



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE BALANCE
NETO MEDIANTE GESTIÓN DE
ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO E
INTEGRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA PARA UNA INSTALACIÓN
DE 6 KW, CON CAPACIDAD DE
FUNCIONAMIENTO EN MODO ISLA Y
UBICADO EN PATERNA**

AUTOR: Antonio Hernández Espín

TUTOR: Alfredo Quijano López

Curso Académico: 2018-19

“Quiero agradecer el apoyo continuo que durante el desarrollo de este trabajo he recibido por parte de mi familia y mis compañeros. Además, agradecer a mi tutor la oportunidad que me ha brindado; así como al personal de ITE, en especial a Neus Pitarch, por sus consejos y su dedicación”

RESUMEN

Este trabajo tiene como objeto diseñar un sistema de autoconsumo con balance neto mediante la implementación de un sistema de gestión automatizada de un sistema de almacenamiento energético (ESS) con la capacidad de funcionar conectado a la red eléctrica y en modo isla para casos de excepción. Este diseño será testeado y validado en instalación real, en la sede del Instituto Tecnológico de la Energía (ITE), ubicada en la localidad de Paterna.

La metodología a emplear en el desarrollo de este trabajo implicará, en primer lugar, el dimensionado de una instalación fotovoltaica (PV) y del ESS requeridos para cumplir con la capacidad de diseño establecida. Tanto las características de la curva de demanda de la instalación como las limitaciones estructurales del edificio serán tomadas en cuenta para el dimensionado de los equipos y la instalación final.

A continuación, se realizará el diseño de la infraestructura eléctrica, así como la selección de equipos y el alcance de la obra civil necesaria para la implementación de dicha solución. También se definirá un sistema de monitorización de la instalación, así como el sistema de control de la misma.

Se profundizará en el diseño e implementación del sistema de control de la instalación a través de pruebas de laboratorio con equipos reales. Uno de los objetivos principales a alcanzar con el sistema de control es lograr que la instalación diseñada sea capaz de funcionar tanto conectada a la red como en modo aislado.

Palabras Clave: Balance neto; autoconsumo; almacenamiento energético; baterías; instalación energía renovable; gestión energética

RESUM

Aquest treball té com a objecte dissenyar un sistema d'autoconsum amb balanç net mitjançant la implementació d'un sistema de gestió automatitzada d'un sistema d'emmagatzematge energètic (ESS) amb la capacitat de funcionar connectat a la xarxa elèctrica i en manera illa per a casos d'excepció. Aquest disseny serà testat i validat en instal·lació real, en la seu de l'Institut Tecnològic de l'Energia (ITE), situada en la localitat de Paterna.

La metodologia a emprar en el desenvolupament d'aquest treball implicarà, en primer lloc, el dimensionament d'una instal·lació fotovoltaica (PV) i del ESS requerits per a complir amb la capacitat de disseny establida. Tant les característiques de la corba de demanda de la instal·lació com les limitacions estructurals de l'edifici seran preses en compte per al dimensionament dels equips i la instal·lació final.

A continuació, es realitzarà el disseny de la infraestructura elèctrica, així com la selecció d'equips i l'abast de l'obra civil necessària per a la implementació d'aquesta solució. També es definirà un sistema de monitoratge de la instal·lació, així com el sistema de control d'aquesta.

S'aprofundirà en el disseny i implementació del sistema de control de la instal·lació a través de proves de laboratori amb equips reals. Un dels objectius principals a aconseguir amb el sistema de control és aconseguir que la instal·lació dissenyada siga capaç de funcionar tant connectada a la xarxa com en manera aïllada.

Paraules clau: Balanç net; autoconsum; emmagatzematge energètic; bateries; instal·lació energia renovable; gestió energètica

ABSTRACT

The purpose of this project is to design a self-consumption net metering system throughout the implementation of an automated management system in an energy storage system (ESS), in a way in which this system can operate both connected to the public grid and off-grid for occasional situations. This design will be tested and validated in a real installation in Instituto Tecnológico de la Energía headquarters, in Paterna.

The project's methodology for its development will include, firstly, photovoltaic (PV) and energy storage system sizing which are required for the design capacity previously defined. Both building's demand curve and structural constraints will be considered in the sizing process for the equipment and the complete installation.

Then, electric infrastructure will be designed, as well as the equipment selection and civil works required for this solution. Also, a monitoring system and a control system will be defined for the installation.

Further study on the control system design and implementation will be undertaken throughout laboratory tests with real devices. One of the main objectives is for the installation to be able to operate both connected to the public grid and off-grid.

Keywords: net metering; self-consumption; energy storage; batteries; renewable energy installations; energy management

ÍNDICE

MEMORIA	0
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1. Introducción y contexto	1
1.2. Objetivo	2
1.3. Normativa de aplicación.....	4
CAPÍTULO 2. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	8
2.1. Caracterización de la demanda	8
2.1.1. Consumo mensual.....	10
2.1.2. Consumo diario	13
2.2. Dimensionado de la instalación fotovoltaica	17
2.3. Dimensionado del sistema de almacenamiento de energía	23
2.4. Selección del equipamiento	27
2.4.1. Módulos Fotovoltaicos	28
2.4.2. Inversor	29
2.4.3. Acumuladores	31
2.4.4. Controlador de carga de las baterías	32
2.5. Disposición de los módulos y estructura soporte	34
2.6. Diseño de la infraestructura eléctrica	36
2.6.1. Dimensionado del cableado	37
2.6.2. Dimensionado del bus de continua.....	44
2.6.3. Protecciones.....	45
2.7. Descripción de la obra civil.....	48
2.8. Sistema de control y monitorización energética.....	49
CAPÍTULO 3: ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL DE LA INSTALACIÓN	50
3.1. Descripción de la instalación en la que se realizan las pruebas.....	50

3.2. Plan de pruebas.....	55
3.3. Resultados y análisis.....	58
PRESUPUESTO	67
1. Presupuestos parciales.....	68
2. Presupuesto total	70
3. Análisis de viabilidad económica y reducción de emisiones.....	71
PLANOS.....	73
Índice de planos	74
PLIEGO DE CONDICIONES.....	76
BIBLIOGRAFÍA.....	81
CONCLUSIONES	83
ANEXOS.....	84
Anexo I. Fichas Técnicas	85
Anexo II. Simulaciones en software PVSYST	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen parámetros clave para la caracterización de la demanda anual	9
Tabla 2: Horas en las que se supera un determinado valor de potencia demandada.....	19
Tabla 3: Relación entre potencia y producción FV.....	20
Tabla 4: Extracto de hoja de cálculo para energía inyectada en días hábiles.....	25
Tabla 5: Resumen especificaciones técnicas de los equipos seleccionados	33
Tabla 6: Listado de cableado.....	38
Tabla 7: Conductividad del cobre en función de la temperatura	39
Tabla 8: Cableado Inversor/Batería/Controlador de carga – Bus de continua	41
Tabla 9: Resumen secciones calculadas.....	43
Tabla 10: Tabla resumen secciones de fase y de protección	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Medidas del consumo diario clasificadas	9
Fig. 2. Consumo eléctrico mensual	10
Fig. 3. Curva de carga para el mes de menor consumo	11
Fig. 4. Curva de carga para el mes representativo	11
Fig. 5. Curva de carga para el mes de mayor consumo.....	12
Fig. 6. Curva de carga para el día 28 de enero	13
Fig. 7. Curva de carga para el día 7 de marzo	13
Fig. 8. Curva de carga para el día 13 de mayo.....	14
Fig. 9. Curva de carga para el día 17 de noviembre	14
Fig. 10. Curva de carga para el día 1 de agosto.....	14
Fig. 11. Curva de carga para el 7 de agosto (día no hábil)	15
Fig. 12. Curva de carga para el 20 de noviembre (día no hábil).....	16
Fig. 13. Medidas de potencia demandada clasificadas	19
Fig. 14. Demanda mensual y producción FV mensual (opción 6 kW)	20
Fig. 15. Demanda mensual y producción FV mensual (opción 7 kW)	21
Fig. 16. Factores de dimensionado del inversor recomendados	21
Fig. 17. Energía disponible a la salida del inversor y demanda, para dos días no-hábiles.....	24
Fig. 18. Relación voltaje-potencia en una ficha técnica de un controlador de carga	26
Fig. 19. Representación esquemática de la instalación	27
Fig. 20. Características eléctricas módulo FV	28
Fig. 21. Países cuyos códigos de conformidad de la red son seleccionables en el inversor	30
Fig. 22. Curva I-V del módulo fotovoltaico seleccionado.....	32
Fig. 23. Especificaciones mecánicas del modelo de panel FV seleccionado	34
Fig. 24. Distancia entre paneles	35
Fig. 25. Catálogo International Bronmetal. Intensidad admisible según DIN 43671	44
Fig. 26. Relación entre los conductores de protección y los de fase	45

Fig. 27. Color Control GX	49
Fig. 28. Inversores de la instalación de laboratorio	51
Fig. 29. Batería de la instalación de laboratorio.....	52
Fig. 30. Banco de resistencias de la instalación de laboratorio	52
Fig. 31. Analizador de red en la instalación de laboratorio.....	53
Fig. 32. Fotografía del conjunto de la instalación de laboratorio	54
Fig. 33. Esquema secuencial del plan de pruebas.....	55
Fig. 34. Curva de carga formada por las consignas de potencia del banco de resistencias.....	57
Fig. 35. Gráfica con las medidas de tensión realizadas	58
Fig. 36. Gráfica con las medidas de corriente realizadas	59
Fig. 37. Bajada de la frecuencia en la conmutación red-isla	60
Fig. 38. Comparativa tensión – intensidad en fase 1	61
Fig. 39. Potencia fase 1.....	62
Fig. 40. Detalle potencia en fase 1: pico de potencia y reconexión.....	62
Fig. 41. Comparación potencia L1 – tensión L1 en la conmutación.....	63
Fig. 42. Comparación consignas de potencia vs potencia real.....	64
Fig. 43. Detalle de la frecuencia: comparación red-isla	65
Fig. 44. Comparación potencia L1 – tensión L1 ante escalones.....	66

MEMORIA

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

Los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) marcados por las Directivas Europeas publicadas en los últimos años implican necesariamente un aumento de la generación de energía a partir de fuentes renovables, sustituyendo progresivamente a los combustibles fósiles. Esta hoja de ruta, marcada por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo, supuso un punto de partida estratégico que, 10 años después, comienza a ver sus frutos. En toda Europa se ha producido un fuerte aumento de la generación de energía renovable (Eurostat, 2019), y su presencia en el mix energético es cada día mayor. Además, no solo las grandes centrales solares fotovoltaicas o eólicas han sido partícipes de este proceso, sino que también se ha producido un aumento de la generación distribuida que se realiza en los propios lugares de consumo, reduciendo así las pérdidas por transporte.

En esta modalidad de generación renovable distribuida, sin duda es la energía solar fotovoltaica la que se ha posicionado ya como tecnología líder indiscutible en instalaciones de autoconsumo o balance neto. Tras unos años en los que se ha producido una importante disminución en los precios (IRENA, 2017) de los paneles solares fotovoltaicos, así como en las baterías para la acumulación de energía; la combinación de ambos para producción distribuida de energía ha demostrado ser una tecnología madura y rentable. Estas instalaciones producen ahorros significativos en la factura eléctrica, y es por ello por lo que su potencia instalada no deja de aumentar en los países en los que la legislación se está adaptando a las necesidades de este tipo de instalaciones.

En el caso de España, el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, sentó las bases para un desarrollo normativo que permita un aumento del número de instalaciones de autoconsumo renovable. Especialmente en este país el potencial de desarrollo de estas instalaciones es enorme, pues se dispone de gran cantidad de recurso solar disponible y, además, todavía no existe un número elevado de instalaciones de autoconsumo o balance neto.

Tras la aprobación de dicho Real Decreto (RD), el siguiente paso legislativo que se ha dado ha sido el RD 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, el cual se analiza en el apartado de Normativa.

Por todo ello, el contexto en el que se enmarca este TFG es ventajoso para el tipo de instalación que se pretende diseñar. Se puede afirmar que este contexto supone una gran oportunidad para producir un impacto positivo, tanto económico como medioambiental, que

repercuta tanto en el usuario que disponga de la instalación como en el resto de usuarios de la red, y en la sociedad en su conjunto.

1.2. OBJETIVO

El objetivo principal de este trabajo es el diseño de una instalación que permita generar ahorros en la factura eléctrica mediante la utilización de paneles fotovoltaicos. De esta forma, se generará una cantidad de energía que puede ser autoconsumida, almacenada para su posterior consumo o vertida a red, recibiendo una compensación económica por ello (balance neto/facturación neta). Esta última posibilidad, la de verter energía a la red mediante un mecanismo de facturación neta, permite disminuir la capacidad de las baterías de la instalación sin disminuir apenas los ahorros, reduciendo así significativamente la inversión inicial, por ser la batería uno de los elementos que más peso tiene en el presupuesto de esta instalación.

Sin perder de vista este objetivo principal, cabe destacar otros objetivos complementarios que se asocian al uso de esta instalación. En concreto, uno de estos objetivos es el de disponer de la posibilidad de funcionar en “modo isla” ante un fallo o desconexión repentina de la red, permitiendo que los aparatos más sensibles (ordenadores, monitores...) no se desconecten. Esta funcionalidad se consigue gracias a un inversor inteligente que puede ser configurado para suministrar una alimentación ininterrumpida a las cargas aunque la red falle, siempre y cuando se esté generando energía en los paneles FV o haya energía almacenada en la batería. Por tanto, esta instalación disminuye las probabilidades de que un fallo en la red provoque problemas en esos equipos más sensibles.

Otro de los objetivos de este TFG será el de testear un mecanismo de alimentación ininterrumpida, equivalente al de la instalación diseñada, haciendo uso de una instalación real similar situada en un laboratorio en las instalaciones de ITE (Instituto Tecnológico de la Energía) en Paterna.

Además, la elevada capacidad de gestión energética que ofrece esta instalación (funcionamiento en modo isla, almacenamiento de energía, posibilidad de verter a red, monitorización detallada...) podría ser muy útil para su utilización por parte de un “agregador de la demanda”, una nueva figura del mercado eléctrico español que podría tomar relevancia en los próximos tiempos. Este agente del mercado se encargaría de agrupar a distintos agentes (entre otros, pequeños autoconsumidores) para hacer un uso más eficaz de sus recursos y desarrollar mecanismos de respuesta de la demanda según las necesidades de la red, beneficiándose económicamente de ello. Si bien este no es un objetivo que se haya

desarrollado en este TFG, cabe mencionarlo como un aspecto que podría suponer una ventaja en un futuro próximo, pues se trata de un nicho de mercado con gran potencial.

Por último, otro objetivo que cumple esta instalación es el de provocar una reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, al ser la energía solar fotovoltaica una fuente de energía renovable y de cero emisiones.

En resumen, se pueden definir los objetivos de este TFG en los siguientes puntos:

- Diseño de una instalación que permita la producción de ahorros en la factura eléctrica y reducción de emisiones.
- Posibilidad de funcionamiento en “modo isla”, con alimentación ininterrumpida ante desconexión repentina de la red.
- Testeo del “modo isla” en laboratorio.

Estos objetivos se relacionan directamente con algunos de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), definidos por la ONU para el periodo 2015-2030. En concreto, esos ODS son:

- Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.
- Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación.
- Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

1.3. NORMATIVA DE APLICACIÓN

El autoconsumo de energía eléctrica se ha enfrentado a una serie de barreras regulatorias existentes que han dificultado el desarrollo y la viabilidad económica de esta actividad en España. Por lo tanto, resulta de vital importancia en este TFG incluir un análisis de la normativa vigente que aclare cuál es el marco legal en el que se desarrollará la instalación a proyectar.

En este sentido, el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, proporciona un nuevo marco regulatorio en lo relativo a las instalaciones de autoconsumo según el cual, cito textualmente: *“La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes”*.

