = 1,60 \cdot 30 A$$

$$I_f = 48 A$$

Luego para satisfacer la segunda condición:

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

$$48 A \leq 53,6 A$$

Como se observa con un fusible de 30 A se cumplen ambas condiciones.

| I_B | I_n | I_Z | I_f |
|-------|-------|-------|--------|
| 24 A | 30 A | 37 A | 53,6 A |

Tabla 18. Intensidad fusible en CA

Elección del interruptor automático diferencial

Para la elección de este tipo de protecciones se seguirá lo estipulado en la ITC-BT-24 para la protección contra los contactos directos e indirectos y la ITC-BT-19 para la puesta a tierra.

Todos los dispositivos eléctricos susceptibles de un contacto directo poseerán las siguientes protecciones según la Norma UNE 20.460 -4-41:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

En este proyecto las partes activas de los elementos eléctricos estarán debidamente aislados y se dispondrá de dispositivos de protección de corriente diferencial residual.

La protección contra contactos indirectos consiste en tomar las medidas necesarias para proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

Para evitar este peligro se instalará en el cuadro de protección de corriente alterna un interruptor automático diferencial. La intensidad asignada a este dispositivo será la misma que la del interruptor magnetotérmico. Por otro lado la sensibilidad de este dispositivo viene dada por la resistencia a tierra de la instalación y que se determinará en el siguiente apartado “6.1. Toma de tierra”.

El criterio para determinar la sensibilidad de este elemento de protección depende de la siguiente condición:

$$I_S < I_r$$

$$I_r = \frac{V}{R_T}$$

Donde:

$I_S \equiv$ sensibilidad interruptor diferencial (A)

$I_r \equiv$ intensidad residual (A)

$V \equiv$ tensión de contacto (24 V)

$R_T \equiv$ resistencia a tierra (12,5 Ω)

La tensión de contacto para un local húmedo o emplazamiento conductor como lo es la instalación de este proyecto es de 24 V.

Con la resistencia a tierra del terreno calculada en el “apartado 6” podremos determinar la sensibilidad del diferencial:

$$I_r = \frac{24 V}{25 \Omega} = 0,96 A$$

La sensibilidad del interruptor automático diferencial será menor a 960 mA. Se selecciona un valor de uso normalizado de 30 mA.

5.2.2. Protecciones cableado SAVE

El cuadro principal de la nave 2 posee un interruptor de control de potencia para una intensidad de 60 A ya que la línea que proviene del transformador está dimensionada para una intensidad de 125 A repartida entre las dos naves de forma que llegan 62,5 A intensidad a cada una de ellas. Al colocar el SAVE de 14,4 kW la corriente de salida del mismo será de 63 A en monofásica superior a la intensidad asignada al interruptor de potencia instalado en la nave 2 por lo que se debe instalar otro interruptor de control de potencia al que irá conectado el SAVE de 63 A.

Se observa que la suma de ambas intensidades es casi la totalidad de la intensidad de la línea de salida del transformador pero se debe tener en cuenta que los aparatos que se utilizan en cada una de las naves (1 y 2) no llegan a una potencia superior a 15 kW y por tanto a una intensidad de 22 A.

No parece ilógico que la intensidad necesaria en la nave 2 fuera de 63 A del SAVE más 22 A para el consumo de la nave dejando un margen de 40 A para la nave 1, suficiente para satisfacer la demanda energética de los dispositivos instalados en ella.

Aparte del interruptor de control de potencia de 63 A se colocara un interruptor automático magnetotérmico y otro diferencial.

Elección del interruptor automático magnetotérmico:

3. Primera condición:

Para una sección de 25 mm² la intensidad admisible es de 78 A y la intensidad de la línea será la de salida del inversor 63 A.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$63 A \leq I_n \leq 78 A$$

Se escoge un fusible de 70 A para cumplir la primera condición.

4. Segunda condición:

Se utilizan los mismos valores que en la primera condición y se verifica si la primera condición.

$$I_f = 1,60 \cdot I_n \quad \text{si} \quad I_n \geq 16 A$$

$$I_f = 1,60 \cdot I_n = 1,60 \cdot 70 A$$

$$I_f = 112 A$$

Luego para satisfacer la segunda condición:

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

$$112 A \leq 113,1 A$$

Como se observa con un fusible de 70 A se cumplen ambas condiciones.

| I_B | I_n | I_Z | I_f |
|-------|-------|-------|---------|
| 63 A | 70 A | 78 A | 113,1 A |

Tabla 19. Intensidad fusible en SAVE

También se colocará un interruptor automático diferencial de 78 A con una sensibilidad de 30mA.

6. Puesta a tierra

La puesta a tierra se dimensionará de acuerdo a lo estipulado en la ITC-BT-18 del REBT. Se determinará el conjunto de conexiones y dispositivos necesarios para conectar a tierra las masas, es decir la toma de tierra y los conductores de protección que conectan las masas a las diferentes partes de la instalación para asegurar que las masas o elementos de la misma tengan el mismo potencial en todo momento.

Según el Pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto la perteneciente a la sección de corriente continua como la de alterna, estarán conectadas a una única tierra.

La puesta a tierra del generador fotovoltaico y todos los elementos de los que se compone será distinta a la de la instalación actual de la nave 2.

6.1. Tomas de tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo.

Los electrodos que irán enterrados en el suelo serán los encargados de evitar la aparición de diferencias de potencial peligrosas al permitir el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La resistencia de puesta a tierra se calcula de la siguiente manera de acuerdo con la ITC-BT-18 para picas con la función de electrodos enterrados según la tabla 5 de esta instrucción. Se

usará una pica de dos metros de longitud y la resistividad del terreno para terraplenes compactos y húmedos es de $50 \Omega m$.

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

$$R_T = \frac{50 \Omega m}{2 m}$$

$$R_T = 25 \Omega$$

Donde:

$R_T \equiv$ resistencia a tierra (Ω)

$\rho \equiv$ resistividad del terreno ($50 \Omega m$)

$L \equiv$ longitud de la pica (m)

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

6.2. Conductores de tierra

Para el dimensionado de estos conductores se usará el mismo tipo de cable que en el resto de la instalación. La sección de los mismos se determina en relación a las secciones de los conductores de fase de la instalación. Según la tabla 2 de la ITC-BT-18 la relación de secciones viene dada por las siguientes condiciones:

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

Tabla 20. Relación entre conductores de fase y de tierra

Por lo tanto los conductores de los módulos fotovoltaicos tienen una sección de 4 mm^2 y si se observa la tabla para esta sección del conductor de fase, la sección mínima del conductor de protección será de 4 mm^2 .

$$S \leq 16$$

$$S_p = S$$

Luego la línea principal de tierra tendrá una sección de 16 mm^2 ya que esta viene dada por la sección del conductor que une la caja de protección y la caja principal de protección y medida de 25 mm^2 .

$$16 < S \leq 35$$

$$S_p = 16 \text{ mm}^2$$

7. Conexión a la red

La conexión a la red de esta instalación se puede realizar en la propia red interior de la Universidad de La Laguna según lo estipulado en el RD 1699/2011 para instalaciones de pequeña potencia.

Por tanto para la conexión a la red se utilizará un contador bidireccional que tendrá como objetivo medir la energía consumida y la vertida además de tomar la energía de la red cuando

la demanda de energía por parte de la nave 2 sea superior a la generada por la instalación fotovoltaica.

8. Bibliografía

- [1] ITC-BT-07
- [2] ITC-BT-18
- [3] ITC-BT-19
- [4] ITC-BT-22
- [5] ITC-BT-24
- [6] ITC-BT-26
- [7] ITC-BT-52
- [8] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

ANEXO 3

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

ÍNDICE

| | |
|---|----------|
| 1. Objeto..... | 2 |
| 2. Normativa aplicable..... | 3 |
| 3. Descripción de la obra | 3 |
| 3.1. Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra..... | 3 |
| 3.2. Descripción de los procesos | 4 |
| 4. Medicina preventiva | 4 |
| 5. Servicios higiénicos | 4 |
| 6. Formación..... | 5 |
| 7. Definición de los riesgos | 5 |
| 7.1. Riesgos generales | 5 |
| 7.2. Riesgos específicos..... | 6 |
| 8. Medidas de protección y prevención..... | 7 |
| 8.1. Medidas de prevención y protección generales..... | 7 |
| 8.2. Medidas de prevención y protección personales | 8 |

1. Objeto

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud está redactado para dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción e instalaciones, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

En este RD se establece en el apartado 2 del Artículo 4 que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud. Los supuestos previstos son los siguientes:

- El presupuesto de Ejecución por Contrata es superior a 450.760 €.
- La duración estimada de la obra es superior a 30 días o se emplea a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- El volumen de mano de obra estimada es superior a 500 trabajadores/día
- Es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Al no darse ninguno de los supuestos previstos en el apartado 1 del Artículo 4 del R.D. 1627/1997 se redacta el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud.

De acuerdo con el artículo 3 del R.D. 1627/1997, si en la obra interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor deberá designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación deberá ser objeto de un contrato expreso.

Los objetivos que pretende alcanzar el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud son los que se presentan a continuación:

- Garantizar la salud e integridad física de los trabajadores
- Evitar acciones o situaciones peligrosas por improvisación, o por insuficiencia o falta de medios

- Delimitar y esclarecer atribuciones y responsabilidades en materia de seguridad de las personas que intervienen en el proceso constructivo
- Determinar los costes de las medidas de protección y prevención
- Referir la clase de medidas de protección a emplear en función del riesgo
- Detectar a tiempo los riesgos que se derivan de la ejecución de la obra
- Aplicar técnicas de ejecución que reduzcan al máximo estos riesgos

2. Normativa aplicable

Normativa a aplicar durante el proceso de instalación:

- Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales
- Real Decreto Legislativo 1/1995, de 24 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores
- RD 39/1997 de 17 de enero sobre reglamento de los servicios de prevención
- RD 1215/1997 de 18 de julio, sobre utilización de equipos de trabajo
- RD 486/1997 de 14 de abril, sobre seguridad y salud en los lugares de trabajo
- RD 485/1997 de 14 de abril, sobre señalización de seguridad en el trabajo.
- RD 773/1997 de 30 de mayo, sobre utilización de equipos de protección individual.
- RD 487/1997 de 14 de abril, sobre manipulación de cargas.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgos eléctrico

3. Descripción de la obra

Este estudio básico de seguridad y salud se redacta para la ejecución de una instalación fotovoltaica de 12,8 kW conectada a red con posibilidad de autoconsumo en la cubierta de la nave 2 de la Facultad de Informática de La Universidad de La Laguna.

3.1. Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra

El presupuesto de ejecución por contrata de la instalación es el indicado en el presupuesto adjunto .El plazo de ejecución previsto quedará definido en el contrato. El personal de

construcción podrá oscilar en el curso de la ejecución de los trabajos entre un máximo de 10 personas y un mínimo de 5 simultáneamente.

3.2. Descripción de los procesos

Por orden cronológico los procesos a realizar son los siguientes:

- Montaje de sistemas para asegurar la seguridad de las personas y materiales
- Montaje de estructura de soporte anclada a la cubierta existente
- Montaje de los módulos fotovoltaicos
- Instalación del inversor y tendido de líneas de corriente continua y corriente alterna
- Conexiones de la puesta a tierra
- Instalación del cuadro de protección y medida
- Pruebas y puesta en marcha

4. Medicina preventiva

- Botiquines. Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado de la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, con los medios necesarios para efectuar las curas de urgencia en caso de accidente y estará a cargo de él una persona capacitada y designada por la empresa constructora.
- Asistencia a accidentados. Se deberá informar a la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propio, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.) dónde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista de los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de Asistencia.

5. Servicios higiénicos

La obra debe disponer un vestuario adecuado. Los mismos deberán ser de fácil acceso y tener las dimensiones adecuadas. En el caso de que se manejen sustancias peligrosas se dispondrán

armarios para separar la ropa de trabajo de la ropa normal. En cualquiera de los casos se utilizarán armarios bajo llave para que el trabajador pueda colocar sus efectos personales durante su jornada laboral.

6. Formación

Se impartirá formación en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo al personal de la obra, según lo dispuesto en la “Ley de Prevención de Riesgos Laborales” y los Reales Decretos que la desarrollan.

7. Definición de los riesgos

Se analiza a continuación los riesgos previsibles inherentes a las actividades de ejecución previstas así como los derivados del uso de la maquinaria y medios auxiliares o de la manipulación de instalaciones, máquinas o herramientas eléctricas.

Para que el Estudio Básico de Seguridad y Salud sea más eficiente, primero se analizarán los riesgos generales que pueden darse en cualquier actividad que puedan afectar tanto a los operarios de la obra como a terceras personas que permanezcan por los alrededores continuación se realizará un estudio de los riesgos más específicos de cada actividad.