En él se definen, a efectos legales, dos tipos de instalaciones de autoconsumo:

- Sin excedentes de producción vertidos a red
- Con excedentes de producción vertidos a red

La instalación que se diseña en este TFG corresponde al segundo grupo de instalaciones.

De cara a la realización de este proyecto, será necesario registrar la instalación de autoconsumo en “el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica que será telemático, declarativo y de acceso gratuito”, creado por el Ministerio para la Transición Ecológica.

Por otra parte, las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes (entre las que se encontraría la instalación que se proyecta) no tendrán la obligación de inscribirse en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, al que se hace referencia en el artículo 21 de la Ley del Sector Eléctrico.

Según se expuso en este Real Decreto-ley 15/2018, en el caso en el que existan excedentes vertidos a red, las condiciones de venta de esa energía serían las mismas que las de cualquier otro productor. Sin embargo, según se cita en el mismo texto, se podrán desarrollar reglamentariamente “mecanismos de compensación simplificada” entre déficits de las instalaciones de autoconsumo y excedentes de producción de las mismas.

Finalmente, el desarrollo legislativo de este mecanismo de compensación se definió en el recientemente publicado Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. En los siguientes párrafos se exponen los aspectos de esta normativa que afectan de forma directa a la instalación proyectada.

Se definen dos tipos de instalaciones para la modalidad de autoconsumo con excedentes:

- Acogidas al mecanismo de compensación de excedentes. Deben cumplir las siguientes condiciones:
 - Fuente de energía renovable.
 - Potencia total instalada < 100 kW.
 - Un contrato único de suministro con la comercializadora.
 - El consumidor y productor asociado deben haber suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.
 - Instalación de producción no sujeta a un régimen retributivo adicional o específico.
- No acogidas al mecanismo de compensación de excedentes voluntariamente, o simplemente porque no cumplen con las condiciones expuestas para la modalidad anterior.

Dado que la instalación que se diseña en este TFG cumple con las condiciones requeridas para acogerse al mecanismo de compensación de excedentes, esa será la modalidad escogida. En consecuencia, el resto del análisis de este RD se centrará en lo relacionado a este tipo de instalaciones.

De esta forma, según lo dispuesto en el artículo 7, la instalación estará exenta de obtener permisos de acceso y conexión, por ser una instalación de autoconsumo con excedentes, menor de 15 kW, emplazada en suelo urbano. Además, las medidas de energía deben ser realizadas en el punto frontera mediante un equipo de medida bidireccional, de resolución mínima horaria. En cualquier caso, este equipo debe cumplir con lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, publicado en el Real Decreto 1110/2007. La empresa distribuidora será la encargada de proceder a la lectura de las medidas y de realizar los saldos netos horarios de energía consumida y vertida a la red.

En cuanto a esa energía vertida a la red, este RD establece que, para instalaciones acogidas al mecanismo de compensación simplificada, la energía horaria excedentaria no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre.

El mecanismo de compensación simplificada es la gran novedad que incluye el Real Decreto 244/2019 y queda definido en el artículo 14 del mismo. Mediante este mecanismo, un autoconsumidor de energía eléctrica podrá establecer un contrato de compensación de excedentes con la compañía comercializadora, de tal forma que se pacte libremente entre las partes un precio horario para la energía horaria consumida de la red y, además, un precio horario al que será valorada la energía horaria excedentaria de la instalación de autoconsumo.

Una vez multiplicados dichos precios por las cantidades de energía horaria consumida de la red o excedentaria, deberá descontarse el término de energía horaria excedentaria sobre las cantidades a facturar antes de impuestos, produciendo un ahorro en la factura. Sin embargo, se restringe el valor máximo de este término, pues *“la cuantía a descontar será tal que en ningún caso el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor*

económico de horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes”.

En lo relativo al pago de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, el término de potencia se calculará en base a la potencia contratada y el término de energía en base a la energía horaria consumida de red. Es decir, no se incluye ningún término adicional por el hecho de disponer de una instalación de autoconsumo. De hecho, el término de energía se verá reducido gracias a la instalación de autoconsumo, por la disminución de energía horaria consumida de la red.

También cabe mencionar que este RD modifica el artículo 12.2 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. De esta forma, las instalaciones de generación dejan de ser obligatoriamente trifásicas a partir de los 5 kW, siendo el nuevo límite de 15 kW. Por lo tanto, la instalación a proyectar podrá ser monofásica.

En definitiva, el Real Decreto 244/2019 define un sistema de “facturación neta” que será el marco legal y económico en el que se encuadra este TFG. A pesar de que en el título del TFG se plantea el término “balance neto”, se ha considerado más preciso utilizar el concepto “facturación neta” en la redacción del trabajo, pues en este RD se define una compensación en términos económicos, no un balance de energía.

En cuanto a otras normativas a tener en cuenta, se tomará como referencia para describir las restricciones técnicas que afectan a este TFG el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, publicado en el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. En concreto, dentro de las instrucciones Técnicas Complementarias, se hará especial hincapié en la norma *ITC-BT-30: Instalaciones en Locales de Características Especiales*, ya que en su apartado 7 se regulan las condiciones de las instalaciones en locales en que existan baterías de acumuladores. Dentro de las ITC, también se tendrá en cuenta el *ITC-BT-40: Instalaciones Generadoras de Baja Tensión*, en concreto el apartado 4.3 en el que se regulan las condiciones de las instalaciones de generación interconectadas.

De hecho, el Real Decreto 244/2019 incluye varias modificaciones en el ITC-BT-40 para las modalidades de autoconsumo con excedentes. Entre otras, la obligatoriedad de incluir protección diferencial de tipo A de 30 mA en instalaciones accesibles al público general o zonas residenciales.

Adicionalmente, dado que la instalación va a estar ubicada en la cubierta de un edificio, será de aplicación el Código Técnico de la Edificación publicado en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

Por último, resaltar que las normas específicas relacionadas con el dimensionado del cableado y las protecciones de tipo eléctrico no se incluyen en este apartado, sino que se describen y enumeran en su correspondiente apartado “2.6. Diseño de la infraestructura eléctrica”.

Se procede a listar las principales normativas de aplicación a este proyecto:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 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. (*VARIOS ARTÍCULOS DEROGADOS*)
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- 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 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

CAPÍTULO 2. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

2.1. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

En este apartado se analizará la curva de demanda de la instalación con el objetivo de dimensionar posteriormente la instalación fotovoltaica.

Para este análisis se dispone de los datos reales de potencia demandada por el edificio en el que se va a colocar la instalación, con un intervalo de medida de 5 minutos, durante el año 2016. Los datos han sido escalados, siendo igualmente aplicables al desarrollo de este TFG, pues la forma de la curva de carga se corresponde con la original. No se han podido obtener datos más recientes de demanda del edificio, pero se considera que estos datos son representativos del consumo energético actual del edificio, ya que su uso apenas se ha modificado desde ese año.

Es necesario considerar en primer lugar cuál es el uso del edificio para un correcto análisis de la demanda del mismo. En este caso, se trata de un edificio de oficinas, aunque dispone de algún laboratorio. Por lo tanto, se dividirán los consumos diarios en dos tipologías, atendiendo al tipo de uso que se hace del edificio:

- Días hábiles: son los días en los que hay personal trabajando en el edificio. Típicamente coincidirán con la semana laboral de lunes a viernes.
- Días no-hábiles: son los días en los que no hay personal trabajando en el edificio. Coincidirán, en general, con fines de semana y festivos.

En la siguiente figura (*Fig. 1*) se adjunta un gráfico en el que se puede apreciar la división 0,9 entre días hábiles y días no-hábiles. Existe una cantidad mucho menor de días en los que el consumo se encuentra entre los 26,5 y los 34 kWh, representada en la gráfica mediante dos pequeñas “discontinuidades” (en realidad no son discontinuidades porque es un gráfico de dispersión con valores discretos, simplemente lo que se aprecia es una menor densidad de puntos). Esto indica que entre estos dos valores se encuentra la frontera entre los días hábiles y los no-hábiles. De este modo, se considerarán como días no-hábiles aquellos cuyo consumo sea menor de 26,5 kWh, siendo el resto días hábiles.

Existe un total de 12 días (el 3,3%) que se encuentran dentro del intervalo de frontera y son difícilmente clasificables. Finalmente se ha optado por considerarlos hábiles, aunque la actividad haya sido bastante reducida.

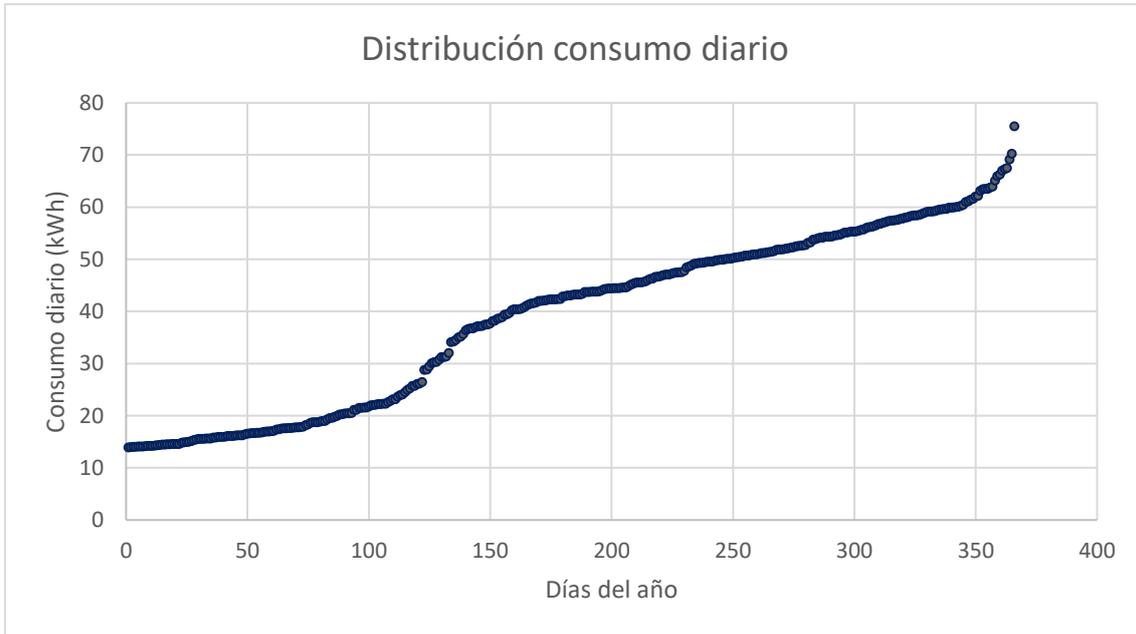


Fig. 1. Medidas del consumo diario clasificadas

Se adjunta una tabla a modo de resumen, la cual contiene los parámetros más relevantes para caracterizar la demanda:

Tabla 1: Resumen parámetros clave para la caracterización de la demanda anual

Consumo eléctrico anual (kWh)	Potencia máxima ¹ (kW)	Potencia base ² (kW)	Días no-hábiles	Días hábiles
14.213	9,00	0,65	122	244

¹ Registrada el día 28/01/2016 a las 09:10

² Calculada como la potencia promedio de los días no-hábiles

2.1.1. Consumo mensual

Para analizar el consumo mensual se utiliza la siguiente figura. Exceptuando el mes de agosto, se puede decir que el consumo eléctrico es bastante estable mensualmente, con pequeñas variaciones respecto a la media. Las variaciones más elevadas respecto a la media se producen en los meses de mayo y junio (+22% y +17%) y, por debajo, en noviembre (-10%) y agosto (-42%). El resto de los meses el consumo queda por debajo del 10% de variación respecto a la media y es por esto por lo que se afirma que el consumo es estable sin contar con el mes de agosto, que presenta un comportamiento distinto.

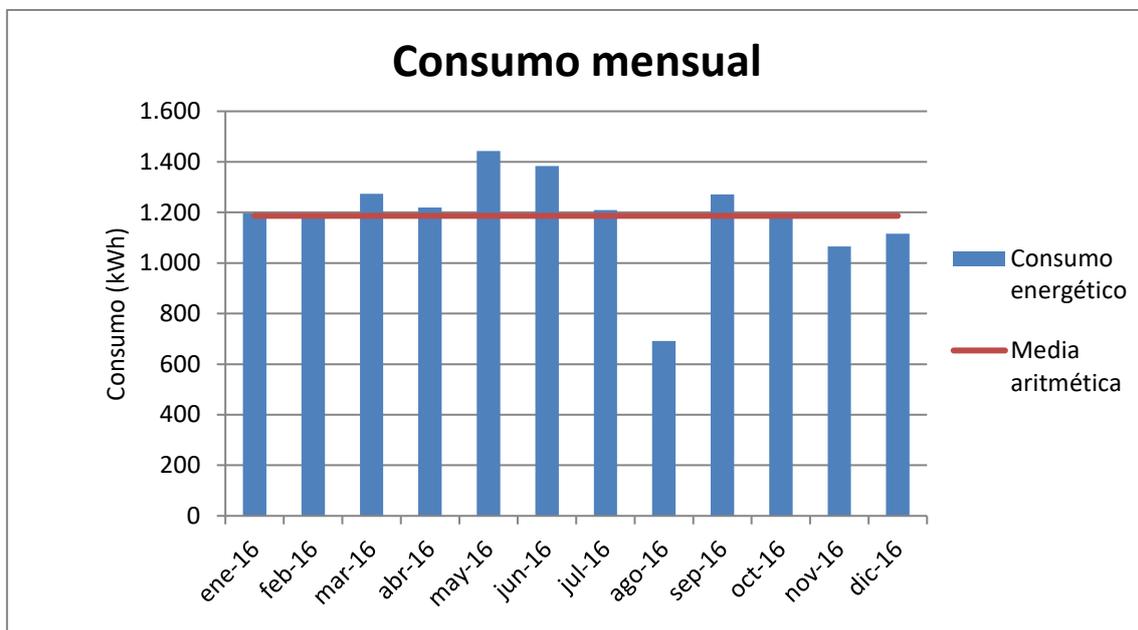


Fig. 2. Consumo eléctrico mensual

En el siguiente gráfico (Fig. 3) se puede observar mejor a qué se debe ese bajo consumo eléctrico en agosto, y es que solo tiene 8 días hábiles en todo el mes. Se consume el resto del tiempo a la potencia base (alrededor de 0,6 kW para ese mes).

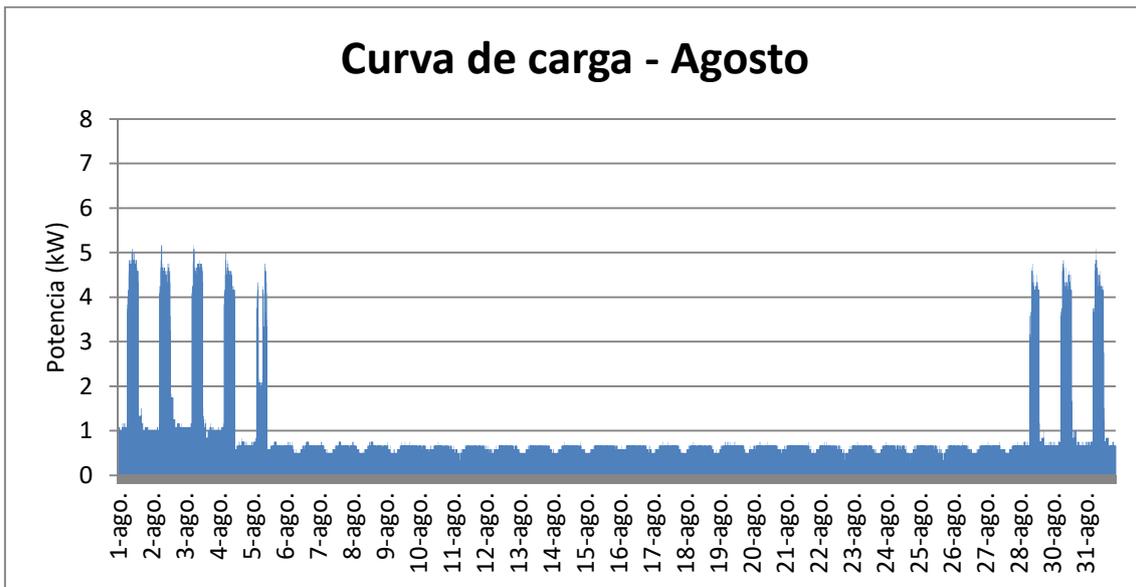


Fig. 3. Curva de carga para el mes de menor consumo

Para continuar, se tomará el mes de febrero como ejemplo de un mes de consumo típico que sea representativo del uso habitual. De hecho, exceptuando el mes de agosto, todos los meses siguen una estructura similar a la que se expone a continuación.