7.1. Riesgos generales

Los riesgos generales son aquellos que pueden darse en cualquiera de las actividades de ejecución de la obra y afectar a toda persona que trabaje en dichas actividades. Los riesgos previstos son:

- Caída de objetos, o componentes de la instalación sobre personas
- Caída de personas al mismo o distinto nivel
- Proyecciones de partículas a los ojos
- Heridas o quemaduras en manos o pies por el manejo de material
- Sobreesfuerzos y lesiones musculares
- Golpes y cortes por el manejo de herramientas
- Heridas por objetos punzantes o cortantes

- Golpes contra objetos
- Aplastamiento por objetos o maquinaria
- Quemaduras por contactos térmicos
- Exposición a descargas eléctricas
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento
- Polvo, ruido, etc.

7.2. Riesgos específicos

Ahora se procederá a la identificación de los riesgos específicos existentes en cada una de las actividades que forman el proceso de ejecución de la obra y que además de los riesgos generales antes citados, solo afectan al personal encargado de cada una de estas actividades.

- Transporte de materiales y equipos
 - Sobreesfuerzos y lesiones musculares
 - Desprendimiento y caída de la carga
 - Riesgo de golpes con materiales transportados
 - Atropello a personas
 - Choque o vuelco entre maquinaria
- Montaje de equipos y accesorios
 - Caída de materiales por mala ejecución de maniobras de elevación y acoplamiento de los mismos o fallo mecánico de los equipos.
 - Caída de los materiales sobre el personal encargado del montaje.
 - Caídas a diferente nivel del personal encargado del montaje.
 - Riesgo de descargas eléctricas directas o indirectas.
 - Explosiones o incendios.
 - Cortes y heridas debidas a la manipulación de herramientas cortantes.
 - Quemaduras.
 - Proyecciones de partículas a los ojos.
 - Incendios.
- Maquinas fijas, portátiles, herramientas y cuadro eléctrico

- Contacto eléctrico directo o indirecto
 - Cortes y erosiones.
 - Enganches.
 - Golpes o cortes por rebotes violentos de las herramientas.
 - Quemaduras.
 - Ambiente con polvo.
 - Lesiones por uso inadecuado, o malas condiciones, de máquinas giratorias o de corte.
 - Proyecciones de partículas.
- Andamios, plataformas y escaleras.
 - Caídas de personas a distinto nivel
 - Vuelcos de andamios por fallos de la base
 - Derrumbamiento de andamios por fallo de los soportes de sujeción
 - Vuelcos o deslizamiento de escaleras
 - Caída de materiales o herramientas desde el andamio
- Equipos de soldadura y corte.
 - Incendios
 - Quemaduras
 - Explosión de botellas de gases
 - Proyecciones incandescentes

8. Medidas de protección y prevención

Se expondrá dos tipos de medidas de prevención y protección ante riesgos laborales dependiendo de si las medidas dependen de la obra en general o si dependen de los operarios encargados de ejecutarla.

8.1. Medidas de prevención y protección generales

- Se acondicionarán los terrenos destinados a la obra y tránsito de personal recogiendo escombros o materiales indeseados periódicamente para evitar tropiezos o lesiones de los trabajadores.

- Si se utilizara algún tipo de andamio para la ejecución de la obra, éste sería metálico provisto de barandillas y redes para evitar caídas de personal u objetos. Si se utilizasen escaleras de mano para el montaje de equipos, deberán ser del tipo “tijera” con soportes antideslizantes y no podrán utilizarse para formar andamios.
- El material eléctrico estará almacenado en lugares sin humedad y será tratado por personal eléctrico cualificado.
- Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante para evitar descargas eléctricas.
- Redes: Se colocarán redes a lo largo de todo el tejado, de manera que se impida la caída de personas a distinto nivel.
- Líneas de vida: Se colocarán líneas de vida a las que todos los trabajadores deberán estar unidos en todo momento mientras trabajen sobre la cubierta.
- El montaje de aparatos eléctricos siempre se realizará con personal especializado.
- La iluminación con luces portátiles se hará mediante portalámparas estanco con mango aislante y reja de protección de y reja de protección de la bombilla, alimentada a 220V.
- Antes de conectar la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y uniones de todos los aparatos.
- Los cables eléctricos de alimentación tendrán aislamientos en un estado de correcto. Si se hacen servir prolongaciones serán con conectores adecuados y nunca se empalmarán provisionalmente aunque se haga servir cinta aislante como protector.

8.2. Medidas de prevención y protección personales

Las medidas de prevención y protección de riesgos laborales se enfocan a la indumentaria del personal que ejecuta la obra, es decir, los EPI's (equipos de protección individual).

- Se llevará ropa ajustada, no se llevará anillos o cadenas ni nada que conlleve la posibilidad de engancharse o atraparse.

- Casco de seguridad homologado de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.1. para evitar golpes en la cabeza y caída de materiales de forma accidental. Será de uso obligatorio y personal.
- Botas de protección con punta de acero homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.5 para evitar golpes en los pies y aislantes eléctricas.
- Guantes y herramientas aislantes homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.4 y M.T.26 para labores de conexionado eléctrico.
- Gafas protectoras ante proyecciones hacia los ojos homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.16.
- Gafas de soldadura para la utilización de la misma homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.3.
- Guantes de cuero o material resistente homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.11 para evitar cortes y quemaduras al manipular herramientas.
- Cascos para la protección contra ruidos de más de 80dB homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.2
- Arnés o cinturones de seguridad homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.13 para evitar caídas desde lugares elevados.
- Mascarillas protectoras homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.7 para proteger las vías respiratorias frente a polvo obtenido del corte de materiales cerámicos y metálicos.
- Todos estos elementos de protección personal tendrán un periodo de vida útil limitado, una vez sobrepasado este periodo, la protección que ofrecen estos elementos desaparece y deberán ser sustituidos por otros nuevos.



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

ANEXO 4

ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

ÍNDICE

| | |
|-----------------------------|---|
| 1. Objeto | 2 |
| 2. Coste del KWh | 3 |
| 3. Sistema de tarifas | 5 |

1. Objeto

En este anexo se hará el cálculo económico de la instalación a través de los parámetros del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa de Retorno Interna (TIR) con los que estudiar la rentabilidad del proyecto. Se ha tenido en cuenta el presupuesto de la instalación, el precio del kWh actual de la Empresa distribuidora Endesa y el precio ofrecido por las principales empresas de servicio de recarga de vehículos eléctricos de uso público en España.

La instalación del SAVE es un dispositivo que se añade a la actual instalación eléctrica de la nave 2 para no desaprovechar la energía generada por la instalación pues el consumo de la nave durante el año es muy reducido. Además según normativa al instalar un generador fotovoltaico de más de 10 kW se podrá inyectar en red la energía no consumida vendiendo el kWh a precio de mercado, lo que no supone una cuantiosa retribución económica ni a corto ni largo plazo.

En el siguiente apartado se verá que a un determinado precio del kWh en el SAVE, el proyecto podría ser rentable para una institución pública como es La Universidad de La Laguna.

El VAN, valor actual neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de una determinado número de flujos de caja futuros, originador por una inversión.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

$I \equiv$ inversión inicial (€)

$Q_n \equiv$ flujos de caja en periodo n (€)

$n \equiv$ numero de periodos considerado

$r \equiv$ tipo de interés

El TIR, tasa interna de retorno, es el valor que toma el VAN cuando este es igual a cero, es decir cuando retomamos la inversión inicial. La TIR es la rentabilidad que nos presenta el proyecto.

2. Coste del KWh

En primer lugar aclarar que el generador fotovoltaico está conectado a red y por lo tanto parte de la energía generada, cuando la nave 2 no esté en uso y tampoco el punto de recarga, se venderá a precio de mercado a Endesa (0,06 €/kWh).

Para el cálculo de venta de la energía del SAVE se ha estudiado el precio al que dos empresas publicas distribuidoras de electricidad, para vehículos eléctricos, venden el kWh en sus puntos de recarga.

La empresa GIC, Gestión Inteligente de Cargas, S.L. e IBIL (asociación de EVE, Ente Vasco de la Energía y REPSOL) son las empresas que se han puesto de ejemplo para aproximar el precio de venta kWh.

En IBIL para una recarga semi-rápida se cobra el kWh a 0,38 céntimos de euro mientras que la empresa GIC a 0,41 céntimos de euro. Ambos precios están muy por encima del precio al que vende la energía la empresa distribuidora Endesa, 0,145 €. A la vista de estos precios haciendo pruebas en un Excel con diferentes precios del kWh se llegó a la conclusión de que vendiendo la energía a 0,21 € en el SAVE más la energía inyectada a red a 0,06 € se puede recuperar la inversión inicial en 16 años.

Este periodo de tiempo es bastante elevado pero asumible por parte de la Universidad de La Laguna, una institución pública donde no se pretende llevar a cabo un negocio lucrativo sino el de recuperar la inversión realizada y el apoyo a las energías renovables y las nuevas tecnologías, como es el caso de los vehículos eléctricos.

A continuación se muestra una tabla con el consumo de la nave, el SAVE y la energía generada por la instalación fotovoltaica.

| Consumo SAVE (kWh/año) | Consumo Nave 2 (kWh/año) | Energía Fotovoltaica Generada (kWh/año) |
|------------------------|--------------------------|---|
| 17798,4 | 134,5 | 20769,14 |

Tabla 1. Consumo y generación de energía eléctrica en la instalación

La energía que se inyectaría a la red sería la suma de ambos consumos menos lo generado es decir de 2836 kWh a un precio de 0,06 €.

La energía vendida en el SAVE sería de 17798,4 kWh a 0,21 €.

Por lo tanto la retribución anual por la energía inyectada a red sería de:

- 170,172 euros

La retribución anual por la energía vendida en el SAVE sería de:

- 3737,664 euros

Ahora se elaborará una tabla con los flujos de caja teniendo en cuenta un aumento del 3% en precio del kWh anualmente. El flujo de caja tras el primer año de actividad de la instalación será de 3907,836 €. En el coste del proyecto se ha añadido un 10 % de gastos por mantenimiento.

| AÑO | Flujo de Efectivo Neto |
|-------------------|------------------------|
| Inversión inicial | -50753,3 |
| 1 | 3907,836 |
| 2 | 4025,071 |
| 3 | 4145,823 |
| 4 | 4270,198 |
| 5 | 4398,304 |
| 6 | 4530,253 |
| 7 | 4666,161 |
| 8 | 4806,145 |
| 9 | 4950,330 |
| 10 | 5098,840 |
| 11 | 5251,805 |
| 12 | 5409,359 |
| 13 | 5571,640 |
| 14 | 5738,789 |
| 15 | 5910,953 |
| 16 | 6088,281 |

| | |
|----|----------|
| 16 | 6270,930 |
|----|----------|

Tabla 2. Cost Flow en 16 años

| VAN | TIR |
|-----------|-----|
| 3735,23 € | 6 % |

Tabla 3. VAN y TIR del estudio económico

Como se observa el valor actual neto tras 16 años de actividad de la instalación es de 3735,23 € y el valor de la TIR es del 6%, no es un valor muy alto pues no se busca lucrarse con este proyecto.

3. SISTEMA DE TARIFAS

Para poder llevar a cabo un control sobre el servicio de recarga se deben llevar a cabo una serie de medidas:

- Cierre con barreras del parking.
- Acceso único de alumnos, personal docente y relacionados mediante tarjetas de identificación.

El SAVE que se instalará tiene la opción de leer tarjetas con la tecnología RFID por lo que se contempla la posibilidad de colocar una máquina dispensadora de este tipo de tarjetas. El usuario al entrar al parking recogería una de estas tarjetas y al salir del mismo pasaría de nuevo por el dispensador donde se lee la información almacenada por la tarjeta para luego proceder al cobro dependiendo del tiempo de uso.

Para evitar tener que llevar dos tarjetas a la hora de entrar en el parking cuando el usuario quiera utilizar los servicios del punto de recarga, la opción más interesante sería que la tarjeta universitaria funcionara también como tarjeta de pago para el SAVE pudiendo pagar en una máquina a la salida del parking o teniendo asociada la tarjeta a una cuenta bancaria donde se le cargarían todos gastos del servicio.

Por otro lado para evitar que los vehículos queden enchufados en el SAVE durante un largo periodo incluso cuando éste se haya cargado del todo se podría implementar una aplicación

móvil conectada al centro de control del SAVE que avise al usuario de que puede retirar su vehículo tras la carga. Otra opción sería un correo electrónico o un mensaje de texto.