Se puede observar en la siguiente figura un gráfico en el que se representa la curva de carga para dicho mes. Se distingue claramente cómo los consumos más elevados se producen en intervalos de 5 días (de lunes a viernes) con parones de dos días (fines de semana) en los que el consumo es el de la potencia base (alrededor de 0,7 kW para este mes). Además, se observa que entre día y día también hay horas de consumo base. Posteriormente se verá que esto está relacionado con el horario laboral.

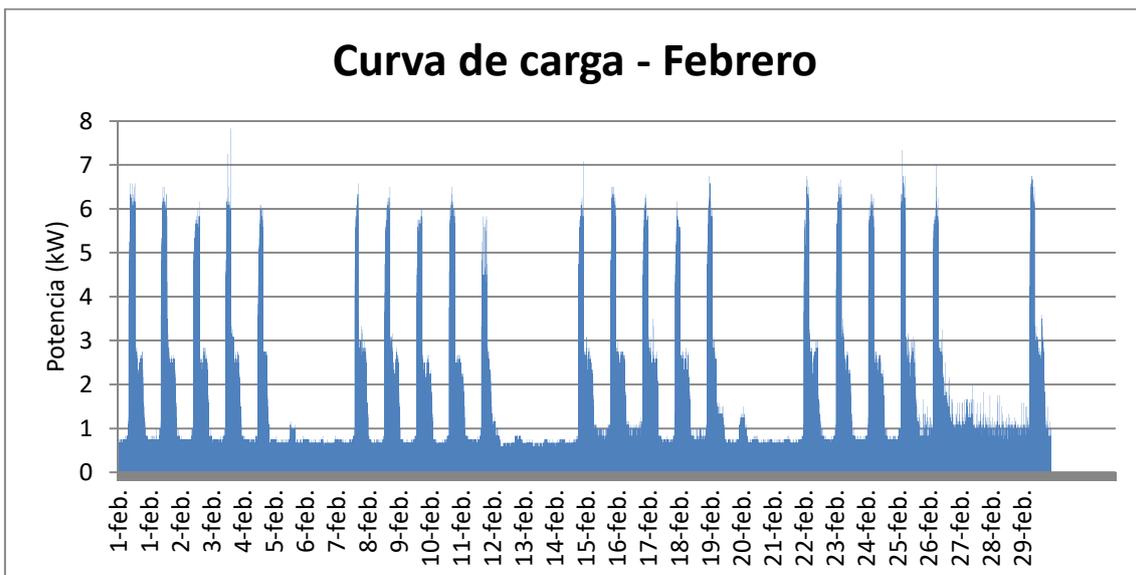


Fig. 4. Curva de carga para el mes representativo

En este caso, se indica en la siguiente figura la curva de carga del mes con mayor consumo eléctrico (mayo). No se observan diferencias sustanciales respecto al mes típico (febrero) en cuanto a la forma de la curva. Básicamente, se siguen los patrones de consumo previamente descritos. Sin embargo, llama la atención que la potencia base es algo mayor (aproximadamente 1,1 kW frente a los 0,7 kW anteriores).

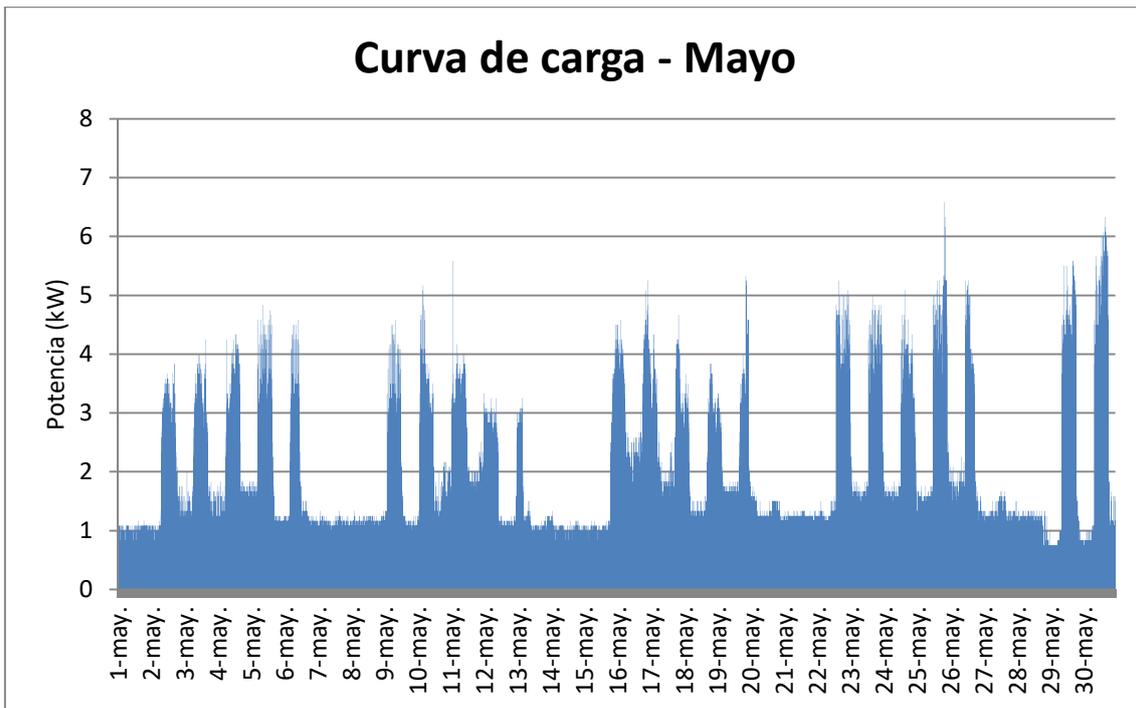


Fig. 5. Curva de carga para el mes de mayor consumo

2.1.2. Consumo diario

El análisis del consumo diario estará íntimamente relacionado con el horario laboral. Fuera del horario laboral y en días no hábiles tendrán lugar los consumos a potencia base, mientras que durante el horario laboral la potencia demandada será mayor.

En las siguientes páginas se muestra una selección de días laborables a analizar, aunque la información que permite sacar conclusiones al respecto se ha recabado teniendo en cuenta el comportamiento de muchos otros días:

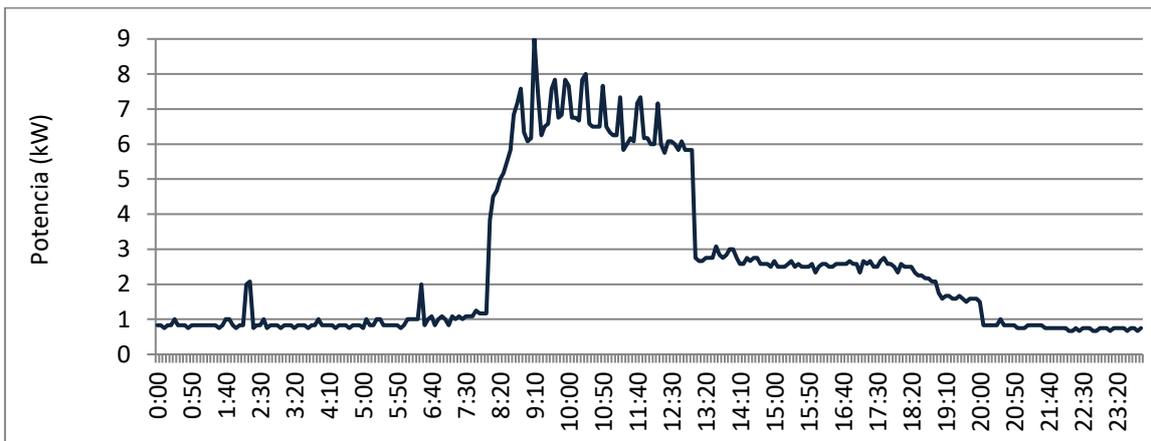


Fig. 6. Curva de carga para el día 28 de enero

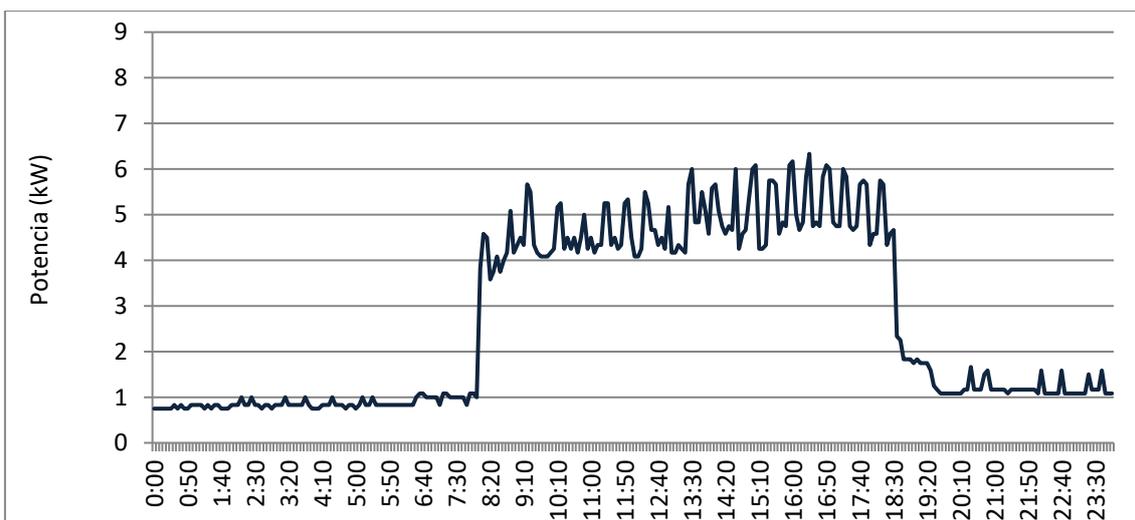


Fig. 7. Curva de carga para el día 7 de marzo

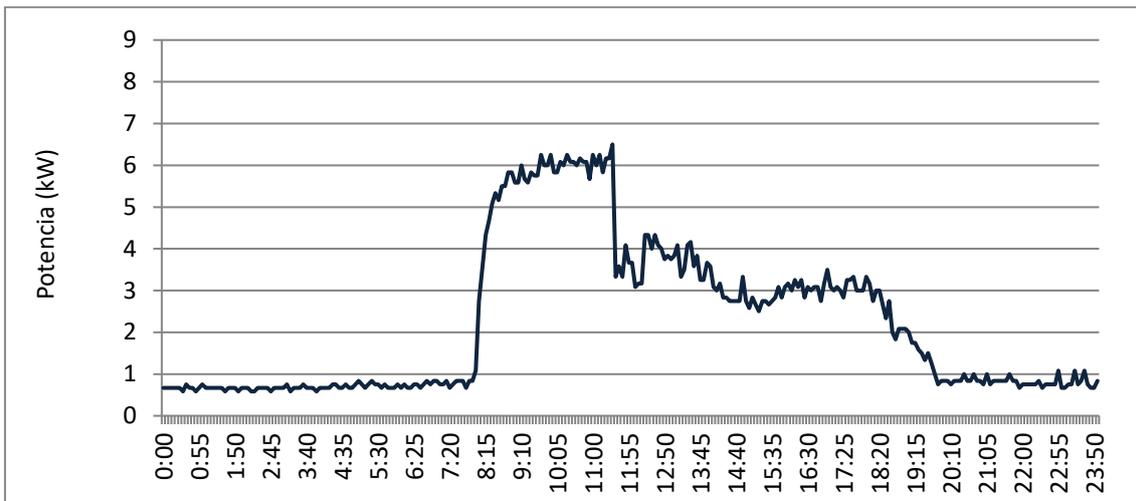


Fig. 8. Curva de carga para el día 13 de mayo

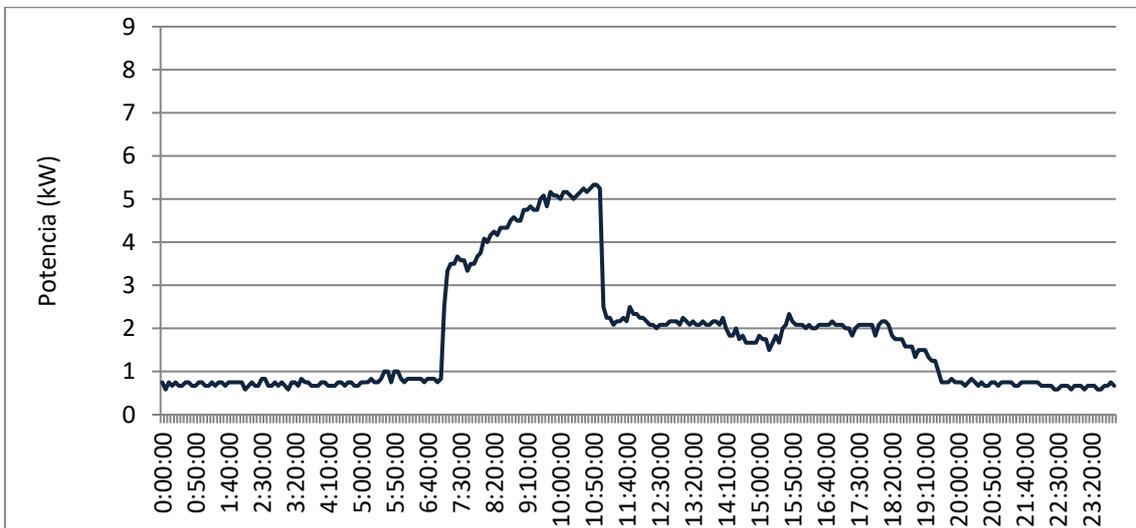


Fig. 9. Curva de carga para el día 17 de noviembre



Fig. 10. Curva de carga para el día 1 de agosto

En la información mostrada en los cinco gráficos anteriores queda claro que, por lo general, la hora de comienzo de la actividad laboral es las 8:00, siendo en ocasiones a las 7:00 (p.ej. el 17 de noviembre). Prácticamente en todos los días hábiles el consumo se dispara a partir de ese momento, pasando de valores de potencia base (1 kW aprox.) a potencias entre 4 y 6 veces superiores.

Sin embargo, el consumo durante la jornada laboral es bastante dispar entre un día y otro, llegando a picos de incluso 9 kW (día 28 de enero) o no superando los 6 kW en otros días.

Tampoco está claramente definida la hora de cese de la actividad laboral, sino que la mayoría de veces el consumo se va reduciendo gradualmente, llegando hasta el valor de la potencia base sobre las 20:00.

También es bastante irregular el comportamiento a lo largo de la jornada laboral. Se observa que el consumo suele ser más elevado en las primeras horas del día (hasta las 12 o las 13 horas), produciéndose después un descenso paulatino de la potencia demandada, hasta llegar al fin de la jornada. Sin embargo, esta dinámica no se cumple siempre. Un ejemplo de esto son los días 7 de marzo y 1 de agosto, en los cuales se da un consumo elevado durante casi toda la jornada.