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

ANEXO 5

FICHA TÉCNICA DISPOSITIVOS DE LA INSTALACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

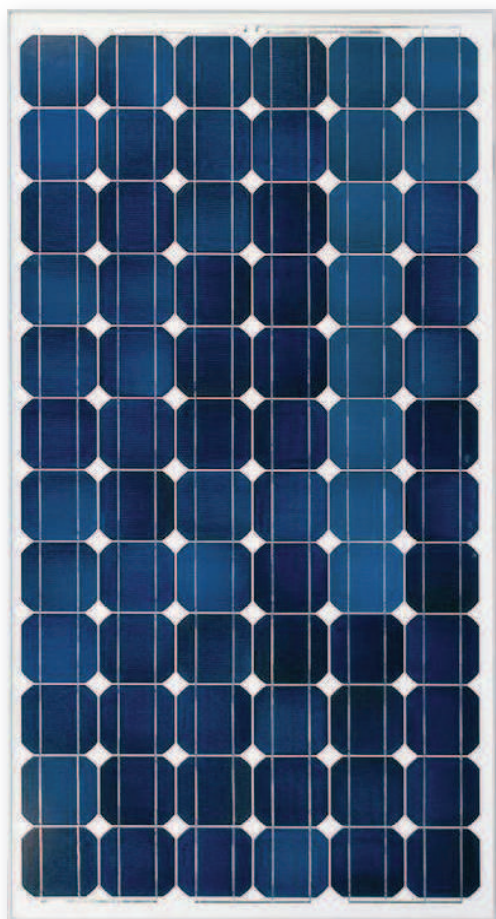
Septiembre 2016

ÍNDICE

- 1. Módulo fotovoltaico Gama Optimum A-320 GSE**
- 2. Inversor Sunny Tripower 15000 TL**
- 3. Punto de recarga SAVE RVE-PM3**



Optimum *nueva gama*



Módulo solar fotovoltaico

A-xxxM GSE (300/305/310/315/320 W)

- **Optimice sus instalaciones.**
- **Alta eficiencia** del módulo y potencia de salida estable, basado en una tecnología de proceso innovadora.
- **Funcionamiento eléctrico excepcional** en condiciones de alta temperatura o baja irradiación.
- Facilidad de instalación gracias a un **diseño de ingeniería innovador.**
- **Riguroso control de calidad** que cumple con los más altos estándares internacionales.
- **Garantía, 10 años** contra defectos de fabricación y **25 años** en rendimiento.



**A-xxxM GSE** (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

| | | | | | |
|--|---------|---------|---------------------------------|---------|---------|
| Potencia Máxima (Pmax) | 300 W | 305 W | 310 W | 315 W | 320 W |
| Tensión Máxima Potencia (Vmp) | 37.57 V | 37.83 V | 38.01 V | 38.33 V | 38.64 V |
| Corriente Máxima Potencia (Imp) | 7.99 A | 8.07 A | 8.16 A | 8.23 A | 8.29 A |
| Tensión de Circuito Abierto (Voc) | 45.67 V | 45.98 V | 46.19 V | 46.48 V | 46.70 V |
| Corriente en Cortocircuito (Isc) | 8.53 A | 8.60 A | 8.67 A | 8.74 A | 8.81 A |
| Eficiencia del Módulo (%) | 15.41 | 15.66 | 15.92 | 16.18 | 16.43 |
| Tolerancia de Potencia (W) | | | 0/+5 | | |
| Máxima Serie de Fusibles (A) | | | 15 | | |
| Máxima Tensión del Sistema | | | DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL) | | |
| Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C) | | | 46±2 | | |

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

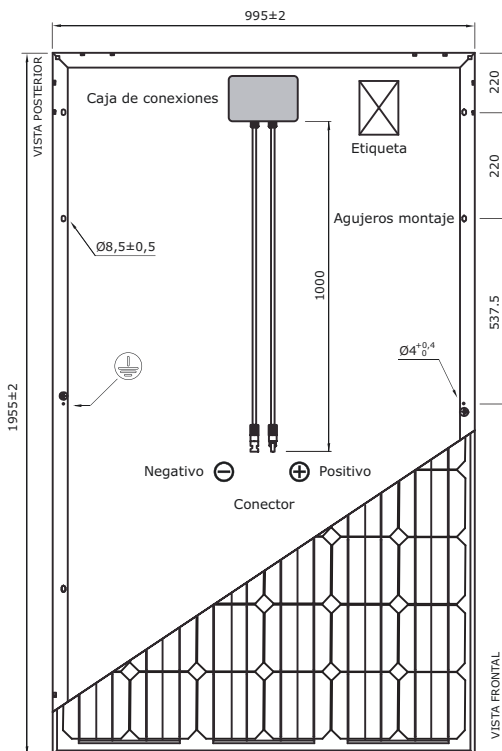
Especificaciones mecánicas

| | |
|---|-----------------|
| Dimensiones (± 2.0 mm.) | 1955x995x50 mm. |
| Peso | 27.3 kg |
| Máx. carga estática, frontal (nieve y viento) | 5400 Pa |
| Máx. carga estática, posterior (viento) | 2400 Pa |

Materiales de construcción

| | |
|---|--|
| Cubierta frontal (material/tipo/espesor) | Cristal templado/grado PV/4.0 mm. |
| Células (cantidad/tipo/dimensiones) | 72 células (6x12)/Monocristalina/156 x 156 mm. |
| Marco (material/color) | Aleación de aluminio anodizado/plata |
| Caja de conexiones (protección/nº diodos) | IP65/3 diodos |
| Cable (longitud/sección)/ Connector | 1000 mm./ 4 mm ² / Compatible MC4 |

Vista genérica construcción módulo



El dibujo no está a escala

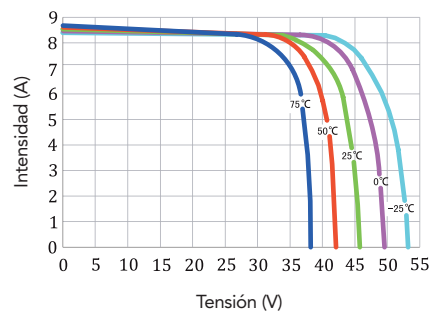
Características de temperatura

| | |
|-------------------------------|--------------|
| Coef. Temp. de Isc (TK Isc) | 0.09% /°C |
| Coef. Temp. de Voc (TK Voc) | -0.32% /°C |
| Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax) | -0.41% /°C |
| Temperatura de Funcionamiento | -40 a +85 °C |

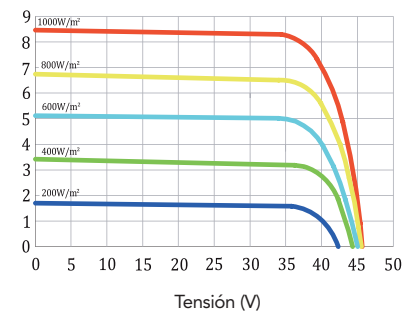
Embalaje

| | |
|------------------------|----------|
| Módulos/palé | 20 pzas |
| Palés/contenedor 40' | 22 pzas |
| Módulos/contenedor 40' | 440 pzas |

Temperatura Varia (A-300M GSE)



Irradiación Varia



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.



SUNNY TRIPOWER

10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL



STP 10000TL-10 / STP 12000TL-10 / STP 15000TL-10 / STP 17000TL-10



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,2 %
- Mejor rendimiento de adaptación con la regulación MPP OptiTrac Global Peak de SMA
- Bluetooth

Seguro

- Triple protección por la función Optiprotect:
 - Fusible de string eléctrico
 - Detección automática de fallos de string con aprendizaje continuo
 - Descargador de sobretensión de CC integrable (tipo II)

Flexibilidad

- Tensión de entrada de CC hasta 1.000 V
- Funciones de gestión de red integradas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX

Sencillo

- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin necesidad de herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Área de conexiones de fácil acceso

SUNNY TRIPOWER

10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

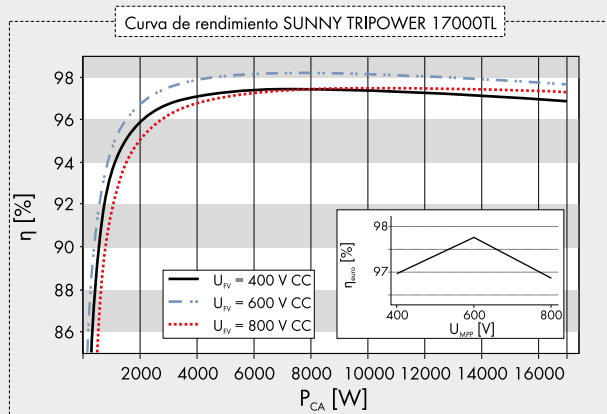
El trifásico que facilita la planificación del sistema

Pura tecnología del futuro: muy flexible en cuanto al diseño de la instalación, el inversor trifásico Sunny Tripower está indicado para prácticamente cualquier configuración modular, gracias a la tecnología Optiflex y a las dos entradas del punto de máxima potencia (MPP) y el amplio rango de tensión de entrada. Cumple con todos los requisitos de, por ejemplo, preparación de tensión reactiva y apoyo de red, y, por lo tanto, contribuye de forma fiable a la gestión de red. El sistema de seguridad Optiprotect con detección de fallos de string autodidacta, el fusible string electrónico y el descargador de sobretensión de CC tipo II permiten la mayor disponibilidad.

SUNNY TRIPOWER

10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

| Datos técnicos | Sunny Tripower 10000TL | Sunny Tripower 12000TL |
|---|--|---|
| Entrada (CC) | | |
| Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$) | 10200 W | 12250 W |
| Tensión de entrada máx. | 1000 V | 1000 V |
| Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada | 320 V - 800 V / 600 V | 380 V - 800 V / 600 V |
| Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio | 150 V / 188 V | 150 V / 188 V |
| Corriente máx. de entrada, entrada A / entrada B | 22 A / 11 A | 22 A / 11 A |
| Corriente máx. de entrada por string (entrada A ² / entrada B ²) | 33 A / 12,5 A | 33 A / 12,5 A |
| Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP) | 2 / A:4; B:1 | 2 / A:4; B:1 |
| Salida (CA) | | |
| Potencia asignada (@ 230 V, 50 Hz) | 10000 W | 12000 W |
| Potencia aparente de CA máxima | 10000 VA | 12000 VA |
| Tensión nominal de CA | 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V | 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V |
| Rango de tensión nominal de CA | 160 V - 280 V | 160 V - 280 V |
| Frecuencia de red de CA / rango | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz |
| Frecuencia / tensión asignada de red | 50 Hz / 230 V | 50 Hz / 230 V |
| Corriente máx. de salida | 16 A | 19,2 A |
| Factor de potencia a potencia asignada | 1 | 1 |
| Factor de desfase ajustable | 0 inductivo ... 0 capacitivo | 0 inductivo ... 0 capacitivo |
| Fases de inyección / conexión | 3 / 3 | 3 / 3 |
| Rendimiento | | |
| Rendimiento máx. / europeo | 98,1 % / 97,7 % | 98,1 % / 97,7 % |
| Dispositivos de protección | | |
| Punto de desconexión en el lado de entrada | ● | ● |
| Monitorización de toma a tierra / de red | ● / ● | ● / ● |
| Descargador de sobretensión de CC del tipo II | ○ | ○ |
| Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica | ● / ● / - | ● / ● / - |
| Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal | ● | ● |
| Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1) | I / III | I / III |
| Datos generales | | |
| Dimensiones (ancho / alto / fondo) | 665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 in) | 665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 in) |
| Peso | 59 kg (130,07 lb) | 59 kg (130,07 lb) |
| Rango de temperatura de servicio | -25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) | -25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) |
| Emisiones de ruido, típicas | 51 dB(A) | 51 dB(A) |
| Autoconsumo nocturno | 1 W | 1 W |
| Topología / Principio de refrigeración | Sin transformador / OptiCool | Sin transformador / OptiCool |
| Tipo de protección (según IEC 60529) | IP65 | IP65 |
| Clase climática (según IEC 60721-3-4) | 4K4H | 4K4H |
| Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación) | 100 % | 100 % |
| Características | | |
| Conexión de CC / Conexión de CA | SUNCLIX / Borne de conexión por resorte | SUNCLIX / Borne de conexión por resorte |
| Pantalla | Gráfico | Gráfico |
| Interfaz: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect | ○ / ● / ○ | ○ / ● / ○ |
| relé multifunción / Power Control Module | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| Certificados y autorizaciones (otros a petición) | AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, IEC 61727 (MEA/PEA), IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105 | |
| Modelo comercial | STP 10000TL-10 | STP 12000TL-10 |



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Descargador de sobretensión
de CC del tipo II, entrada A
DCSPD KIT1-10



Descargador de sobretensión
de CC del tipo II, entrada A y
B y BDCSPD KIT2-10



Power Control Module
PWCMOD-10



Relé multifunción
MFR01-10



Interfaz
Speedwire/Webconnect
SWDM-10

¹ No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

² Para tener en cuenta en caso de cortocircuito del fusible de string electrónico

● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible

Datos en condiciones nominales

Última actualización: Junio 2014

| Datos técnicos | Sunny Tripower 15000TL | Sunny Tripower 17000TL |
|---|---|---|
| Entrada (CC) | | |
| Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$) | 15340 W | 17410 W |
| Tensión de entrada máx. | 1000 V | 1000 V |
| Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada | 360 V - 800 V / 600 V | 400 V - 800 V / 600 V |
| Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio | 150 V / 188 V | 150 V / 188 V |
| Corriente máx. de entrada, entrada A / entrada B | 33 A / 11 A | 33 A / 11 A |
| Corriente máx. de entrada por string (entrada A ² / entrada B ²) | 40 A / 12,5 A | 40 A / 12,5 A |
| Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP) | 2 / A:5; B:1 | 2 / A:5; B:1 |
| Salida (CA) | | |
| Potencia asignada (@ 230 V, 50 Hz) | 15000 W | 17000 W |
| Potencia aparente de CA máxima | 15000 VA | 17000 VA |
| Tensión nominal de CA | 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V | 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V |
| Rango de tensión nominal de CA | 160 V - 280 V | 160 V - 280 V |
| Frecuencia de red de CA / rango | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz | 50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz |
| Frecuencia / tensión asignada de red | 50 Hz / 230 V | 50 Hz / 230 V |
| Corriente máx. de salida | 24 A | 24,6 A |
| Factor de potencia a potencia asignada | 1 | 1 |
| Factor de desfase ajustable | 0 inductivo ... 0 capacitivo | 0 inductivo ... 0 capacitivo |
| Fases de inyección / conexión | 3 / 3 | 3 / 3 |
| Rendimiento | | |
| Rendimiento máx. / europeo | 98,2 % / 97,8 % | 98,2 % / 97,8 % |
| Dispositivos de protección | | |
| Punto de desconexión en el lado de entrada | ● | ● |
| Monitorización de toma a tierra / de red | ● / ● | ● / ● |
| Descargador de sobretensión de CC del tipo II | ○ | ○ |
| Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica | ● / ● / - | ● / ● / - |
| Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal | ● | ● |
| Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1) | I / III | I / III |
| Datos generales | | |
| Dimensiones (ancho / alto / fondo) | 665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 in) | 665 / 690 / 265 mm (26,2 / 27,2 / 10,4 in) |
| Peso | 59 kg (130,07 lb) | 59 kg (130,07 lb) |
| Rango de temperatura de servicio | -25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) | -25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F) |
| Emisiones de ruido, típicas | 51 dB(A) | 51 dB(A) |
| Autoconsumo nocturno | 1 W | 1 W |
| Topología / Principio de refrigeración | Sin transformador / OptiCool | Sin transformador / OptiCool |
| Tipo de protección (según IEC 60529) | IP65 | IP65 |
| Clase climática (según IEC 60721-3-4) | 4K4H | 4K4H |
| Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación) | 100 % | 100 % |
| Características | | |
| Conexión de CC / Conexión de CA | SUNCLIX / Borne de conexión por resorte | SUNCLIX / Borne de conexión por resorte |
| Pantalla | Gráfico | Gráfico |
| Interfaz: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect | ○ / ● / ○ | ○ / ● / ○ |
| relé multifunción / Power Control Module | ○ / ○ | ○ / ○ |
| Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| Certificados y autorizaciones (otros a petición) | AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, IEC 61727 (MEA/PEA), IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPD5, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDEARN 4105 | AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/3, IEC 61727 (MEA/PEA), IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPD5, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDEARN 4105 |
| Modelo comercial | STP 15000TL-10 | STP 17000TL-10 |

www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de instalaciones fotovoltaicas



www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

RVE-P-Modo 1/3

Postes de recarga semi-rápida exterior



Descripción

Los postes de recarga de vehículos de la familia **RVE-2 modo 1/3** requieren de unas características muy concretas especialmente en lo que se refiere a robustez ya sea frente a condiciones ambientales variables como a actos vandálicos. Igualmente sin dejar de lado estas características especiales, deben disponer de las medidas adecuadas de seguridad eléctrica para un equipo de estas características. De esta manera, **CIRCUTOR** ofrece soluciones innovadoras de recarga inteligente adaptadas a las condiciones especiales de la vía urbana para todo tipo de vehículos de dos o cuatro ruedas, adaptados a las últimas normativas internacionales de recarga y con distintas soluciones para cada tipo de instalación.

También han sido diseñados para cubrir las necesidades de recarga de vehículos eléctricos que están preparados para soportar la recarga rápida de sus baterías, cumpliendo con todas las características del modo 3, según la norma **IEC 61851-1**, así como las características del modo 1, normativas de seguridad eléctrica y seguridad en el acceso, la medida y la gestión del consumo.

Aplicación

Todos aquellos lugares en intemperie susceptibles de ser destinados al estacionamiento de vehículos de cualquier tipo (coches, motos, bicicletas, transporte, limpieza, ...). Un ejemplo de estos pueden ser la vía pública, parkings públicos exteriores, parkings exteriores en grandes superficies, aeropuertos, empresas de alquiler de vehículos, empresas de limpieza, etc.

Características

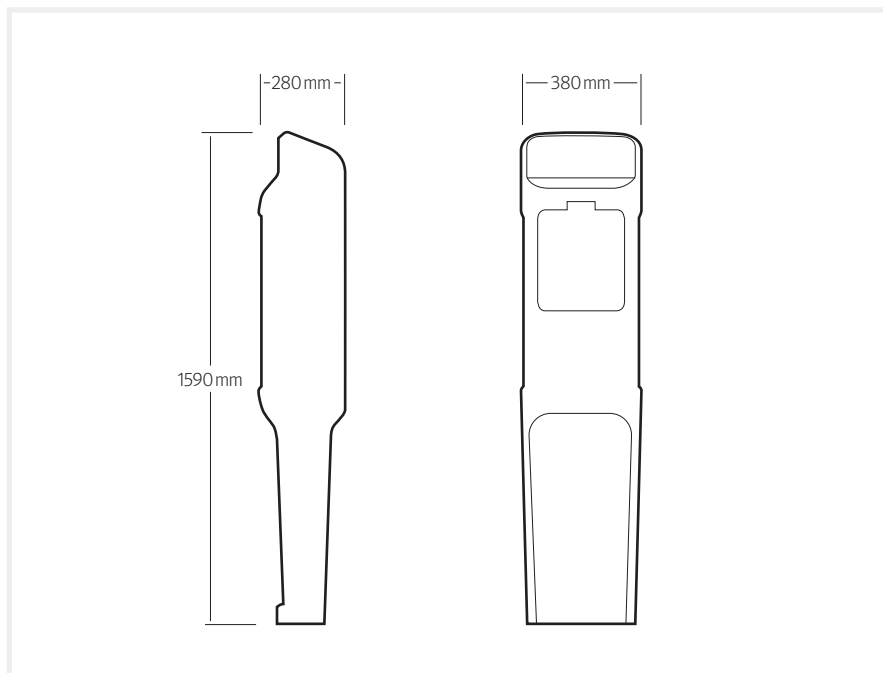
| Características | |
|--|--|
| | Envolvente de poliuretano anti-vandálica |
| | Sistema modular y escalable |
| | Compacto de reducidas dimensiones |
| | Comunicaciones integradas (Ethernet y RS-485 integradas, comunicaciones 3G opcionales) |
| | Medida de energía integrada |
| | Protección diferencial con reconexión automática |
| | Sistema de protección frente a intento de hurto de energía |
| | Diseño estético elegante |
| | Recarga Inteligente |
| | Seguridad eléctrica |
| | Indicación luminosa estado de carga |
| | Conexión a <i>software</i> de control SCADA |
| | Control y monitorización de la unidad de forma remota |
| | Integración con <i>software</i> de terceros (OCCP, XML, etc) |
| Características técnicas comunes | |
| Tensión de entrada | 230 V _{c.a.} / 400 V _{c.a.} (según tipo) |
| Tolerancia | ± 10 % |
| Frecuencia de entrada | 50 ... 60 Hz |
| Tensión de salida | 230 V _{c.a.} / 400 V _{c.a.} (según tipo) |
| Corriente máxima de salida | 16 A / 32 A según toma |
| Medida de corriente | Contador integrado |
| Diferencial | Reconectable automáticamente |
| Lector RFID | ISO 14443A |
| Frecuencia de trabajo RFID | 13,56 MHz |
| Temperatura ambiente | -20 ... + 50 °C |
| Características mecánicas | |
| Envolvente | Pintura de poliéster gris RAL 9006 con recubrimiento antigraffiti |
| Grado de protección mecánica | IK10 |
| Grado de protección | IP 54 |
| Anclaje | Plantilla de fijación al suelo con 4 pernos |
| Normas | |
| EN 61851-1 : 2001 parte1, IEC 61000, IEC 60364-4-41, IEC 61008-1, IEC 60884-1 , IEC 60529, IEC 61010, UNE-EN55011, ISO 14443A | |

RVE-P-Modo 1/3

Postes de recarga lenta exterior



Dimensiones RVE



Referencias

| Tipo | Código | Comunicaciones | Memoria interna | Tipo conector | Potencia Máx. | Modo de recarga | Salida |
|---------------|--------|------------------------------|-----------------|---|---------------|-----------------|-----------------------------|
| RVE-PM1 | V10410 | Ethernet y RS-485 | Sí | 2 Tipo Shucko | 2 x 3,6 kW | Modo 1 | 2 x 16 A / 230 V |
| RVE-PM3 | V10415 | Ethernet y RS-485 | Sí | 2 Tipo II según norma IEC 62196-2 | 2 x 7,2 kW | Modo 3 | 2 x 32 A / 230 V |
| RVE-PM-MIX | V10420 | Ethernet y RS-485 | Sí | 1 Tipo Shucko + 1 Tipo II según norma IEC 62196-2 | 3,6 + 7,2 kW | Modo 1 y 3 | 16 A + 32 A / 230 V |
| RVE-PT3 | V10425 | Ethernet y RS-485 | Sí | 2 Tipo II según norma IEC 62196-2 | 2 x 22 kW | Modo 3 | 2 x 32 A / 400 V |
| RVE-PT-MIX | V10430 | Ethernet y RS-485 | Sí | 1 Tipo Shucko + 1 Tipo II según norma IEC 62196-2 | 3,6 + 22 kW | Modo 1 y 3 | 16 A / 230 V + 32 A / 400 V |
| RVE-PM1 3G | V10440 | Ethernet y RS-485 + Modem 3G | Sí | 2 Tipo Shucko | 2 x 3,6 kW | Modo 1 | 2 x 16 A / 230 V |
| RVE-PM3 3G | V10445 | Ethernet y RS-485 + Modem 3G | Sí | 2 Tipo II según norma IEC 62196-2 | 2 x 7,2 kW | Modo 1 | 2 x 32 A / 230 V |
| RVE-PM-MIX 3G | V10450 | Ethernet y RS-485 + Modem 3G | Sí | 1 Tipo Shucko + 1 Tipo II según norma IEC 62196-2 | 3,6 + 7,2 kW | Modo 1 y 3 | 16 A + 32 A / 230 V |
| RVE-PT3 3G | V10455 | Ethernet y RS-485 + Modem 3G | Sí | 2 Tipo II según norma IEC 62196-2 | 2 x 22 kW | Modo 3 | 2 x 32 A / 400 V |
| RVE-PT-MIX 3G | V10460 | Ethernet y RS-485 + Modem 3G | Sí | 1 Tipo Shucko + 1 Tipo II según norma IEC 62196-2 | 3,6 + 22 kW | Modo 1 y 3 | 16 A / 230 V + 32 A / 400 V |



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

PLANOS

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

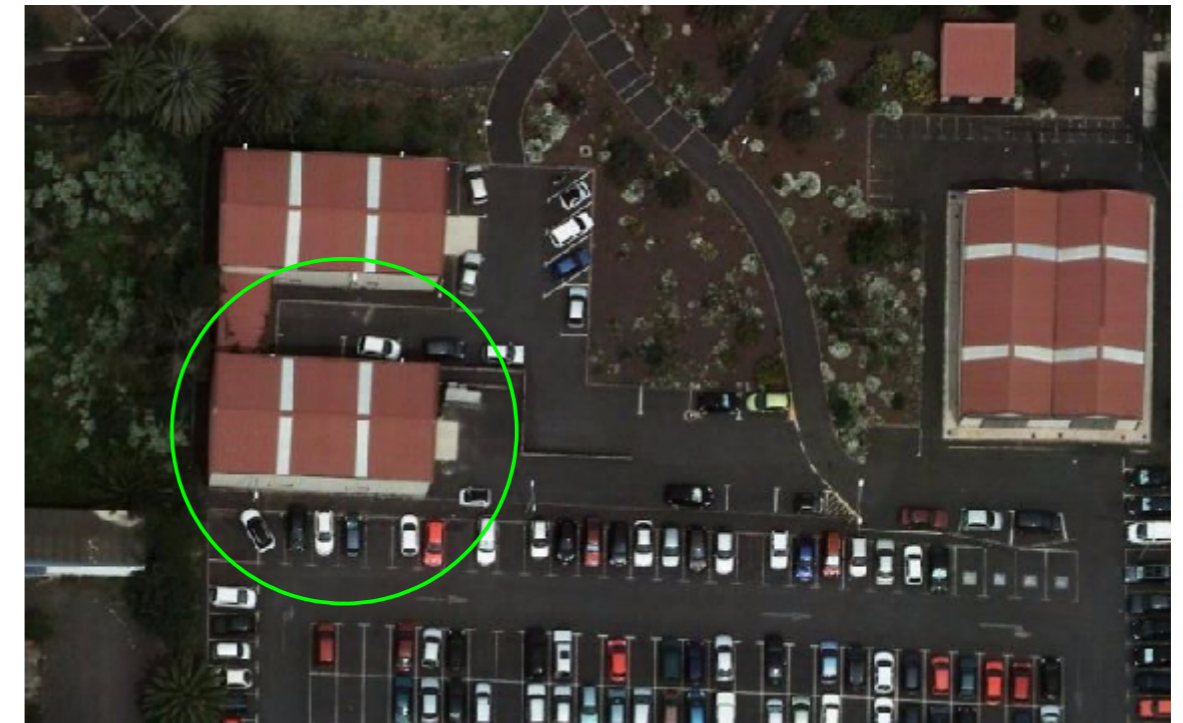
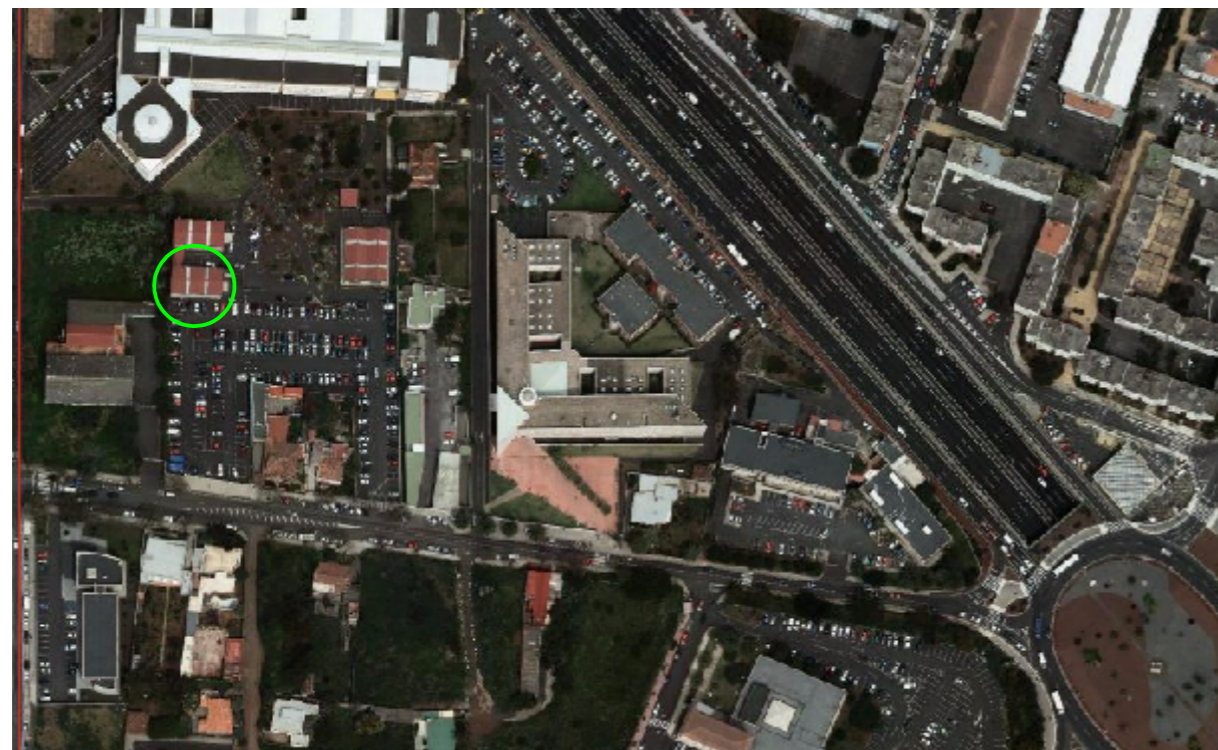
Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

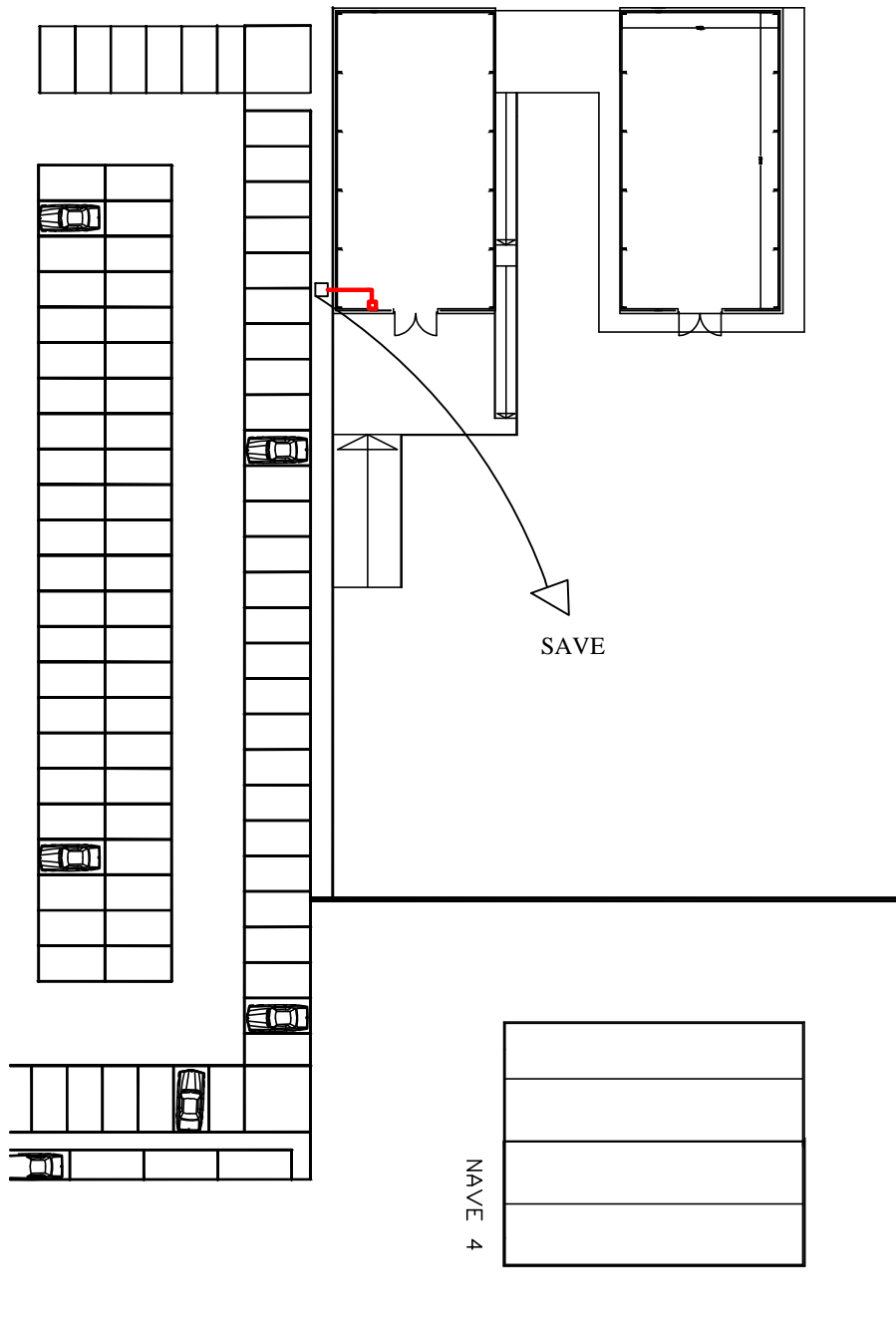
PLANOS

- 1. Plano 1.** Plano de situación
- 2. Plano 2.** Emplazamiento de SAVE
- 3. Plano 3.** Localización de paneles y dimensiones de nave 2.
- 4. Plano 4.** Conexión paneles nave 2
- 5. Plano 5.** Estructura soporte y puesta a tierra
- 6. Plano 6.** Esquema Unifilar
- 7. Plano 7.** Unifilar SAVE



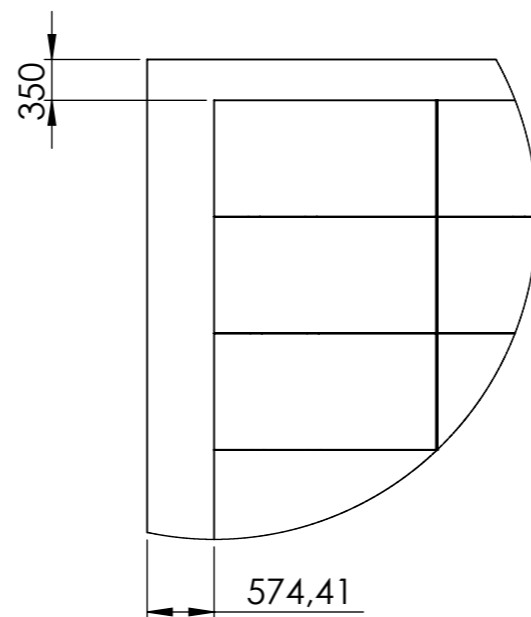
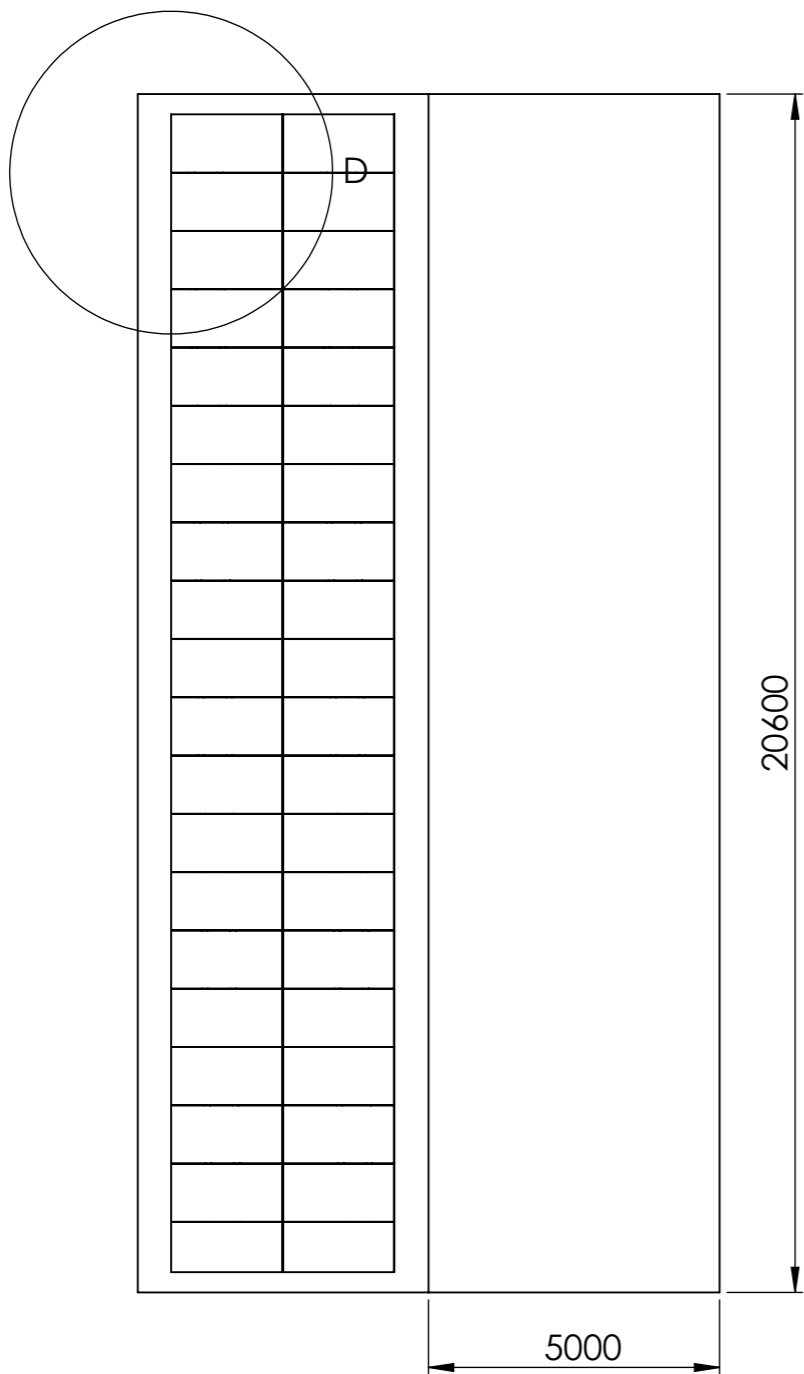
1: 800

| INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SOBRE NAVE 2 CON PUNTO DE RECARGA V.E. | | | |
|---|--|----------------|---|
| Nombre | Fecha | Autor |  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Ingeniería Técnica Industrial, esp. Mecánica Universidad de La Laguna |
| Apellidos | | MARCOS | |
| Id. s. normas | | QUINTERO REYES | |
| | | UNE-EN-DIN | |
| ESCALA: | TITULO DEL PLANO PLANO DE SITUACIÓN | | Nº P. : 1 Nom.Arch: |