Por último, en las siguientes figuras se muestra la curva de consumo para días no hábiles:

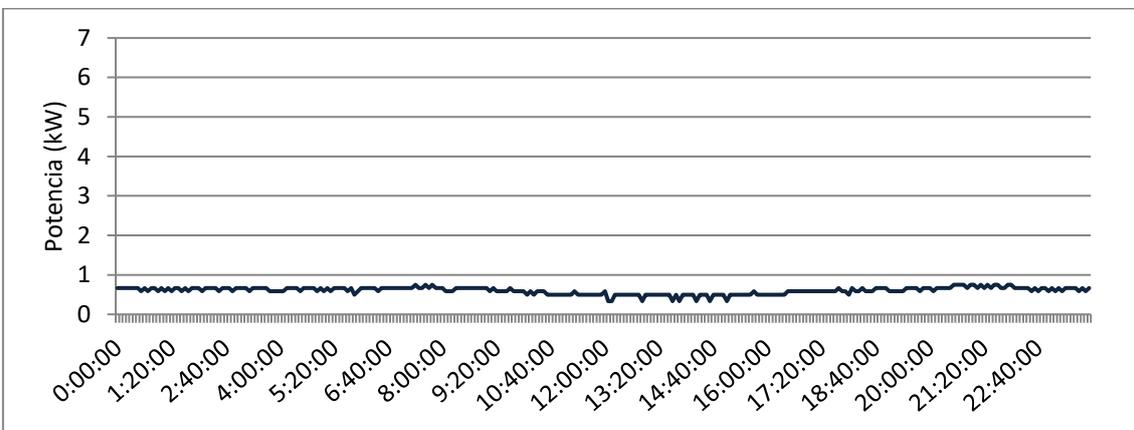


Fig. 11. Curva de carga para el 7 de agosto (día no hábil)

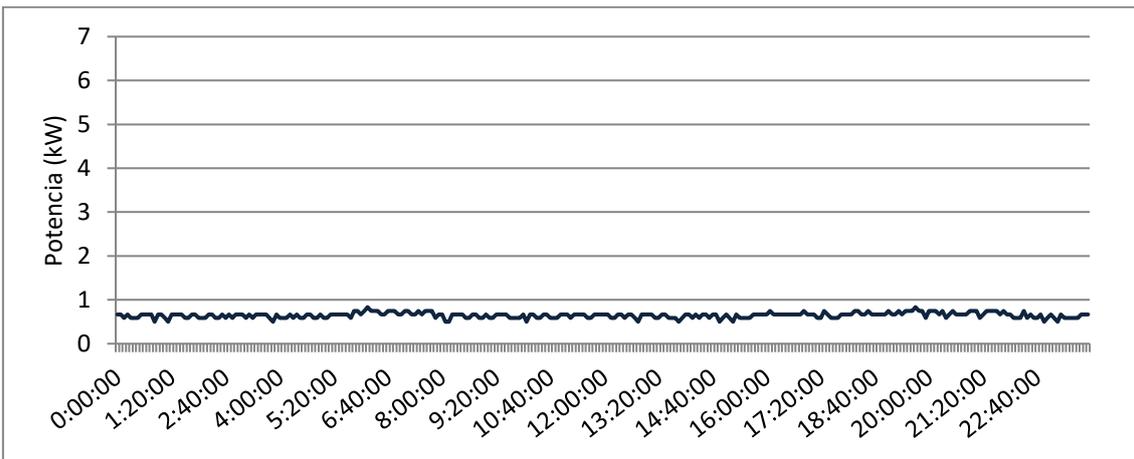


Fig. 12. Curva de carga para el 20 de noviembre (día no hábil)

Como era de esperar, los días no hábiles tienen una curva de carga prácticamente plana y la potencia demandada coincide con la potencia base.

A modo de resumen, se pueden extraer las siguientes conclusiones de la caracterización de la demanda:

- Resulta apropiado dividir los días en dos tipos: hábiles y no-hábiles, dado el tipo de uso que se hace de la instalación.
- Consumo eléctrico total anual: 14.213 kWh
- El valor del consumo mensual se ajusta bastante a la media mensual para la mayoría de meses. Por ser un periodo vacacional, en agosto no se cumple esto y el consumo es mucho menor.
- La forma de la curva de carga mensual es bastante similar para cada mes. En todas se aprecia una clara diferencia entre días hábiles (de lunes a viernes) y no hábiles (fines de semana, festivos o vacaciones).
- En los días no-hábiles y fuera del horario laboral, se demanda una potencia base muy estable, de alrededor de 0,65 kW.
- Sin embargo, la forma de la curva de carga para los días hábiles varía mucho cada día y no sigue un patrón definido. No obstante, se observan algunas tendencias que sigue la demanda eléctrica en esos días que se han definido como hábiles.
 - Hora de comienzo de la actividad laboral: 7:00 – 8:00
 - Hora de fin de la actividad laboral: 18:00 – 20:00
 - Se tiende a demandar más potencia entre la hora de comienzo de la actividad laboral y el medio día (desde las 8:00 aprox. hasta las 11:00 – 13:00), aunque esto no se cumple para todos los días.

2.2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En este apartado se definirá la potencia nominal del conjunto de módulos fotovoltaicos, así como la del inversor. Se expondrán las restricciones consideradas y la solución escogida en base a ellas.

Previamente, conviene mencionar que para este proceso se ha hecho uso del software PVSyst, un programa ampliamente utilizado para el estudio, diseño, dimensionado y simulación de sistemas fotovoltaicos. En concreto, la herramienta de simulación horaria ha sido de gran utilidad para el desarrollo de este trabajo.

Los datos que se suministran al programa para la realización de la simulación, a modo de inputs, han sido los siguientes:

- PVSyst dispone de un amplio catálogo de fabricantes tanto de placas FV como de inversores, baterías y otros elementos de la instalación. En concreto, para la etapa de dimensionado, se hará trabajar al programa con equipos “genéricos” propuestos por el propio software. Esto se debe a que en esta etapa del diseño todavía no se ha realizado la selección de equipamiento.
- Bases de datos que utiliza el programa (MeteoNorm): proporcionan la información relativa a la radiación incidente para cada hora del año, así como la temperatura ambiente.
- Localización: necesaria para elegir los datos meteorológicos correspondiente a la zona en la que se va a diseñar la instalación.
- Sombras: en este caso no hay ningún elemento que proyecte sombras sobre el área escogida.
- Orientación e inclinación: se utilizan los valores calculados por PVSyst que maximizan la producción de energía anual. Estos corresponden a orientación SUR y un ángulo de inclinación sobre la horizontal de 30°.
- Pérdidas del sistema fotovoltaico: se han utilizado valores de pérdidas por defecto que define el propio programa. Para la simulación de 6 kW estos son los valores de pérdidas:
 - Pérdidas óhmicas en el cableado del 1,06% de la energía nominal en STC.
 - Pérdidas por desacople de módulos y strings (mismatch) del 1,1 % de la energía nominal en STC³.

³ Standard Test Conditions (STC). Define las siguientes condiciones de funcionamiento: Irradiancia de 1000 W/m², temperatura de la célula de 25°C y espectro de la radiación definido AM de 1,5. Estas condiciones no suelen coincidir con las reales de funcionamiento, sino que son unas condiciones “ideales”. De ahí que las pérdidas respecto a STC asociadas a la temperatura, por ejemplo, sean del 9,81%.

- Pérdidas del 3,46 % respecto a la energía virtual MPP debido al rendimiento del inversor.
- Otras pérdidas: además, teniendo en cuenta las condiciones de temperatura y radiación de la ubicación seleccionada, el programa ajusta la energía nominal en STC, reduciéndose un 0,55% debido a las condiciones reales de irradiación y un 9,81% por el efecto de la temperatura.
- Curva de consumo horaria para todo un año: dado que esta instalación se utiliza para desarrollar un autoconsumo, esta es una información esencial que ha sido debidamente suministrada al programa.
- Potencia del sistema fotovoltaico: es la variable a escoger. Se realizarán varias simulaciones con distintos valores de potencia, de tal forma que se pueda escoger la solución más conveniente. Los resultados de estas simulaciones se pueden encontrar en el [Anexo II](#).

Restricciones consideradas:

- “Producción mensual de energía” < Consumo mensual de energía: la primera restricción viene dada por la limitación de energía producida frente a energía consumida. Dado que la liquidación de la facturación neta para autoconsumo se produce mensualmente, habrá que evitar en todo caso que la producción de energía en cada mes sea superior a la demanda mensual. Se considerará el mes de agosto como una excepción al cumplimiento de esta restricción, ya que es uno de los de mayor producción fotovoltaica, mientras que la demanda alcanza su mínimo mensual, con una diferencia respecto a la media mensual del -42%. Por lo tanto, es previsible que para el mes de agosto la producción mensual de energía supere a la demanda.
- Se busca que la instalación sea capaz de producir una cantidad de energía significativa respecto a la demanda eléctrica, de forma que se consiga reducir la cantidad de energía consumida de la red, produciendo una reducción notable de la factura eléctrica. De este modo, se ha optado por considerar que la instalación debe generar, como mínimo, el equivalente a un 60% de la demanda eléctrica total anual. Es decir, como mínimo la instalación debe producir un total de 8527,8 kWh anuales.
- Superficie disponible y sombreado: en este caso la superficie disponible no es una limitación, puesto que se dispone de un total de 750 m² de superficie útil en la cubierta, un valor superior al orden de magnitud con el que se trabaja en este diseño, pues la instalación no ocupará más de unas decenas de m². Actualmente existen unos captadores solares térmicos en la zona que se ha definido como “superficie útil”, por esto cabe mencionar que se prevé que estos captadores sean retirados, ya que actualmente no están en uso. Por lo tanto, esta es efectivamente una superficie en la

que se pueden instalar los paneles. Además, los edificios circundantes no producen sombras en el área seleccionada.

- **Potencia máxima:** como regla general, la potencia eléctrica máxima diaria producida por la instalación FV no debe superar la máxima potencia demandada diaria. En la siguiente gráfica se han clasificado los valores de la potencia demandada medidos cada 5 minutos, durante todo un año:

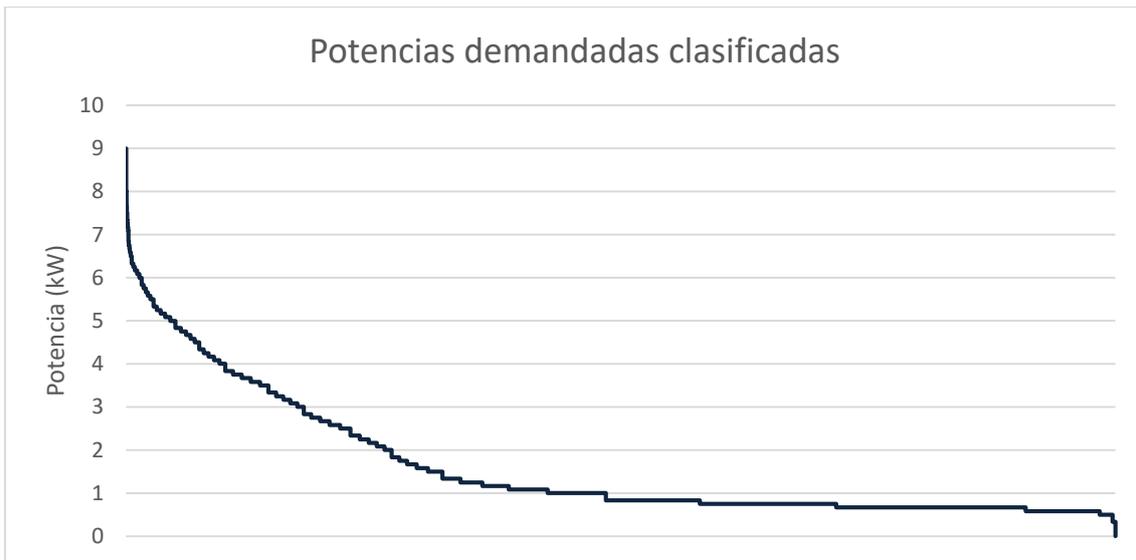


Fig. 13. Medidas de potencia demandada clasificadas

Por otro lado, en esta tabla se recoge el número de horas⁴ en que se supera cada una de las potencias medidas.

Tabla 2: Horas en las que se supera un determinado valor de potencia demandada

Horas de potencia mayor de 9 kW	0
Horas de potencia mayor de 8 kW	2,00
Horas de potencia mayor de 7 kW	19,50
Horas de potencia mayor de 6 kW	116,67

A la vista de los resultados de la tabla anterior, se va a evitar dimensionar la instalación por encima de los 7 kW, pues solamente se supera esa potencia durante 19,5 horas, es decir, un 0,22% del tiempo.

⁴ En la tabla se entiende como "horas" al conjunto de 12 medidas (realizadas cada 5 minutos) en las que se supera un cierto valor de potencia. Esto se debe a que $12 \text{ medidas} * 5 \text{ min} = 60 \text{ min} = 1 \text{ hora}$

En resumen, las restricciones previamente definidas implican la adopción de unos criterios de dimensionado que limitan la potencia de la instalación de la siguiente forma:

- Tal y como se ha mencionado en el párrafo anterior, el máximo de potencia FV a instalar es de 7 kW.
- El mínimo del 60% de producción de energía FV implica un mínimo de potencia a instalar, pues la energía producida está determinada por: la potencia, las condiciones de orientación e inclinación predefinidas y una estimación de la radiación. Haciendo uso de los resultados de las simulaciones realizadas con PVSyst (ver [Anexo II](#)), se ha confeccionado la siguiente tabla:

Tabla 3: Relación entre potencia y producción FV

Potencia FV (kW)	Producción FV (kWh)	Porcentaje
5	7.720	54%
6	9.270	65%
7	10.810	76%

Por facilidad a la hora de seleccionar los equipos, se va a optar por escoger valores de potencia redondeados a la unidad (en kW). Por lo tanto, las dos primeras restricciones mencionadas limitan la elección de la potencia a dos valores: 6 o 7 kW.

Para elegir entre ellos, se atenderá a la restricción restante, la de producción mensual de energía. La siguiente gráfica muestra que, para un valor de potencia de 6 kW, ya hay un mes (agosto) en el que la producción mensual de energía es mayor que la demanda.