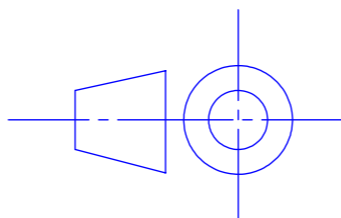
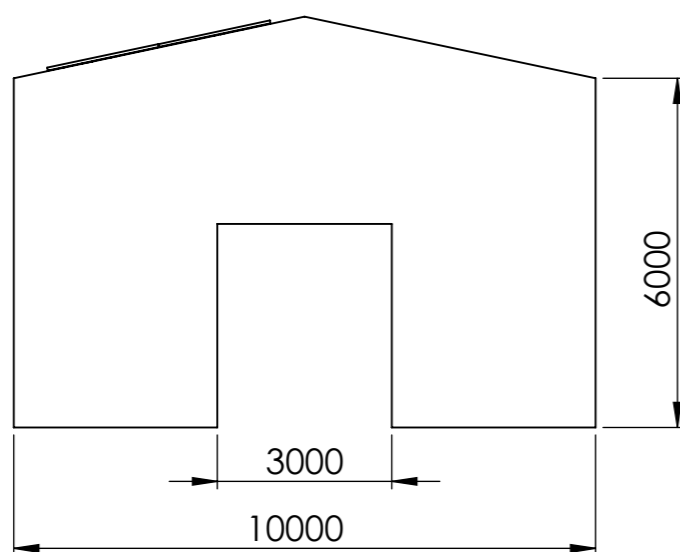
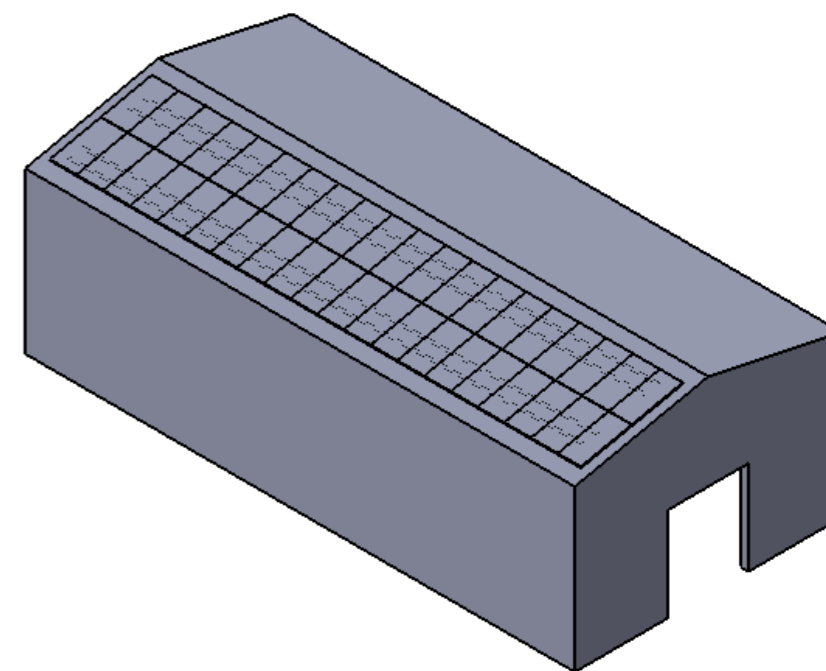


INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SOBRE NAVE DOS CON PUNTO DE RECARGA V.E.

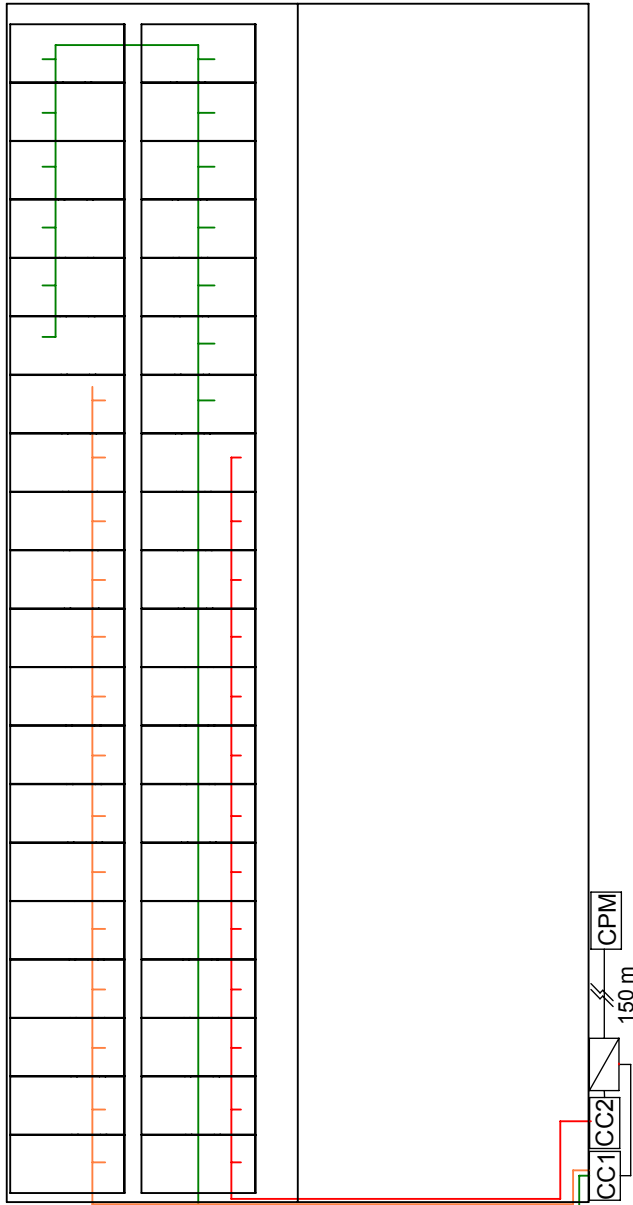
| | | | |
|---------------|------------------------------|---|---|
| | Autor |  Universidad de La Laguna | E.S.I.T. <i>Grado Ingeniería Mecánica Industrial</i> <i>Universidad de La Laguna</i> |
| Nombre | QUINTERO REYES, MARCOS | | |
| Asignatura | Trabajo de fin de Grado | | |
| Id. s. normas | UNE-EN-DIN | | |
| ESCALA: | EMPLAZAMIENTO DE SAVE | | Nº P. : 2 |
| | | | Nom.Arch: |



DETALLE D
ESCALA 1 : 65



| INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SOBRE NAVE 2 CON PUNTO DE RECARGA V.E. | | | |
|---|--|----------------|--|
| Nombre | Fecha | Autor |  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Ingeniería Técnica Industrial, esp Mecánica Universidad de La Laguna |
| Apellidos | | MARCOS | |
| Id. s. normas | | QUINTERO REYES | |
| | | UNE-EN-DIN | |
| ESCALA: 1:130 | TITULO DEL PLANO LOCALIZACIÓN DE PANELES Y DIMENSIONES DE NAVE 2 | | Nº P. : 3 Nom.Arch: |



LEYENDA

- Cadena 1
- Cadena 2
- Cadena 3

CC1 Cuadro de protección CC 1

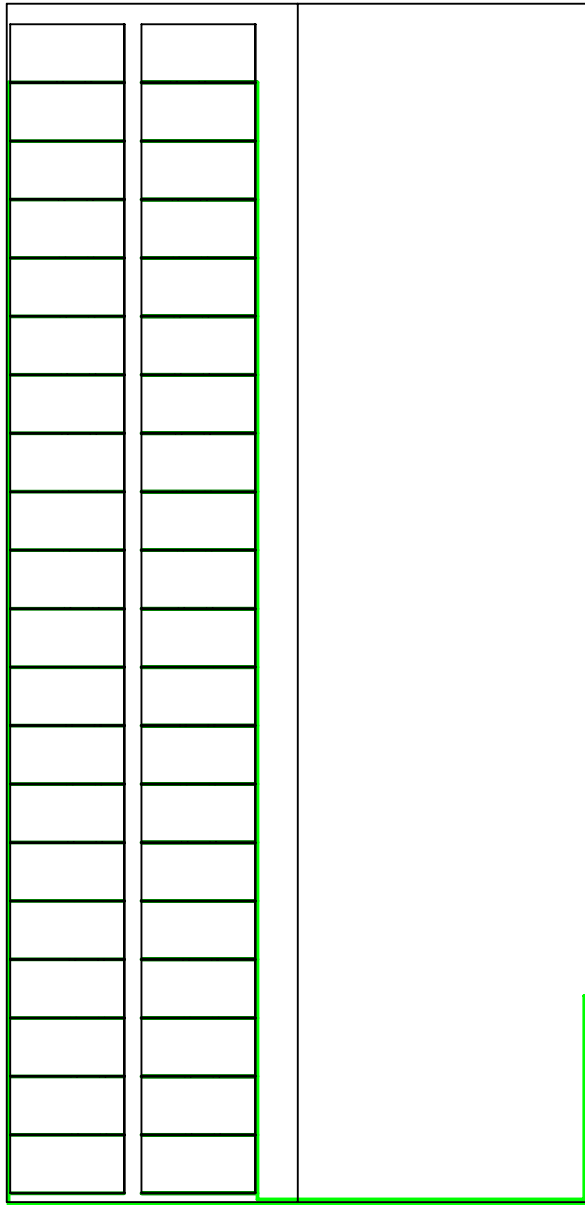
CC2 Cuadro de protección CC 2

CPM Cuadro de protección y medida



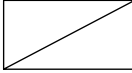
 Inversor

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SOBRE NAVE 2 CON PUNTO DE RECARGA V.E.

| | | | | |
|------------------|---|----------------|--|---|
| Nombre | Fecha | Autor |  Universidad de La Laguna | ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Ingeniería Técnica Industrial, esp Mecánica Universidad de La Laguna |
| Apellidos | | MARCOS | | |
| Id. s. normas | | QUINTERO REYES | | |
| | | UNE-EN-DIN | | |
| ESCALA: 1:130 | TITULO DEL PLANO CONEXIONES PANELES NAVE 2 | | | Nº P. : Nom.Arch: 4 |

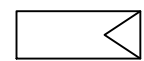
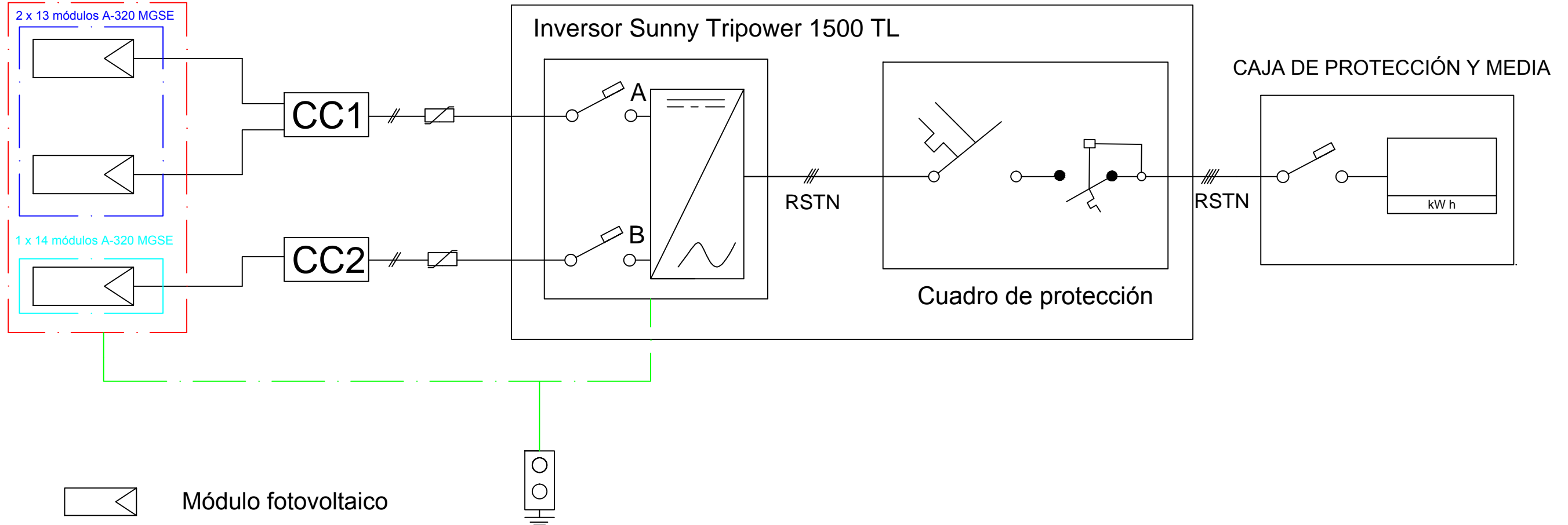


LEYENDA

 Cableado de tierra
 Estructura soporte
 Armario de Inversor y protección

| | | | | |
|--|--------------------------------------|----------------|--|---|
| INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SOBRE NAVE 2 CON PUNTO DE RECARGA V.E. | | | | |
| | Fecha | Autor |  Universidad de La Laguna | ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Ingeniería Técnica Industrial, esp Mecánica Universidad de La Laguna |
| Nombre | | MARCOS | | |
| Apellidos | | QUINTERO REYES | | |
| Id. s. normas | UNE-EN-DIN | | | |
| ESCALA: | TITULO DEL PLANO | | | Nº P.: |
| 1:130 | ESTRUCTURA SOPORTE Y PUESTA A TIERRA | | | 5 |
| | | | | Nom.Arch: |

ARMARIO DE INVERSOR Y PROTECCIONES



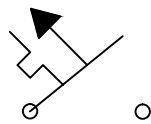
Módulo fotovoltaico



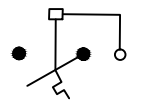
Fusible 10A 900V



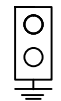
Interruptor seccionador 30A



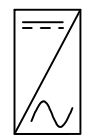
Interruptor automático magnetotérmico 30A



Interruptor automático diferencial 30A 30mA



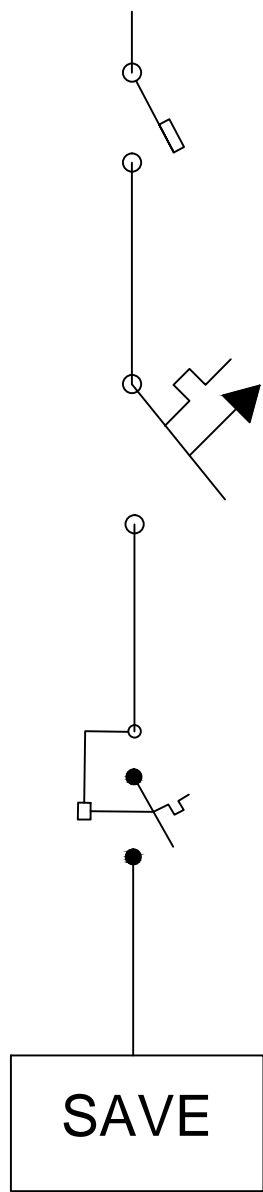
Puesta a tierra







Inversor

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SOBRE NAVE DOS CON PUNTO DE RECARGA V.E.

| | | | | |
|---------------|-------------------------|-------|--|---|
| Fecha | 27/03/2015 | Autor | | E.S.I.T. Grado Ingeniería Mecánica Industrial Universidad de La Laguna |
| Nombre | QUINTERO REYES, MARCOS | | | |
| Asignatura | Trabajo de fin de Grado | | | |
| Id. s. normas | UNE-EN-DIN | | | |
| ESCALA: | ESQUEMA UNIFILAR | | | Nº P. : 6 Nom.Arch: |



-  Interruptor seccionador 30A
-  Interruptor automático magnetotérmico 30A
-  Interruptor automático diferencial 30A 30mA
-  SAVE Sistema de Alimentación específico del Vehículo Eléctrico

| | | | |
|---|--------------------------------|---|---|
| INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SOBRE NAVE DOS CON PUNTO DE RECARGA V.E. | | | |
| | Autor |  | E.S.I.T. <i>Grado Ingeniería Mecánica Industrial</i> <i>Universidad de La Laguna</i> |
| <i>Nombre</i> | <i>QUINTERO REYES, MARCOS</i> | | |
| <i>Asignatura</i> | <i>Trabajo de fin de Grado</i> | | |
| <i>Id. s. normas</i> | <i>UNE-EN-DIN</i> | | |
| ESCALA: | UNIFILAR SAVE | Nº P. : 7 | Nom.Arch: |



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

PLIEGO DE CONDICIONES

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| 1. Objeto | 3 |
| 2. Documentos que definen las obras | 3 |
| 3. Normativa | 3 |
| 4. Condiciones generales | 5 |
| 5. Condiciones particulares | 6 |
| 5.1. Condiciones legales | 6 |
| 5.2. Condiciones facultativas | 7 |
| 5.3. Condiciones del contratista | 9 |
| 5.4. Condiciones económicas | 14 |
| 6. Condiciones técnicas | 15 |
| 6.1. Sistemas generadores fotovoltaicos | 15 |
| 6.1.1. Módulos fotovoltaicos | 15 |
| 6.1.2. Estructura soporte | 16 |
| 6.1.3. Inversor | 17 |
| 6.1.4. Cableado | 18 |
| 6.1.5. Armarios de protección | 18 |
| 6.1.6. Protecciones | 19 |
| 6.1.7. Puesta a tierra | 19 |
| 7. Normas generales de montaje | 19 |
| 8. Recepción y pruebas | 20 |

1. Objeto

El objeto de este pliego es la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de la instalación solar fotovoltaica a conectada a red. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación n, así como a la obra civil necesaria para su construcción.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas.

2. Documentos que definen las obras

Los documentos contractuales que definen las obras y que la propiedad entregara al contratista, son los Planos, Pliego de Condiciones, Presupuesto y Memoria.

Cualquier cambio en el planteamiento de la obra que implique un cambio sustancial respecto de lo proyectado deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para que lo apruebe, si procede, y redacte el oportuno proyecto reformado.

En caso de contradicción entre los Planos y el Pliego de Condiciones, prevalecerá lo prescrito en este último documento. Lo mencionado en los Planos y omitido en el Pliego de Condiciones o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviera expuesto en ambos documentos.

3. Normativa

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54 /1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- 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 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- 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.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 24/2013, de 26 de diciembre, por el que se establece la regulación del sector eléctrico.
- Real Decreto-ley 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

4. Condiciones generales

Integran el contrato los siguientes documentos relacionados por orden de prelación en cuanto al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción:

- Las condiciones fijadas en el propio documento de contrato de empresa o arrendamiento de obra, si existiere.
- El presente Pliego General de Condiciones.
- El resto de la documentación del Proyecto (memoria, planos, mediciones y presupuesto)
- Serán de aplicación las normas indicadas en el capítulo correspondiente de la Memoria, y cuantas normas sean de aplicación, de acuerdo con la naturaleza del presente proyecto.

Las órdenes e instrucciones de la Dirección facultativa de las obras se incorporan al Proyecto como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones.

En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y en los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

En lo referente a permisos y licencias, el peticionario deberá obtener todos los permisos y licencias necesarias para la ejecución de todas las obras y abonará todas las cargas, tasas e impuestos derivados de la obtención de aquellos permisos.

Concerniente a los plazos, el suministrador garantizará la instalación durante un periodo mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

5. Condiciones particulares

5.1. Condiciones legales

- Leyes laborales de accidentes de trabajo.

El contratista viene obligado a cumplir rigurosamente todas las legislaciones vigentes, o que puedan dictarse en el curso de los trabajos.

Igualmente está obligado a tener a todo el personal a sus órdenes debidamente asegurado contra accidentes de trabajo, debiendo así probarlo si a ello fuera invitado por la Dirección Técnica o la Propiedad.

- Mano de obra.

El contratista deberá tener siempre en obra un número de operarios proporcional a la extensión y clase de los trabajos a juicio de la Dirección Técnica. Estos serán de aptitud reconocida experimentados en su oficio y en todo momento habrá en obra un técnico o encargado apto que vigile e intérprete los planos, y haga cumplir las órdenes de la Dirección y cuanto en este Pliego se especifica.

- Daños en propiedades vecinas.

Si con motivo de las obras el contratista causara algún desperfecto en las propiedades colindantes, tendrá que repararla por su cuenta. Asimismo adoptará cuantas medidas sean necesarias para evitar la caída de materiales o herramientas que puedan ser motivo de accidentes.

- Rescisión del contrato.

La rescisión, si se produjera, se regirá por el Reglamento General de Contratación para Aplicación de la Ley de Contratos de Estado, por el Pliego de Cláusulas Administrativas Generales y demás disposiciones vigentes.

Serán causas suficientes de rescisión las siguientes:

- Muerte o incapacitación del Contratista.
- Quiebra del Contratista.
- Alteraciones del contrato por las causas siguientes:

- Modificación del proyecto en forma tal que represente alteraciones fundamentales a juicio del Director de Obras, y siempre que la variación del presupuesto sea de 25% como mínimo de su importe.
- Variaciones en las unidades de obra en 40%
- Suspensión de la obra comenzada.
- No dar comienzo la Contrata a los trabajos en el plazo señalado.
- Incumplimiento de las condiciones del contrato, cuando implique descuido o mala fe con perjuicio de los intereses de las obras.
- Abandono de la obra sin causa justificada.

➤ Formalizaciones del contrato.

La formalización del contrato se verificará por documento privado con el compromiso por ambas partes, Propiedad y Contratista de elevarlo a Documento Público a petición de cualquiera de ellos, como complemento del Contrato los Planos y demás documentos del Proyecto irán firmados por ambos.

5.2. Condiciones facultativas

La junta rectora de la Propiedad designará al Ingeniero Técnico Director de Obra (representante de la propiedad frente al Contratista) en quien recaerán las siguientes funciones:

- Planificar, a la vista del proyecto, del contrato y de la normativa técnica de aplicación, el control de calidad y económico de las obras.
- Redactar, cuando se requiera expresamente por el constructor, el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Plan de seguridad e higiene para la aplicación del mismo.
- Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del Constructor.

- Ordenar, dirigir y vigilar la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de buena construcción.
- Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las Contingencias que se produzcan e impartir las instrucciones complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.
- Realizar o disponer las pruebas y ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva, de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al constructor, impartándole en su caso, las órdenes oportunas.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada, realizar y aprobar las certificaciones parciales, realizar y aprobar la certificación final de obra, y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Suscribir el certificado final de obra.

➤ Variaciones y planos de detalle

Este proyecto queda sujeto a cualquier variación que se juzgue conveniente por la Dirección Facultativa, y que no altere esencialmente el proyecto, precios y condiciones del contrato, a su vez se reserva el derecho al dictamen sobre todos aquellos puntos que no quedasen suficientemente aclarados en los documentos del proyecto.

La Dirección Facultativa se reserva el derecho de presentar a lo largo de las obras cuantos planos de detalles sean necesarios y convenientes para realizar el presente Proyecto, con la obligatoriedad por parte del contratista de ser respetados

➤ Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra.

El Contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de las obras estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la Dirección

5.3. Condiciones del contratista

El Constructor o Contratista habrá de proporcionar toda clase de facilidades al Director de Obra, o a sus subalternos a fin de que estos puedan desempeñar su trabajo con el máximo de eficacia. Específicamente corresponde al Constructor:

- Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar el Plan de Seguridad e Higiene acorde con lo dispuesto en Estudio Básico de Seguridad y Salud contemplado en este proyecto, antes del inicio de las obras y presentarlo al Coordinador de Seguridad y Salud de la obra.
- Suscribir con el Director de Obra el acta de replanteo de la obra.
- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparados en obra y rechazando, por iniciativa propia o prescripción del Director de Obra, los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- Custodiar el Libro de órdenes y seguimiento de la obra, y dar el enterado a las anotaciones que se practiquen en el mismo.
- Facilitar al Director de Obra con antelación suficiente, los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el Promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.
- Estar al día en sus obligaciones tributarias así como con la Seguridad Social en el momento de inicio de las obras.

El contratista tiene responsabilidad de la calidad y buena ejecución de las obras contratadas.

También será el único responsable, no teniendo derecho a indemnización alguna por el mayor precio que pudieran costarle, ni por las erradas maniobras que cometiera durante la construcción, siendo a su cuenta y riesgo independientemente de la inspección que de ellas haya podido haber hecho el Técnico Director de obra.

El Contratista está obligado a adoptar todas las medidas de seguridad que las disposiciones vigentes preceptúan, para evitar en lo posible accidentes a los obreros o a los viandantes, en todos los lugares peligrosos de la obra.

Así mismo será responsable ante los tribunales de los accidentes que por inexperiencia o descuido sobrevinieran en el curso de las obras, debiendo atenerse en todo a las normas de prudencia, así como a las disposiciones y Reglamentos de Policía de la materia.

El contratista con carácter general viene obligado a ejecutar esmeradamente todas las obras que se le confían, así como a cumplir rigurosamente todas las condiciones estipuladas en este Pliego o en el Contrato, al igual que cuantas ordenes se le den verbalmente o por escrito por el Técnico Director de las Obras.

➤ Verificación de los documentos del proyecto.

Antes de dar comienzo a las obras e inmediatamente después de recibidos, el Constructor deberá confrontar la documentación relacionada con el proyecto que le haya sido aportada y deberá informar con la mayor brevedad posible al Director de las Obras sobre cualquier discrepancia, contradicción u omisión solicitando las aclaraciones pertinentes.

➤ Plan de seguridad e higiene.

El Constructor, a la vista del Proyecto de Ejecución conteniendo, en su caso, el Estudio de Seguridad e Higiene, presentará el Plan de Seguridad e Higiene de la obra a la aprobación del Director de Obra de la dirección facultativa.

➤ Oficina en la obra.

El Contratista habilitará en la obra una oficina en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el que puedan extenderse y consultarse los planos. Dicha oficina deberá de estar siempre a disposición del Director de Obra de la Dirección Facultativa, convenientemente acondicionada para que en ella se pueda trabajar con normalidad a cualquier hora de la jornada.

En esta Oficina, se guarda y se gestiona la siguiente documentación:

- El Proyecto de Ejecución completo, incluidos los complementos que en su caso redacte el Ingeniero proyectista o Director de Obra.
- La Licencia de Obras.
- El Libro de Órdenes y Asistencias.
- El Plan de Seguridad e Higiene.
- El Libro de incidencias.
- El Reglamento y Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- La documentación de los seguros mencionada según el punto 10 relativo a las funciones del Contratista.

➤ Responsabilidad del constructor o contratista en el bajo rendimiento de los obreros.