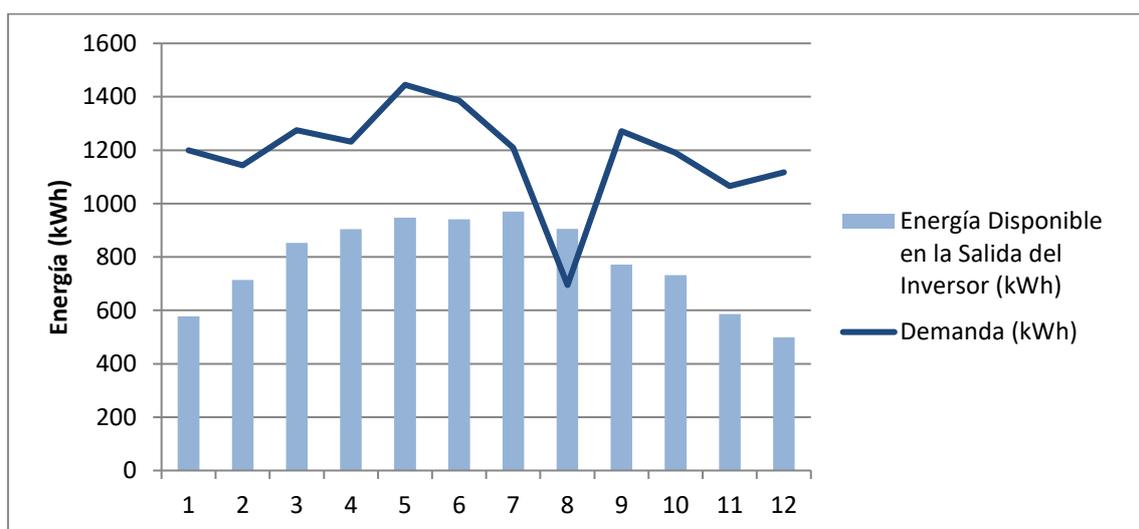


Fig. 14. Demanda mensual y producción FV mensual (opción 6 kW)

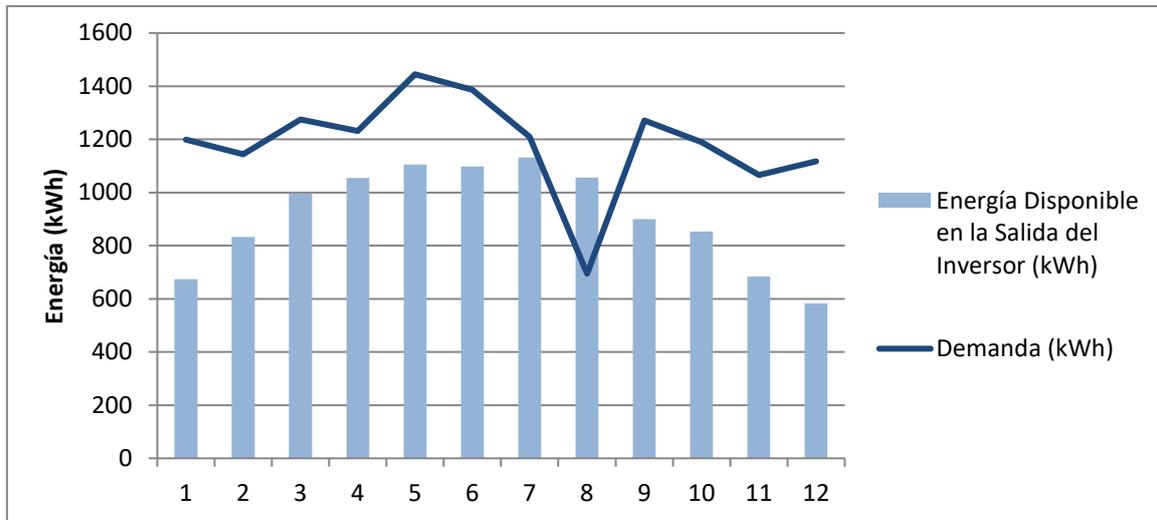


Fig. 15. Demanda mensual y producción FV mensual (opción 7 kW)

En la figura 15, se observa cómo para la instalación de 7 kW, la energía excedente en agosto es todavía mayor. Además, atendiendo al criterio de potencia máxima, con 7 kW la probabilidad de realizar vertidos en días hábiles es más elevada, por lo que habría que sobredimensionar la capacidad de la batería.

Finalmente se ha optado por una instalación de 6 kW de potencia pico, ya que cumple con la restricción del 60% y, a la vez, con el criterio de potencia máxima. Es la solución que mejor se adapta a las condiciones descritas para el dimensionado.

En cuanto al dimensionado del inversor, se puede consultar la siguiente tabla (Figueres Amorós, Emilio, 2014), en la que se aconseja un factor de dimensionamiento (F_s) de la potencia máxima del inversor respecto a la de los módulos FV de entre 0,85 y 1.

ZONA	F_s
Norte de Europa (lat. 55 - 70°)	0,65 – 0,8
Europa Central (lat. 45 - 55°)	0,75 – 0,9
Sur de Europa (lat. 35 - 45°)	0,85 – 1,0

Fig. 16. Factores de dimensionado del inversor recomendados

Siendo F_s :

$$F_s = \frac{P_{m\acute{a}x,inv}}{P_{pico,FV}}$$

Esta recomendación se realiza porque en condiciones reales de funcionamiento los paneles fotovoltaicos no serán capaces de suministrar en ningún caso toda su potencia pico, ya que con valores de irradiación cercanos a los 1000 W/m^2 la temperatura de funcionamiento será mayor de 25°C (del orden del doble), lo que impide al módulo trabajar en su punto nominal. Atendiendo a este hecho, se ha escogido un valor $F_s=0,9$ y el valor de potencia activa nominal del inversor podría bajar hasta los 5,4 kW.

Aparte de la potencia nominal del inversor, en el apartado "Selección de equipos" se definen también los distintos requerimientos que ha de cumplir el inversor escogido para ser coherente con los objetivos de la instalación.

Respecto a la interconexión (serie, paralelo o mixto) de los módulos FV entre sí, vendrá determinada por los requerimientos del controlador de carga. Por lo tanto, este hecho se estudia en el apartado que trata la selección del controlador de carga.

2.3. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El sistema de almacenamiento de energía es imprescindible para el funcionamiento en modo isla, pues durante ese periodo será necesario adaptar la generación fotovoltaica a la demanda, almacenando excesos o suministrando déficits de producción mediante las baterías.

De forma paralela, este sistema también puede contribuir al ahorro económico en la factura, ya que el valor de la energía vertida a red mediante el mecanismo de compensación simplificada (RD 244/2019) será menor que el valor de la energía consumida de la red y, por tanto, almacenar la energía FV excedentaria para consumirla posteriormente tiene un valor económico mayor que simplemente verterla a red.

Sin embargo, el criterio de dimensionado que lleva a elegir la capacidad de las baterías no se basará solamente en esos ahorros producidos en la factura. Esto se debe a que la posibilidad de trabajar en isla crea un valor adicional que no se recupera simplemente mediante ahorros en la factura de electricidad, sino que se valora en términos de seguridad de suministro. Es decir, la posibilidad de funcionar en modo isla supone una reducción de los costes y riesgos asociados a la falta de suministro eléctrico (pérdida de información, interrupción de tareas, averías en equipos sensibles, paradas en la producción...).

En cuanto a la realización de los cálculos, conviene dimensionar el sistema de almacenamiento de energía en base a la generación y demanda diarias, dado que la generación fotovoltaica tiene una curva de producción que se repite de forma cíclica diariamente (paralelamente al día y la noche).

Como ya se mencionó en el apartado de “Caracterización de la demanda”, el comportamiento de la demanda diaria es bastante irregular. Aunque siempre se limita temporalmente al horario laboral, la forma de la curva de carga no sigue un patrón fijo y los valores máximos de potencia pueden variar entre los 5 y los 9 kW entre un día y otro (ver Fig. 6 - Fig. 10).

Teniendo en cuenta lo expuesto en los párrafos anteriores, se procede a realizar una simulación en PVSyst de un sistema de autoconsumo de 6 kW conectado a la red. Para poder obtener datos útiles, no se definirá en la simulación ningún sistema de acumulación de energía, de tal forma que se pueda observar dónde se producen los vertidos de energía excedente, y cuál es la cuantía de estos.

De entrada, se descarta utilizar los días no-hábiles para dimensionar las baterías, puesto que la curva de consumo es plana en estos días y se sobredimensionaría el sistema de acumulación.

Esto se puede observar en la siguiente figura:

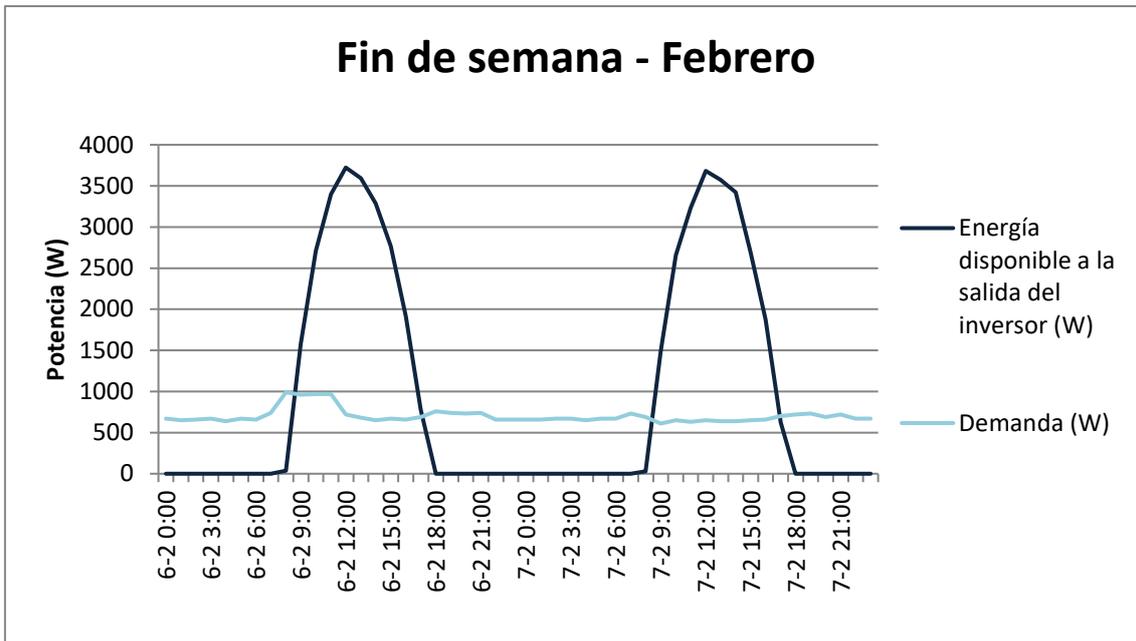


Fig. 17. Energía disponible a la salida del inversor y demanda, para dos días no-hábiles

En concreto, la batería a instalar tendría que almacenar un total de 20 kWh, con un coste de aproximadamente 14.000 € (suponiendo coste de 700 €/kWh para tecnología ion-litio de dicha capacidad). Ese coste es mayor que la suma del coste de todos los demás equipos y, por tanto, inasumible, pues dificultaría la viabilidad económica de la solución.

En lugar de dimensionar la batería para esos días no-hábiles, la solución adoptada ha sido diseñar la capacidad de la batería como el valor medio de la energía inyectada a red (si no hubiese baterías) en los días hábiles. De esta forma, se consigue aprovechar el excedente de energía FV producida en los días hábiles, que son aquellos en los que se requiere la posibilidad de funcionamiento en modo isla.

El cálculo para dimensionar la batería se ha realizado mediante una hoja de cálculo, a partir de los datos aportados por la simulación en PVSyst. Sabiendo que los días hábiles se han definido como aquellos en los que el consumo es mayor de 26,5 kWh, resulta inmediato identificarlos. El valor de la energía vertida cada día viene dado por la simulación de PVSyst con 6 kW de potencia FV, sin baterías (ver [Anexo II](#)). En la siguiente tabla se puede observar un extracto de la hoja de cálculo que se ha utilizado para los cálculos.

Tabla 4: Extracto de hoja de cálculo para energía inyectada en días hábiles

Fecha	Energía inyectada en la red	Demanda	Energía inyectada en la red (Días hábiles)
	kWh/día	kWh/día	kWh/día
1-ene	15,13	17,61	-
2-ene	2,09	18,58	-
3-ene	9,58	17,7	-
4-ene	2,19	44,03	2,19
5-ene	0,73	35,1	0,73
6-ene	20,34	16,18	-
7-ene	1,09	50,92	1,09
8-ene	0,00	40,37	-
9-ene	2,53	17,65	-
10-ene	2,97	16,85	-
11-ene	0,00	50,72	-
12-ene	0,00	57,36	-
13-ene	0,15	63,96	0,15
14-ene	0,00	61,12	-
15-ene	6,35	47,28	6,35
...

Esta tabla se ha realizado en la hoja de cálculo para los 365 días del año simulado en el programa. Finalmente, se llega a un valor de 3,46 kWh de energía media inyectada en los días hábiles. Ese valor de capacidad es el de referencia para la elección de un modelo comercial de batería.

Por otra parte, el controlador de carga solar de las baterías (también conocido como “regulador de carga”) tendrá como función conectar las placas FV al bus de continua al que también se conectarán baterías e inversor (en su entrada DC). Se buscará que sea del tipo MPPT (Maximum Power Point Tracker), pues son capaces de lograr un elevado rendimiento gracias al seguimiento del punto de máxima potencia de la curva I-V de los paneles FV. Su dimensionado se basará en la elección de la corriente y voltaje máximos del mismo, y dependerá principalmente de:

- El voltaje del sistema de almacenamiento (baterías): los valores de voltaje estándar para instalaciones de este tamaño suelen ser de 12, 24 o 48 V. Se ha escogido el valor de 48 V porque permite reducir la corriente del sistema a igual trasiego de potencia. Las ventajas de elegir este nivel de voltaje son: menor necesidad de sección de cableado, menores pérdidas y menor coste del controlador de carga, pues su precio es mayor a medida que su corriente

máxima aumenta. De hecho, para un controlador con un límite de intensidad dado, su potencia nominal es directamente proporcional al voltaje de las baterías, según se puede apreciar en la siguiente figura:

SmartSolar Charge Controller	MPPT 250/60
Battery voltage	12 / 24 / 48V
Rated charge current	60A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	860W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1720W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	3440W

Fig. 18. Relación voltaje-potencia en una ficha técnica de un controlador de carga

- La intensidad máxima de carga de las baterías (o alimentación del inversor) por parte del regulador de carga MPPT será de 62,5 A, de forma que:

$$P = V * I = 48 V * 62,5 A = 3000 W$$

Es decir, se requiere del funcionamiento de dos controladores de carga en paralelo de forma que se puedan trasegar los 6000W de potencia pico. Sin embargo, esa intensidad máxima podrá ser inferior, sabiendo que en condiciones reales de funcionamiento los paneles fotovoltaicos no serán capaces de suministrar más del 90% de su potencia pico, como ya se vio en el [apartado 2.2](#). De este modo, la intensidad máxima que soportaría el regulador de carga puede ser:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{2700 W}{48 V} = 56,25 A$$

- Las características de voltaje e intensidad del conjunto de módulos FV, así como de su interconexión (serie, paralelo o mixto).
En concreto, la elección de 48 V de voltaje de las baterías obliga a que el voltaje mínimo del conjunto de módulos FV sea mayor de 48 V, pues el regulador MPPT solo funciona si a la entrada (FV) tiene un voltaje mayor que a la salida (baterías). Este hecho condiciona la elección de la configuración en serie-paralelo de la instalación.

Por lo tanto, para completar el dimensionado del controlador es necesario que se seleccione un modelo y una configuración concretos de los módulos FV. Consecuentemente, es en el apartado 2.5. "Selección del equipamiento" donde se completa este dimensionado.

2.4. SELECCIÓN DEL EQUIPAMIENTO

A modo de introducción a este apartado, se adjunta esta figura que resume de forma esquemática cuáles son los distintos equipos que componen la instalación, así como sus interconexiones:

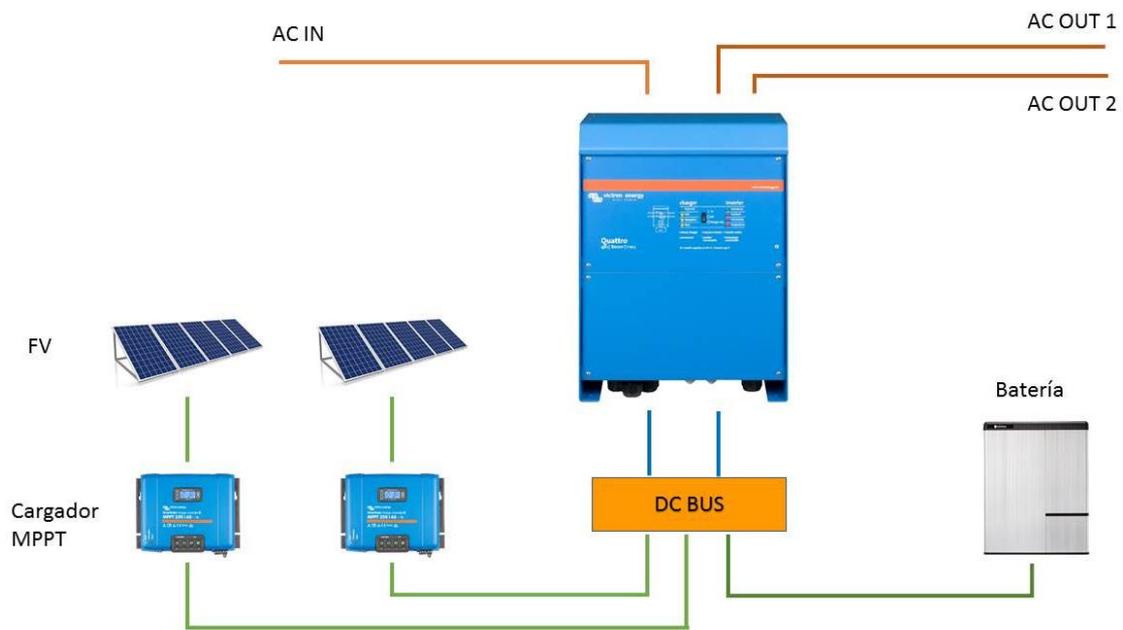


Fig. 19. Representación esquemática de la instalación

2.4.1. Módulos Fotovoltaicos

En el apartado de dimensionado se define la potencia total del conjunto de módulos fotovoltaicos con el valor de 6000 W.