Si de los partes mensuales de obra ejecutada que preceptivamente debe presentar el Constructor al Director de Obra, éste advirtiese que los rendimientos de la mano de obra, en todas o en algunas de las unidades de obra ejecutada, fuesen notoriamente inferiores a los rendimientos normales generalmente admitidos para unidades de obra iguales o similares, se lo notificará por escrito al Constructor, con el fin de que éste haga las gestiones precisas para aumentar la producción en la cuantía señalada por el Director de Obra.

Si hecha esta notificación al Constructor, en los meses sucesivos, los rendimientos no llegasen a los normales, el Propietario queda facultado para resarcirse de la diferencia, rebajando su importe de quince por ciento (15%) que por los conceptos antes expresados correspondería abonarle al Constructor en las liquidaciones quincenales que preceptivamente deban efectuársele. En caso de no llegar ambas partes a un acuerdo en cuanto a los rendimientos de la mano de obra, se someterá el caso a arbitraje.

➤ Limpieza de las obras.

Es obligación del Contratista mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de material sobrante, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca buen aspecto.

➤ Representación del contratista.

El Constructor viene obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá carácter de Jefe de la misma, con dedicación plena, y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas decisiones competan a la contrata. Serán sus funciones las del Constructor según se especifica el principio de este apartado. El Delegado del Contratista será un facultativo de grado superior o grado medio, según los casos.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al Director de Obra para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

➤ Trabajos no estipulados expresamente.

Es obligación de la contrata el ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos del Proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el Director de Obra dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

Se entenderá que requiere reformado de proyecto con consentimiento expreso de la propiedad, toda variación que suponga incremento de precios de alguna unidad de obra en más del 20 por 100 o del total del presupuesto en más de un 10 por 100.

➤ Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del Proyecto.

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los Pliegos de Condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al Constructor, estando éste obligado a su vez a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba del Director de Obra.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el Constructor, habrá de dirigirla, dentro del plazo de tres días, a quien la hubiere dictado, el cual dará al Constructor el correspondiente recibo, si éste lo solicitase.

El Constructor podrá requerir al Director de Obra las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

➤ Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa.

Las reclamaciones que el Contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la Dirección Facultativa, sólo podrá presentarlas, a través del Director de Obra, ante la propiedad, si son de orden económico y de acuerdo a las condiciones estipuladas en los Pliegos de Condiciones correspondientes. Contra disposiciones de orden técnico del Ingeniero Técnico Director de Obra, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al Director de obra, el cual podrá limitar su contestación al acuse de recibo, que en todo caso será obligatorio para este tipo de reclamaciones.

➤ Recusación por el contratista del personal nombrado por el director de obra.

El Constructor no podrá recusar al Director de Obra o personal encargado por éstos de la vigilancia de las obras, ni pedir que por parte de la propiedad se designen otros facultativos para los reconocimientos y mediciones.

Cuando se crea perjudicado por la labor de éstos, procederá de acuerdo con lo estipulado en el asunto “Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa”, pero sin que por esta causa puedan interrumpirse ni perturbarse la marcha de los trabajos.

➤ Faltas del personal.

El Director de Obra, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al Contratista que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

El Contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso a lo estipulado en el Pliego de Condiciones particulares, y sin perjuicio de sus obligaciones como Contratista general de la obra.

5.4. Condiciones económicas

La garantía, cuyo ámbito de aplicación se muestra a continuación, incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

El ámbito general de la garantía es el siguiente, constando de dos puntos principales:

- Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

6. Condiciones técnicas

6.1. Sistemas generadores fotovoltaicos

6.1.1. Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. Los módulos que se instalarán en este proyecto son los de la gama Optimum modelo A-320M GSE ofertados por la empresa Atersa.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

En caso de variaciones respecto de esas características, estas deberán ser aprobadas por la dirección facultativa. Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP54.

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante. Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, el inversor contará con los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

6.1.2. Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir con lo especificado a continuación. En caso contrario se deberá contar con la aprobación expresa del Director Facultativo. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte será calculada según el CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc. Esta empresa garantiza que la estructura soporte cumple con lo exigido en el Código Técnico de la Edificación (CTE) y con la normativa básica de la edificación NBE-AE-88, estableciendo un límite máximo de sobrecarga de nieve de 1.4 kN/m². El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV -106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre la cubierta según lo indicado en el “Plano 5” del capítulo “Planos” de este proyecto.

6.1.3. Inversor

El inversor que se instalará en este proyecto es el Sunny Tripower 15000TL, también ofertado por la empresa Atersa. Las características técnicas más diferenciadas se podrán encontrar tanto en la memoria como en el Anexo relativo a cálculos eléctricos de este mismo proyecto. Además la ficha técnica correspondiente se podrá encontrar en el Anexo correspondiente a fichas técnicas de los equipos.

El inversor utilizado deberá ser capaz de extraer en todo momento la máxima potencia por modo de un seguidor de máxima potencia.

El inversor utilizado deberá satisfacer la norma UNE-EN 62093 para los componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales. Además también deberá satisfacer la norma UNE-EN 61683 para sistemas fotovoltaicos, acondicionadores de potencia, procedimiento para la medida del rendimiento.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, incorporando protecciones:

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

Cada inversor tendrá el control manual de encendido y apagado y conexión-desconexión al interfaz CA.

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10 % superior a las CEM. Además soportará picos de un 30 % superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. El autoconsumo de los equipos (pérdidas en

“vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal. A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa. Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

6.1.4. Cableado

En toda la instalación se usará un conductor de baja tensión de cobre, de tipo aislado, con una tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV y debido a que parte del cableado se encuentra a la intemperie un aislamiento XLPE (polietileno reticulado) que puede soportar una temperatura máxima de 90°, normalizado según la norma UNE 21.123.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %, y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

6.1.5. Armarios de protección

El armario de inversor y protecciones presente en la instalación deberá estar fabricado en poliéster reforzado con fibra de vidrio con un grado de protección IP65.

6.1.6. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Vm y 0,85 Vm respectivamente) serán para cada fase.

6.1.7. Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

7. Normas generales de montaje

Las instalaciones se realizarán siguiendo las prácticas normales para obtener un buen funcionamiento, por lo que se respetarán las especificaciones e instrucciones de las empresas suministradoras.

El montaje de la instalación se realizará ajustándose a las indicaciones y planos del proyecto.

Cuando en la obra sea necesario hacer modificaciones en estos planos o condiciones previstas o sustituir por otros los aparatos aprobados, se solicitará permiso a la Dirección Facultativa.

En todos los equipos se dispondrán las protecciones pertinentes para evitar accidentes. En aquellas partes móviles de las máquinas y motores se dispondrán envolventes o rejillas metálicas de protección.

Durante el proceso de instalación se protegerán debidamente todos los aparatos, colocándose tapones o cubiertas en las tuberías que vayan a quedar abiertas durante algún tiempo.

Una vez finalizado el montaje se procederá a la limpieza total de los tubos tanto exterior como interiormente.

8. Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.



ULL

Universidad de La Laguna

Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Tecnología

PRESUPUESTO Y MEDICIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

**Instalación fotovoltaica conectada a red sobre cubierta nave 2 de la Facultad de
Informática con punto de recarga para vehículos eléctricos**

Autor/es: Marcos Quintero Reyes

Tutor: Ernesto Pereda de Pablo

Septiembre 2016

ÍNDICE

| | |
|--|---|
| 1. Instalación fotovoltaica | 2 |
| 2. Instalación eléctrica | 2 |
| 2.1. Protecciones..... | 2 |
| 2.2. Cableado..... | 3 |
| 2.3. Canalizaciones..... | 3 |
| 2.4. Puesta a tierra | 4 |
| 2.5. Armarios..... | 4 |
| 2.6. Excavación | 4 |
| 3. PRESUPUESTO INDUSTRIAL | 5 |

1. Instalación fotovoltaica

| Elemento | Cantidad | Precio unitario (€) | Importe (€) |
|--|----------|---------------------|-------------|
| Módulo Gama Optimum A-320 GSE | 40 | 438,40 | 17536 |
| Estructura Soporte Sistema coplanar 5 paneles | 8 | 210,00 | 1680 |
| Inversor Sunny Tripower 15000TL 15 kW | 1 | 5805,9 | 5805,9 |
| SAVE RVE2-PM3, 2 Tomas Tipo II 2x32A, 2x7,2kW, 230 V | 1 | 4497,13 | 4497,13 |

2. Instalación eléctrica

2.1. Protecciones

| Elemento | Cantidad | Precio unitario (€) | Importe (€) |
|--|----------|---------------------|-------------|
| Cuadro CC Caja estanca Vector IP65, Protección clase II, 4 portafusibles de 900 V y 10 A, fusibles 10 A | 1 | 110,25 | 110,25 |
| Cuadro CA Caja estanca Vector IP65, Protección clase II, interruptor magnetotérmico 4P, 6 kV, 30 A | 1 | 114,76 | 114,76 |
| Cuadro de Protección y medida CPM protección IP65, seccionador de carga 30 A, contador bidireccional Cirwatt B410D Circuitor | 1 | 348,25 | 348,25 |

2.2. Cableado

| Elemento | Ud. (m) | Precio unitario (€/m) | Importe (€) |
|--|---------|-----------------------|-------------|
| Módulos – CPCC Conductor Cu RV-K 0,6/1kV 1x4 mm ² | 105 | 0,75 | 78,75 |
| CPCC - Inversor Conductor Cu RV-K 0,6/1kV 1x4 mm ² | 4 | 0,75 | 3,00 |
| Inversor – CPCA Conductor Cu RV-K 0,6/1kV 4*(1x6 mm ²) | 2 | 1,30 | 2,60 |
| CPCA – CPM Conductor Cu RV-K 0,6/1kV 4*(1x25 mm ²) | 150 | 8,20 | 1230 |

2.3. Canalizaciones

| Elemento | Ud. (m) | Precio unitario (€/m) | Importe (€) |
|--|---------|-----------------------|-------------|
| Tubo flexible PVC sobre pared Ø 20 mm, aislante y no propagador de llama | 109 | 1,30 | 141,70 |
| Tubo flexible PVC sobre pared Ø 16 mm, aislante y no propagador de llama | 4 | 0,82 | 3,28 |
| Tubo rígido PVC enterrado Ø 40 mm, aislante y no propagador de llama | 156 | 3,3 | 514,8 |

2.4. Puesta a tierra

| Elemento | Ud. (m) | Precio unitario (€/m) | Importe (€) |
|--|---------|-----------------------|-------------|
| Línea Principal (CPCA – CPM) Sección 16 mm ² Conductor Cu RV 0,6/1kV | 25 | 2,56 | 64,00 |
| Línea Principal (Módulos – Inversor) Sección 4 mm ² Conductor Cu RV 0,6/1kV | 105 | 0,91 | 95,55 |
| Pica de Puesta a Tierra Acero con recubrimiento Cu 2 m de longitud y Ø 14,6 mm | 1 | 14,90 | 14,90 |

2.5. Armarios

| Elemento | Cantidad | Precio unitario (€) | Importe (€) |
|--|----------|---------------------|-------------|
| Safy box Art Art – 107 (1000x750x300 mm) Protección IP65 | 1 | 541,37 | 541,37 |

2.6. Excavación

| Elemento | Ud. (m) | Precio unitario (€/m ³) | Importe (€) |
|---|---------|-------------------------------------|-------------|
| Zanja en asfalto para canalización eléctrica a 0,4 m de profundidad y 0,5 m de ancho. | 2,5 | 23,56 | 58,9 |

3. PRESUPUESTO INDUSTRIAL

| PRESUPUESTO | EUROS | % |
|---|-----------------|--------|
| Instalación fotovoltaica | 32609,09 | 94,5 % |
| Instalación eléctrica | 1887,61 | 5,5 % |
| TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL | 34496,7 | |
| | | |
| GASTOS GENERALES (15%) | 5174,51 | |
| | | |
| BENEFICIO INDUSTRIAL (10%) | 3449,67 | |
| | | |
| SUMA GG Y BI | 8624,18 | |
| | | |
| IGIC (7%) | 3018,46 | |
| | | |
| TOTAL PRESUPUESTO POR CONTRATA | 46139,34 | |

Conclusions

In this Final Degree Project I have conducted a study about photovoltaic solar energy that can be used for the 2 industrial unit roof of the Faculty of Computer Science. To this end the orientation and inclination limits of the modules has been determined and it has been verified that the 2 industrial unit fulfils them perfectly.

With no financial aid for the sale of photovoltaic energy the consumption must be adjusted as much as possible to the generation. The industrial unit is next to a parking so to make the most of the excess energy, it has been installed a charging point for electric vehicles of 14.4 kW with two sockets capable of charging two vehicles. The annual consumption of the charging point and the generation of photovoltaic energy enable that most of the time the EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) will be powered exclusively from the PV system.

One possibility to raise the economic performance of the recharging station would be increasing the annual number of days the parking of the Faculty is open.

On the other hand the photovoltaic system could be also made bigger taking advantage of the other industrial unit's roof and therefore having more charging points.

It is a technology boom that will has more and more demand for this PV systems. The combination of renewable energy as a source of supply for these systems seems logical and will have certainly a place in our society.