Se ha optado por utilizar módulos de 300 W (20 módulos), por ser un valor de potencia estándar con gran presencia comercial, ya que hay una amplia variedad de marcas que lo ofrecen en el mercado. En este sentido, los módulos de 200 W habrían sido igualmente válidos, pero se ha preferido reducir el número de módulos ya que así se disminuyen las necesidades de cableado. Además, tras una búsqueda de modelos comerciales, se ha detectado que, a mayor potencia de módulos, menor era su coste en (€/W).

Se han escogido módulos fabricados con silicio cristalino, por ser una tecnología madura con eficiencias máximas de alrededor del 20%, que ocupa una cuota de más del 90% del mercado (Polman, Knight, Garnett, Ehrler, & Sinke, 2016).

A la hora de elegir entre las tecnologías de silicio monocristalino o policristalino, se ha optado finalmente por elegir el monocristalino, pues su eficiencia es mayor. Por ejemplo, para la marca ATERSA, la diferencia de eficiencia en STC para esas dos tecnologías de módulos es de alrededor de un 2% (16,4% vs 18,4%).

En concreto, el modelo seleccionado ha sido: A-300M GS de la marca ATERSA (Grupo Elecnor). Su ficha técnica se puede encontrar en el [Anexo I](#).

Sus características eléctricas más relevantes se exponen en la siguiente figura:

A-xxxM GS (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-300M GS	A-305M GS
Potencia Máxima (P _{max})	300W	305 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	33.12 V	33.30 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	9.06 A	9.16 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	40.08 V	40.29 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	9.56 A	9.75 A
Eficiencia del Módulo (%)	18.44	18.74
Tolerancia de Potencia (W)		0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)		20
Máxima Tensión del Sistema (IEC)		DC 1000 V
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)		45±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% (P_{mp}); ±10% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Fig. 20. Características eléctricas módulo FV

2.4.2. Inversor

La elección del modelo de inversor a utilizar viene determinada por los objetivos de la instalación. En primer lugar, este elemento tiene que ser capaz de administrar los flujos de energía (producción FV, almacenamiento en baterías, consumo de las cargas y vertido a red). En segundo lugar, debe ser capaz de funcionar en modo isla ante un fallo de la red, realizando este cambio de operación con una velocidad tal que ni los equipos más sensibles (ordenadores, monitores...) se vean afectados.

En resumen, el inversor debe cumplir una serie de requerimientos que se indican en los siguientes puntos:

- Dada la potencia FV instalada, la potencia activa nominal del inversor debe estar entre los 5,4 y los 6 kW.
- Cumplir con la legislación vigente para poder verter a red, en España es el Real Decreto 1699/2011.
- Posibilidad de funcionamiento en modo isla mediante un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) que permita suministrar energía a las cargas mediante la instalación FV y las baterías. Además, el tiempo de conmutación a modo isla debe ser lo suficientemente pequeño como para que no afecte al funcionamiento de los equipos.
- Capacidad de gestionar los distintos flujos de energía existente en la instalación, a través de su sistema de control.
- Para que el sistema de control sea operativo, el inversor debe ser compatible con los modelos escogidos para baterías y controlador de carga.
- Voltaje de red igual a 230 V y voltaje de baterías igual a 48 V.

Teniendo en cuenta todos los requerimientos anteriores, se ha optado por la elección del inversor/cargador modelo Quattro 48/8000/110-100/100-230V de la marca Victron Energy.

Su potencia nominal es de 8000 VA. Sin embargo, atendiendo a su [ficha técnica](#), se observa que la potencia activa continua de salida a 25°C que es capaz de suministrar es de 6'5 kW. La elección de este inversor supone un sobredimensionado del 8,3% respecto a los 6 kW. Se han explorado distintas alternativas que evitasen ese sobredimensionado, como por ejemplo la elección de varios dispositivos más pequeños funcionando en paralelo, pero en estos casos el coste de la solución era mayor, incluso con valores de potencia de 5,4 kW en total.

La dificultad de encontrar una alternativa tiene como causa principal los estrictos requisitos a cumplir por el inversor, pues esto ha limitado la variedad de modelos comerciales a elegir. De hecho, la funcionalidad de cargador de baterías de este inversor no va a ser utilizada según los objetivos definidos, pero todos los modelos de inversores comerciales que se han encontrado y que cumplían con los requisitos definidos eran inevitablemente inversores-cargadores.

Se podría haber aprovechado esa funcionalidad realizando la conexión de los módulos FV en AC mediante un inversor adicional. Sin embargo, se desestimó esta opción por ser el inversor adicional un elemento más costoso que el cargador de baterías MPPT que conecta los módulos FV al bus de continua.

El inversor seleccionado cumple con todos los requisitos especificados previamente. En concreto, respecto a los requisitos legales para verter energía a la red, este modelo dispone de la posibilidad de habilitar el código de conformidad con la red del país en el que se esté operando, tal y como se muestra en la siguiente figura:

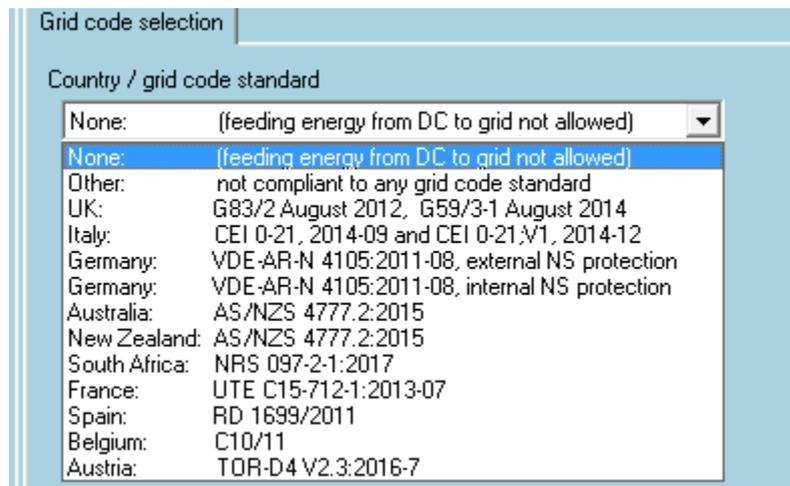


Fig. 21. Países cuyos códigos de conformidad de la red son seleccionables en el inversor

En concreto, uno de los estándares de red con los que es compatible el equipo es el de España. De hecho, en la antepenúltima línea de la figura anterior se aprecia la mención explícita al Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

2.4.3. Acumuladores

Se ha requerido que el equipo acumulador de energía tenga una capacidad de 3,46 kWh. En consecuencia, se ha buscado un modelo comercial cuya capacidad sea similar a la previamente mencionada.

En cuanto a la tecnología escogida, se ha optado por baterías de ion-litio. Si bien su coste es mayor al de otro tipo de baterías (p.ej. ácido-plomo), la vida útil de las de litio es más elevada y su profundidad de descarga también es mayor (Zubi, Dufo-López, Carvalho, & Pasaoglu, 2018). Además, cuentan con la ventaja de que no requieren mantenimiento.

El modelo escogido ha sido el RESU3.3 de la marca LG Chem. Su capacidad total es de 3,3 kWh y, aunque su capacidad real de 2,9 kWh queda un 16% por debajo de los 3,46 kWh del dimensionado, se ha escogido por acercarse al valor calculado en el dimensionado y por tener un precio competitivo respecto al resto de modelos comerciales de características similares. Su ficha técnica se encuentra en el [anexo I](#).

Por último, cabe mencionar que este modelo de batería es compatible con los inversores de la marca Victron Energy, lo cual permite el funcionamiento adecuado del sistema de control integrado en el inversor Quattro.

2.4.4. Controlador de carga de las baterías

El controlador de carga debe ser compatible con el sistema de control implementado en el inversor seleccionado. Por este motivo, se ha escogido un controlador de carga de la misma marca que el inversor.

Buscando en los catálogos de productos ofertados por esta marca, se observa que no existe ningún modelo que sea capaz de trasegar 6 kW de potencia. Por lo tanto, se opta por utilizar dos controladores de carga, dividiendo la instalación de módulos fotovoltaicos en dos partes paralelas de 3 kW de potencia pico cada una.

En consecuencia, cada controlador se conecta a 10 módulos con las siguientes características de intensidad y voltaje:

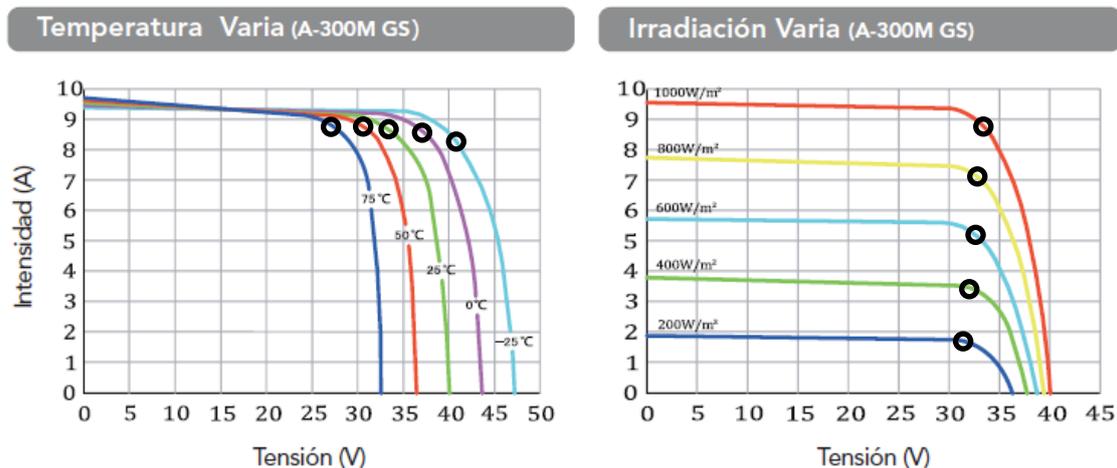


Fig. 22. Curva I-V del módulo fotovoltaico seleccionado

En el apartado 2.3., en el que se trata el dimensionado de este equipo, se establece que el voltaje del bus de continua es de 48 V. Esto implica que el voltaje que impongan los módulos FV a la entrada del controlador de carga debe ser mayor de 48 V para que el regulador MPPT pueda funcionar correctamente. Además, el valor que debe tomar la intensidad máxima de carga de las baterías (o alimentación del inversor) se ha establecido entre los 56,25 A y los 62,5 A.

Para elegir el modelo de controlador de carga adecuado, será necesario comprobar las variaciones de tensión de máxima potencia (V_{mp}) que se producen durante el funcionamiento del módulo solar. Como se puede observar en la figura anterior, el voltaje de tensión máxima apenas varía entre 32 y 34 V ante variaciones de irradianción, siendo su variación más pronunciada ante variaciones de temperatura, pasando de 25 hasta 40 V.

De esta forma, atendiendo a las condiciones de temperatura máxima de funcionamiento del módulo (condiciones de voltaje mínimo para el MPPT), se observa que la V_{mp} a 75°C es aproximadamente de 27 V. Por lo tanto, con dos módulos en serie existiría una tensión de 54 V. Hay que considerar que la tensión nominal de carga de la batería es de 51,8 V, por lo que habría que restringir el requerimiento de tensión, que pasa a ser: tensión > 52 V.

Por otro lado, atendiendo a las condiciones de temperatura mínima de funcionamiento del módulo (condiciones de voltaje máximo para el MPPT), se observa que la V_{mp} a 0°C es aproximadamente de 40 V. Esto permitiría, por ejemplo, conectar un total de 5 paneles en serie, siempre y cuando el voltaje máximo del controlador sea mayor de 200 V.

Al ser 10 el total de paneles a conectar, las opciones son -2 serie x 5 paralelo- o -5 serie x 2 paralelo-.

La ventaja de conectar 5 en serie es que se aumenta el voltaje y, por tanto, disminuyen las pérdidas y el coste del cableado es menor. Por otro lado, la conexión en serie implica que la intensidad máxima de cada rama será la del panel que limite la intensidad. Es decir, ante un fallo en un panel, todos los paneles que estén en serie limitarán su potencia a la del que funciona defectuosamente. Esto mismo ocurre en el caso de sombreados parciales.

Sin embargo, la conexión de solo dos módulos en serie deja un margen pequeño (2 V) para la condición que exige un voltaje de las placas FV mayor que el de las baterías.

En definitiva, se ha optado por la conexión de 5 paneles en serie y 2 ramas en paralelo. De esta forma, el voltaje máximo del controlador de carga tendrá que ser mayor de 200 V y el mínimo voltaje de los módulos será de $27V \cdot 5 = 135$ V, que cumple la condición de tensión > 52 V.

Se ha escogido el modelo SmartSolar Charge Controller MPPT 250/60 de la marca Victron Energy. Su voltaje máximo es de 250 V y su intensidad máxima de carga son 60 A.

Se añade la siguiente tabla a modo de resumen del apartado “Selección del equipamiento”:

Tabla 5: Resumen especificaciones técnicas de los equipos seleccionados

Equipo	Ud.	Tensión nominal (V)	Intensidad nominal (A)	Potencia nominal (W)
Módulo PV A-300M GS	20	33,12	9,06	300
Inversor Quattro	1	230 (AC) 48 (DC)	28 (AC) 135 (DC)	6500
Batería RESU3.3⁵	1	51,8 (DC)	58 (máx)	3000 (máx)
SmartSolar Charge Controller MPPT 250/60	2	250 (DC, máx PV) 48 (DC)	60 (lado 48V DC)	3440 (máx PV)

⁵ Energía total almacenada: 3,3 kWh

2.5. DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS Y ESTRUCTURA SOPORTE

Desde el punto de vista arquitectónico, no se ha detectado la necesidad de integrar la instalación en términos de impacto visual o modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio. Es decir, no se consideran restricciones en este sentido. Por lo tanto, el criterio a seguir en la disposición de los módulos será el de maximización de la energía producida.

Los datos de partida para el desarrollo de este apartado han sido extraídos de la ficha técnica del modelo de panel FV seleccionado, tal y como se aprecia en la siguiente figura:

Especificaciones mecánicas	
Dimensiones (± 2.0 mm.)	1640x992x35 mm.
Peso (± 0.5 kg)	17.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Fig. 23. Especificaciones mecánicas del modelo de panel FV seleccionado

Una vez conocidas estas dimensiones, se procede a calcular la distancia de separación entre los módulos. Se va a hacer uso de la siguiente fórmula, que aparece en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011):

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Siendo:

d = distancia entre paneles

h = altura del obstáculo (en este caso, altura de la placa inclinada sobre el suelo)

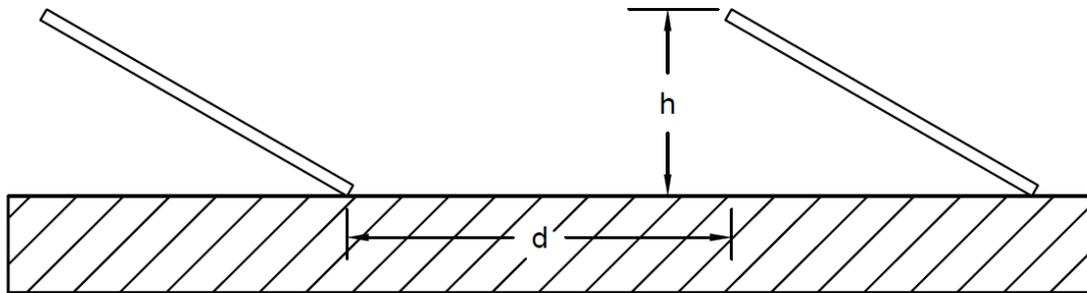


Fig. 24. Distancia entre paneles

En este caso, con una longitud de placas de 1,64 m y una inclinación de 30° , la altura h respecto del suelo de la placa inclinada es de 0,82 m. La latitud es $39,5^\circ$.

Por lo tanto, haciendo uso de la fórmula anterior, se requiere una separación d entre las placas de 2,08 m.

En el documento de planos se puede consultar el resultado final de la disposición de los módulos en la cubierta, en concreto en el plano 1 “Planta de cubierta y distribución módulos”.

Los módulos fotovoltaicos se dispondrán en la cubierta mediante el uso de una estructura de soporte. La inclinación y orientación de esta estructura será la que se ha definido para los módulos, es decir, una inclinación de 30° sobre la horizontal y una orientación de 0° SUR. Es decir, no se van a incorporar dispositivos de seguimiento solar, pues la potencia de la instalación es baja y el coste unitario de estos elementos elevado.

La estructura debe estar protegida contra la acción de los agentes ambientales, constituida por perfiles de aluminio estructural 6005 T6 y tornillería de acero inoxidable. Además, esta estructura cumplirá con lo dispuesto en el Código Técnico de la Edificación, en concreto con el Documento básico SE-AE (Seguridad Estructural – Acciones en la edificación), en lo relativo a sobrecargas de viento y nieve.

2.6. DISEÑO DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

El desarrollo de este capítulo tendrá como bibliografía de referencia:

- El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, especialmente la instrucción técnica complementaria nº 40, por ser la que regula las instalaciones generadoras de baja tensión. Este documento también es conocido por su nombre abreviado: ITC-BT-40.
- UNE-EN 50618:2015. Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos. En concreto el Anexo A (Guía para su utilización)
- UNE-HD 60364-7-712:2017. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- UNE-HD 60364-5-52:2014. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- UNE 20003:1954. Cobre-tipo recocido e industrial, para aplicaciones eléctricas.
- UNE-EN 62305-2:2012. Protección contra el rayo. Parte 2: Evaluación del riesgo.
- IDAE: Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011)
- Manuales de los equipos seleccionados. («Atersa», s. f.; «Main | LG Chem», s. f.; «Victron Energy», s. f.)

En el documento de planos se puede encontrar un esquema en el que se definen las conexiones a realizar entre los distintos elementos de la instalación, en concreto, en el plano 3 “Esquema unifilar conexiones instalación diseñada”. Se recomienda su consulta para la correcta comprensión de este apartado.

2.6.1. Dimensionado del cableado

En este apartado se va a definir la sección del cableado necesaria en cada una de las partes de la instalación. Para ello, se tendrán en cuenta el criterio de caída de tensión máxima y el térmico (corriente máxima admisible).

Para la caída de tensión máxima, la ITC-BT-40 marca una caída de tensión máxima “entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”. Por lo tanto, se ha escogido repartir esta caída de tensión de la siguiente manera:

- Caída de tensión máxima del 0,5% para los cables de conexión de los paneles hasta el controlador de carga de las baterías. Esta caída de tensión se repartirá a su vez en 0,25 % para el cableado existente entre los strings y la caja de conexiones CC; y otro 0,25% para el cableado que une la caja de conexiones con el controlador de carga.
- Caída de tensión máxima del 0,5 % para los cables de conexión del inversor con el punto de conexión con la instalación interior.
- Margen de 0,5 % de caída de tensión de los cables de conexión entre controlador de carga, inversor y baterías. Todos estos elementos están conectados entre sí mediante cables de corta longitud (< 2m).

También se especifica que “los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”.

Además, el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones FV Conectadas a Red (IDAE, 2011) establece que todos los conductores deben ser de cobre. Las conexiones entre los cables y los distintos equipos (inversor, controlador de carga, batería, paneles FV) se realizarán mediante conectores MC4.

Previamente a los cálculos, se procede a evaluar el número de líneas necesarias, así como su longitud y otras características de funcionamiento extraídas de las fichas técnicas de los distintos equipos. Respecto a la longitud necesaria para el cableado entre el controlador de carga y la caja de conexiones de los paneles, se puede consultar el plano 2: “Planta de la cubierta, distribución de módulos y cableado”. En la siguiente tabla, se le ha asociado un número identificador del 1 al 4 a las líneas, según el orden en el que se tratan en este apartado.

Tabla 6: Listado de cableado

Id.	Descripción línea	Condiciones funcionamiento	Intensidad máxima por línea (A)	Número de líneas	Longitud (m)
1	Cableado String -Caja de conexiones paneles	DC (165V)	9,56	4	5
2	Cableado Caja de conexiones paneles – Controlador de carga solar	DC (165V)	19,12	2	15
3	Cableado Inversor– Bus de continua	DC (48V)	100	2	1,5
3	Cableado Controlador de carga - Bus de continua	DC (48V)	60	2	1,5
3	Cableado Batería – Bus de continua	DC (48V)	71,4	1	1,5
4	Cableado Inversor - Instalación interior	AC (230V)	28,3	3	1,5

1. Cableado String – Caja de conexiones paneles:

Acudiendo a la norma UNE-EN 50618:2015, se puede encontrar el Anexo A, en el que se ofrece una guía de utilización de los cables fotovoltaicos de corriente continua. Esta norma define las condiciones del cableado que es “adecuado para utilizar de forma permanente en el exterior durante muchos años en condiciones climáticas exigentes”. En concreto, se utilizará la tabla A.3 de esta norma, en la que se expone la intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos en función de la sección nominal del cable y su método de instalación.

La intensidad de cortocircuito de cada módulo FV (y, por tanto, de cada string) es de 9,56 A, valor que habrá que mayorar un 25% según se ha mencionado previamente:

$$I_{max,admisible} \geq 1,25 \cdot I_{cc,string}$$

Por tanto, 11,95 A es la corriente máxima admisible y según este criterio, atendiendo a esa tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618, la sección podría ser de 1,5 mm².

La siguiente fórmula es la que se ha utilizado para el cálculo de sección según el criterio de caída de tensión máxima en el cableado CC. Se sigue un criterio conservador, ya que en realidad I_{max} nunca puede coincidir con T_{max} .

$$S \geq \frac{2 \cdot L \cdot I_{max}}{\Delta v(\%) \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_{cc1}} \cdot 100$$

siendo:

- S: sección del cable [mm²]

- L: longitud de la línea [m]
- $\sigma(T_{max})$: conductividad eléctrica a la temperatura máxima de funcionamiento [$\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$]
- I_{max} : intensidad máxima de funcionamiento [A]. En este caso será la intensidad de máxima potencia de cada módulo, por ser igual a la del string.
- $\Delta v(\%)$: caída de tensión admitida (en porcentaje)
- V_{cc1} : tensión en el inicio de la línea. En este caso será la multiplicación del voltaje en el punto de máxima potencia de cada módulo, multiplicado por el número de módulos en serie por string.

La norma UNE 20003 (Cobre-tipo recocido e industrial, para aplicaciones eléctricas) define un valor para la resistividad del cobre a 20°C de 1/58 $\Omega \cdot mm^2/m$. Según esta misma norma, la variación de la resistividad con la temperatura se relaciona mediante un coeficiente K_ρ . Se han sustituido directamente los valores de las constantes en la fórmula, obteniendo la siguiente ecuación (Departamento de Ingeniería Eléctrica, UPV, 2017):

$$\rho_\theta = \rho_{20^\circ} \frac{234.5 + t}{254.5}$$

Haciendo uso de la fórmula anterior, los valores de conductividad eléctrica (inversa de la resistividad) para el cobre en función de la temperatura son los siguientes:

Tabla 7: Conductividad del cobre en función de la temperatura

Temperatura (°C)	Conductividad [$\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$]
20	58
90	45,49
120	41,64

Una vez se cuenta con todos los datos, ya se puede aplicar la fórmula del cálculo de sección según el criterio de caída de tensión máxima en el cableado CC a este caso concreto, se sustituye en la fórmula:

$$S \geq \frac{2 \cdot 5 \cdot 9,06}{0,25 \cdot 41,64 \cdot (5 \cdot 33,12)} \cdot 100 = 5,55 \text{ mm}^2$$

Por tanto, se selecciona una sección de **6mm²** para este cableado.

2. Cableado Caja de conexiones paneles – Controlador de carga solar

De nuevo, se considerará en primer lugar en criterio de intensidad máxima admisible. En segundo lugar, se utilizará el criterio de caída de tensión máxima.

Dado que esta instalación tiene una disposición tipo “DC-Coupling”, el cableado entre la caja de conexiones de los paneles y el inversor tiene como elemento intermedio el controlador de carga solar, que ajusta el nivel de tensiones. Las condiciones de este cableado son iguales a las del apartado anterior, por lo que se vuelve a utilizar la tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 para el criterio térmico (criterio de corriente máxima).

Dado que la intensidad en cada línea va a ser igual a la intensidad de cortocircuito de cada módulo, multiplicada por el número de strings, se tiene un valor de $9,56 \cdot 2 = 19,12$ A, valor que habrá que mayorar un 25%, tal y como se ha hecho en el apartado anterior. Por tanto, finalmente 23,9 A es la corriente máxima admisible y, según el criterio térmico, la sección podría ser de $1,5 \text{ mm}^2$, la mínima considerada.

Siguiendo lo expuesto en el anterior apartado, se aplica la fórmula del cálculo de sección según el criterio de caída de tensión máxima en el cableado CC:

$$S \geq \frac{2 \cdot 15 \cdot (2 \cdot 9,06)}{0,25 \cdot 41,64 \cdot (5 \cdot 33,12)} \cdot 100 = 33,27 \text{ mm}^2$$

Por tanto, finalmente se selecciona una sección de **35 mm²** para este cableado.

3. Cableado Inversor/Batería/Controlador de carga – Bus de continua

Se estudia en este apartado estos cableados, dado que tienen las mismas características de longitud y además todos trabajan a 48 V.

En la Tabla 5, se definían las intensidades máximas por línea de cada uno de estos cableados: 100 A en el inversor, 60 A en los controladores de carga y 71,4 A en las baterías.

Con esos datos y los de longitud, se puede calcular la sección mínima. En este caso, dado que esta parte de la instalación ya no se sitúa a la intemperie, sino que se ubica dentro del edificio y el cableado se encontrará protegido dentro de unas canaletas. Los cables serán de tipo cables aislados con XLPE/EPR.

Por estos motivos, en este caso se recurre a la norma “UNE-HD 60364-5-52:2014. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.”. En sus anexos A y B se encuentran las siguientes tablas A.52.3 y la B.52.3.

En la tabla A.52.3 se seleccionará el ejemplo de método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles. En concreto, se escogen los elementos 6-7, que corresponden con el método de instalación B1.

Por su parte, la tabla B.52.3 muestra la corriente máxima admisible del cableado en función de la sección nominal del conductor y su método de instalación. En la columna 4 de esta tabla se encuentran las corrientes admisibles para el tipo de instalación B1. Haciendo uso de los valores para el material utilizado (cobre), es posible calcular las secciones mínimas para cada línea. Los resultados aparecen en la Tabla 8.

Respecto al criterio de caída de tensión máxima, se seguirán los mismos pasos que para el resto de los cables que trabajan en corriente continua. Se ha considerado una caída mínima de tensión por cada línea del 0,25%.

Tabla 8: Cableado Inversor/Batería/Controlador de carga – Bus de continua

Cableado	Intensidad máxima por línea (A)	Nº líneas	Longitud (m)	Sección mínima criterio térmico	Sección mínima criterio cdt
Cableado Inversor– Bus de continua	100	2	1,5	16 mm ²	55 mm ²
Cableado Controlador de carga - Bus de continua	60	2	1,5	10 mm ²	33 mm ²
Cableado Batería – Bus de continua	71,4	1	1,5	10 mm ²	39 mm ²

Por otra parte, las secciones mínimas indicadas por los fabricantes en los manuales de instalación de los tres equipos son, respectivamente: 50 mm² para el inversor, 35 mm² para el controlador de carga y 35 mm² la batería.

Finalmente, las secciones escogidas han sido, respectivamente: **60 mm²** para el inversor, **35 mm²** para el cableado del controlador de carga y **40 mm²** para el cableado de la batería.

4. Cableado Inversor - Instalación interior

El inversor dispone de dos salidas y dos entradas AC. Solo se va a hacer uso de una de las entradas de AC (conexión a la red) mientras que sí se va a hacer uso de las dos salidas de AC. En una de ellas se conectarán las cargas sensibles que deben funcionar en el modo SAI mientras que el resto se conectarán a la otra salida. Tampoco se va a hacer uso de la función de cargador de baterías, por lo que la máxima potencia de entrada en AC será igual a la máxima de potencia de salida.

Este cableado será de corta longitud, pues solo tendrá que llegar hasta el cuadro eléctrico donde se conecte a la instalación eléctrica del edificio.

La ficha técnica del inversor indica que este elemento tiene como potencia máxima de salida en AC 6,5 kW. De esta forma, se dimensionará el cableado considerando una intensidad máxima de $6500W/230V = 28,3$ A. Por lo tanto, la intensidad máxima admisible por el cable debe ser igual a 35,4 A (un 25% mayor).

Como anteriormente, se acude a la tabla B.52.3. de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014. Se observa que la sección de 4 mm² tiene una intensidad máxima de 42 A para el método de instalación B1, la cual cumple con este criterio.

En cuanto a la caída de tensión, en este caso la fórmula a utilizar será ligeramente distinta, pues ahora se está tratando cableado de corriente alterna, por lo que habrá que considerar el factor de potencia:

$$S \geq \frac{2 \cdot L \cdot I_{max} \cdot \cos \varphi}{\Delta v(\%) \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_{cc1}} \cdot 100$$

siendo:

- S: sección del cable [mm²]
- L: longitud de la línea [m]
- $\sigma(T_{max})$: conductividad eléctrica a la temperatura máxima de funcionamiento [$\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$]
- I_{max} : intensidad máxima de funcionamiento [A].
- $\Delta v(\%)$: caída de tensión admitida (en porcentaje)
- V_{cc1} : tensión en el inicio de la línea
- $\cos \varphi$: factor de potencia de la instalación (no se consideran armónicos)

En cualquier caso, se considera $\cos \varphi \approx 1$, por lo que en la práctica la fórmula utilizada es la misma. Sustituyendo valores:

$$S \geq \frac{2 \cdot 1,5 \cdot 28,3 \cdot 1}{0,5 \cdot 41,64 \cdot 230} \cdot 100 = 1,77 \text{ mm}^2$$

Por tanto, atendiendo al cálculo del criterio térmico, finalmente se selecciona una sección de **4 mm²** para este cableado.

Tabla 9: Resumen secciones calculadas

Cableado	Intensidad máxima por línea (A)	Nº líneas	Longitud (m)	Sección calculada (mm²)
String -Caja de conexiones paneles	9,56	4	5	6
Caja de conexiones FV – Controlador de carga	19,12	2	15	35
Inversor– Bus de continua	100	2	1,5	60
Controlador de carga - Bus de continua	60	2	1,5	35
Batería – Bus de continua	71,4	1	1,5	40
Inversor - Instalación interior	28,3	3	1,5	4

2.6.2. Dimensionado del bus de continua

El bus de continua es el elemento que distribuye los distintos flujos de energía eléctrica en corriente continua. A este elemento estarán conectados los paneles FV a través de los controladores de carga MPPT, la batería y el inversor, en su lado de continua. Será necesario colocar dos pletinas: una para el polo positivo y otra para el negativo.

Para el dimensionado de este elemento, se hará uso de un catálogo de International Bronmetal:

INTENSIDAD ADMISIBLE. DIN 43671																						
Temperatura ambiente 35°C • Temperatura final barras 65°C • Conductividad 56 M/Ωmm ² (ρ= 0,0178Ωmm ² /m)																						
Ancho x Espesor	Corriente alterna hasta 60 Hz								Corriente continua y alterna 16 2/3 Hz								CARACTERISTICAS ESTATICAS					
	Pintado				Brillante				Pintado				Brillante				$\frac{x}{F}$	$\frac{y}{F}$	$\frac{Jy}{cm^2}$	$\frac{Wy}{cm^2}$	ly cm	
	Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras		Número de Barras									
I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	Jx cm ²	Wx cm ²	lx cm	Jy cm ²	Wy cm ²	ly cm	
12 x 2	123	202	228		108	182	216		123	202	233		108	182	220		0,0288	0,0480	0,346	0,000800	0,00800	0,0577
15 x 2	148	240	261		128	212	247		148	240	267		128	212	252		0,0563	0,0750	0,433	0,00100	0,0100	0,0577
15 x 3	187	316	381		162	282	361		187	316	387		162	282	365		0,0844	0,113	0,433	0,00338	0,0225	0,0866
20 x 2	189	302	313		162	264	298		189	302	321		162	266	303		0,133	0,133	0,577	0,00133	0,0133	0,0577
20 x 3	237	394	454		204	348	431		237	394	463		204	348	437		0,200	0,200	0,577	0,00450	0,0300	0,0866
20 x 5	319	560	728		274	500	690		320	562	729		274	502	687		0,333	0,333	0,577	0,02080	0,0833	0,1440
20 x 10	497	924	1320		427	825	1180		499	932	1300		428	832	1210		0,667	0,667	0,577	0,16700	0,3330	0,2890
25 x 3	287	470	525		245	412	498		287	470	536		245	414	506		0,391	0,313	0,722	0,00563	0,0375	0,0866
25 x 5	384	662	869		327	586	795		384	664	841		327	590	794		0,651	0,521	0,722	0,02600	0,1040	0,1440
30 x 3	337	544	593		285	476	564		337	546	608		286	478	575		0,675	0,450	0,866	0,00675	0,0450	0,0866
30 x 5	447	760	944		379	672	896		448	766	950		380	676	897		1,130	0,750	0,866	0,03130	0,1250	0,1440
30 x 10	676	1200	1670		573	1060	1480		683	1230	1630		579	1080	1520		2,250	1,500	0,866	0,25000	0,5000	0,2890
40 x 3	435	692	725		366	600	690		436	696	748		367	604	708		1,60	0,800	1,15	0,00900	0,0600	0,0866
40 x 5	573	952	1140		482	836	1090		576	966	1160		484	848	1100		2,67	1,330	1,15	0,04170	0,1670	0,1440
40 x 10	850	1470	2000	2580	715	1290	1770	2280	865	1530	2000		728	1350	1880		5,33	2,670	1,15	0,33300	0,6670	0,2890

Fig. 25. Catálogo International Bronmetal. Intensidad admisible según DIN 43671

Para saber cuál es la intensidad admisible se va a considerar del caso más desfavorable en cuanto a intensidad: 60x2 A de la generación FV + 71,4 A de la batería, lo que significa un valor de 191,4 A, que se pondera por un factor de 1,25; del mismo modo que se ha hecho con el cableado.

Queda una intensidad máxima admisible de 239,25 A. Acudiendo a la Fig.25, en la columna correspondiente a corriente continua, se observa que, para usar una única barra de cobre pintado, es necesario que su sección transversal sea de ancho igual a 20 mm y espesor igual a 5 mm. Es decir, su sección transversal será de 100 mm².

2.6.3. Protecciones

Para el desarrollo de este apartado se utilizará como referencia la norma UNE-HD 60364-7-712, Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).

2.6.3.1. Puesta a tierra

Se llevará a cabo la puesta a tierra de todas las partes metálicas de la instalación (módulos fotovoltaicos, estructuras de soporte, cajas de conexión, carcasas metálicas, etc). Para esto, se hará uso de la puesta a tierra actual del edificio.

Para el cálculo de las secciones de los conductores de puesta a tierra, se tendrá en cuenta la siguiente tabla, dada por el ITC-BT-18 del reglamento electrotécnico de baja tensión:

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

Fig. 26. Relación entre los conductores de protección y los de fase

De esta forma, la sección mínima de los conductores de protección es la que se indica en la siguiente tabla:

Tabla 10: Tabla resumen secciones de fase y de protección

Cableado	Sección conductor de fase (mm ²)	Sección conductor protección (mm ²)
String -Caja de conexiones paneles	6	6
Caja de conexiones FV – Controlador de carga	35	16
Inversor– Bus de continua	60	30
Controlador de carga - Bus de continua	35	16
Batería – Bus de continua	40	20
Inversor - Instalación interior	4	4

2.6.3.2. Protecciones CC

En primer lugar, los paneles FV seleccionados ya tienen incorporada la protección de diodos de paso para evitar los puntos calientes en determinadas células ante sombreados parciales, y el consecuente deterioro del módulo.

En cuanto a las protecciones contra sobre intensidades, la mencionada norma UNE-HD 60364-7-712 se indica que en un grupo fotovoltaico con una o dos cadenas fotovoltaicas en paralelo no se requiere un dispositivo protector de sobre intensidad. De este modo, dado que la instalación a diseñar se compone de dos grupos fotovoltaicos, cada uno de ellos con dos cadenas fotovoltaicas en paralelo, esta afirmación es aplicable a la instalación y no se requiere protección de sobre intensidad. La justificación técnica de esta exención de colocar dispositivos de protección en este caso se debe a la baja corriente que suministran solo dos cadenas en paralelo.

Cabe mencionar que, además, los dos controladores de carga seleccionados cuentan con las siguientes medidas de protección: polaridad inversa, cortocircuito de salida y sobretensión.

El fabricante de los inversores indica la necesidad de colocar un fusible en serie con su entrada de continua, para proteger al inversor ante sobreintensidades. En concreto, recomienda fusibles que limiten la intensidad a 300 A. Es decir, se colocarán fusibles en cada una de las dos entradas DC de los inversores, cada fusible de 150 A. Destacar que los fusibles se situarán en ambos polos de cada una de las dos entradas, es decir, se colocará un total de 4 fusibles con intensidad nominal 150 A.

Por otra parte, para asegurar un método de desconexión sencillo de la instalación ante trabajos de mantenimiento o cualquier otra necesidad, se introducirán seccionadores: uno por cadena fotovoltaica (4 en total), uno por controlador de carga, uno para la batería, y otro para el inversor. Cada uno estará preparado para cortar las intensidades que ya se especificaron en la tabla 6.

En cuanto a la protección frente a sobretensiones, se tendrá en cuenta el criterio de longitud crítica expuesto en la tabla 712.102 de la norma UNE 60364-7-712. Para ello habrá que calcular primero la densidad de descargas a tierra N_g , que según la norma UNE-EN_62305-2, se puede aproximar en zonas de clima templado mediante la fórmula:

$$N_g \approx 0,1 \cdot T_D$$

La variable T_D es el número de días de tormentas al año, el cual se puede obtener del mapa que aparece en el Mapa 1 de la Guía BT-23, de protección contra sobretensiones. En dicho mapa, el número de días de tormentas al año para la provincia de Valencia se sitúa entre 20 y 25 días. Siendo conservadores, la densidad de descargas a tierra tendrá un valor de 2,5 descargas/km²/año.

Con este valor, se vuelve a la tabla 712.102 de la norma UNE 60364-7-712, en la que el cálculo de la longitud crítica para locales no residenciales se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$L_{crit} = 450 / N_g$$

Sustituyendo en la fórmula se llega al valor de $L_{crit} = 180$ m.

Este criterio exige de la necesidad de colocar un dispositivo de protección contra sobretensiones siempre y cuando $L_{crit} > L$, siendo L la longitud de los conductores. Consultando el apartado "2.6.1. Dimensionado del cableado" se puede comprobar que la longitud de los conductores es mucho menor de 180 m.

Por tanto, no se requiere incluir un dispositivo de protección contra sobretensiones para esta instalación.

2.6.3.2. Protecciones CA

En cuanto a las protecciones en alterna, se tendrá en cuenta que el inversor incluye protecciones contra sobrecargas y cortocircuito. Además, la salida de AC de los inversores se conecta a líneas ya dispuestas en la instalación interior del edificio, las cuales cuentan con sus propias protecciones de tipo diferencial y magnetotérmico, que protegen tanto a las personas como a la instalación frente a cortocircuitos o sobrecargas.

Sin embargo, sí que cabe mencionar que, en cada una de las dos salidas de AC del inversor, se instalará un elemento de protección diferencial tipo A de 30 mA, en el caso de que la propia instalación interior del edificio no contase con ellos.

Esta medida se lleva a cabo siguiendo las instrucciones expuestas en el ITC-BT-40. En concreto, el siguiente párrafo se añadió a esa norma a través del reciente RD-244/2019: "*Todos los generadores para suministro con autoconsumo con excedentes [...] que se conecten a instalaciones interiores o receptoras de usuario, lo harán a través de un circuito independiente y dedicado desde un cuadro de mando y protección que incluya protección diferencial tipo A, que será de 30 mA en instalaciones de viviendas, o instalaciones accesibles al público general en zonas residenciales, o análogas*". Al ser esta una instalación situada en un edificio de oficinas, se considera análoga a una instalación accesible al público general.

2.7. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA CIVIL

Dado que la instalación se ubica en una cubierta plana, su montaje en la misma es factible sin que sea necesaria la modificación de elementos del edificio. No se requiere, por tanto, de una obra civil a nivel de adecuación de la estructura del edificio, ni ninguna otra modificación sustancial.

De cara a la realización de este proyecto sería necesaria la utilización de una grúa para subir los paneles fotovoltaicos, estructura de soporte de los mismos, cableado y el resto de materiales que se vayan a colocar en la cubierta.

Otro aspecto a mencionar en este apartado es el de las condiciones de seguridad que tiene que cumplir el local en el que se instalen las baterías. En concreto, se seguirán las siguientes indicaciones, dispuestas en el Reglamento electrotécnico de baja tensión (ver *ITC-BT-30: Instalaciones en Locales de Características Especiales*, ya que en su apartado 7 se regulan las condiciones de las instalaciones en locales en que existan baterías de acumuladores):

- El equipo eléctrico utilizado estará protegido contra los efectos de vapores y gases desprendidos por el electrolito.
- Los locales deberán estar provistos de una ventilación natural o forzada que garantice una renovación perfecta y rápida del aire. Los vapores evacuados no deben penetrar en locales contiguos.
- La iluminación artificial se realizará únicamente mediante lámparas eléctricas de incandescencia o de descarga.
- Las luminarias serán de material apropiado para soportar el ambiente corrosivo y evitar la penetración de gases en su interior.
- Los acumuladores estarán dispuestos de manera que pueda realizarse fácilmente la sustitución y el mantenimiento de cada elemento. Los pasillos de servicio tendrán una anchura mínima de 0,75 metros.

2.8. SISTEMA DE CONTROL Y MONITORIZACIÓN ENERGÉTICA

La monitorización del consumo y producción del sistema se va a llevar a cabo a través del dispositivo Color Control GX, de la marca Victron. Se puede consultar su ficha técnica en el [Anexo I](#).



Fig. 27. Color Control GX

Este dispositivo cumple una doble función. En primer lugar, es capaz de comunicarse con el inversor/cargador Quattro, la batería y los dos cargadores solares, pudiendo controlar parámetros de la instalación, como el estado de carga de la batería. En segundo lugar, es capaz de acceder a las siguientes variables: estado de carga de la batería, consumo eléctrico actual, producción de energía de los paneles FV y energía proveniente de la red, así como otros parámetros eléctricos como intensidad, voltaje y frecuencia. Cabe destacar que este dispositivo no mide directamente ninguna de estas variables, sino que extrae estos datos del resto de dispositivos, muestra en pantalla esta información y, además, la almacena en una base de datos.

Además, este equipo puede conectarse a Internet a través del portal VRM (Victron Remote Management), permitiendo así su utilización a distancia. Es decir, es posible controlar la instalación de forma remota y también es posible acceder inalámbricamente a los datos eléctricos y energéticos de la instalación, pudiendo realizar el análisis de los mismos.

Por otro lado, hay acciones de control que no estarán controladas por el Color Control, sino que se implementan directamente en el inversor. Por ejemplo, las acciones de control que permiten mantener unos valores de tensión y frecuencia estables, o la conmutación automática para trabajar en modo isla ante un fallo en el suministro de red. Precisamente es esta última funcionalidad la que se testea en el siguiente capítulo.

Por último, recordar que es necesario un equipo de medida bidireccional que registre los valores de energía consumida/vertida en el punto frontera. El edificio ya cuenta con un dispositivo de estas características, por lo que no es necesario instalar uno. La empresa distribuidora de energía puede acceder a los datos recogidos por este equipo para enviarlos a la comercializadora, que realizará la facturación y liquidación correspondiente.

CAPÍTULO 3: ESTUDIO DEL SISTEMA DE CONTROL DE LA INSTALACIÓN

3.1. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN EN LA QUE SE REALIZAN LAS PRUEBAS

Este capítulo se incluye con la intención de cumplir con uno de los objetivos de este TFG: testear un mecanismo de alimentación ininterrumpida, equivalente al de la instalación diseñada, haciendo uso de una instalación real similar situada en un laboratorio en las instalaciones de ITE (Instituto Tecnológico de la Energía) en Paterna.

Es decir, la instalación en la que se realizan las pruebas debe ser lo suficientemente similar a la instalación diseñada en este TFG como para que el testeo sea extrapolable. En este apartado se va a justificar esa similitud.

Los inversores de los que se dispone son del mismo fabricante que el seleccionado en este TFG (Victron Energy) y disponen de la misma funcionalidad SAI, la cual se quiere testear. Además, en la instalación de laboratorio también se dispone de baterías para la acumulación de energía, así como de un banco de resistencias controlable, que simulará a las cargas. De esta forma, se podrá comprobar cómo es la respuesta del inversor ante variaciones en las cargas, cuando trabaja en modo isla.

Además, se hará uso de un equipo analizador de red, que permita medir parámetros eléctricos para posteriormente analizarlos.

En cuanto a las diferencias, la instalación de las pruebas no cuenta con generadores fotovoltaicos conectados, por lo que esta parte no ha podido ser testeada. Otra diferencia es que la instalación a testear es trifásica en el lado de AC, mientras que la instalación diseñada es monofásica.

Se dispone de un esquema de conexiones en el plano 4: “Esquema unifilar conexiones instalación laboratorio”

En las siguientes figuras se exponen los distintos elementos que componen la instalación en la que se realizan las pruebas de laboratorio:

- Inversores/cargadores Multiplus Compact de la marca Victron Energy con capacidad de funcionamiento en isla (3 unidades x 2kVA). Se dispone de 3 unidades para su funcionamiento trifásico.



Fig. 28. Inversores de la instalación de laboratorio

- Batería de plomo (tensión nominal de 24V y capacidad C_{100} 14688Ah)



Fig. 29. Batería de la instalación de laboratorio

- Banco de resistencias modulable de 15 kW trifásico (permite escalones de potencia de 1 kW por fase). Controlables mediante un fichero de texto en el que se definen las secuencias de encendido-apagado.



Fig. 30. Banco de resistencias de la instalación de laboratorio

- Analizador de red Fluke 1735



Fig. 31. Analizador de red en la instalación de laboratorio



Fig. 32. Fotografía del conjunto de la instalación de laboratorio

3.2. PLAN DE PRUEBAS

Las pruebas de laboratorio se realizarán de forma que, mientras la red está abasteciendo a las cargas, se simule un fallo de suministro (desconexión de la alimentación de la red). En ese momento, los inversores realizan la conmutación al modo isla y las baterías comienzan a suministrar energía a las cargas.

Seguidamente, se muestra un esquema secuencial de las pruebas en laboratorio, así como una tabla en la que se describe con más detalle el procedimiento de las pruebas, paso a paso.

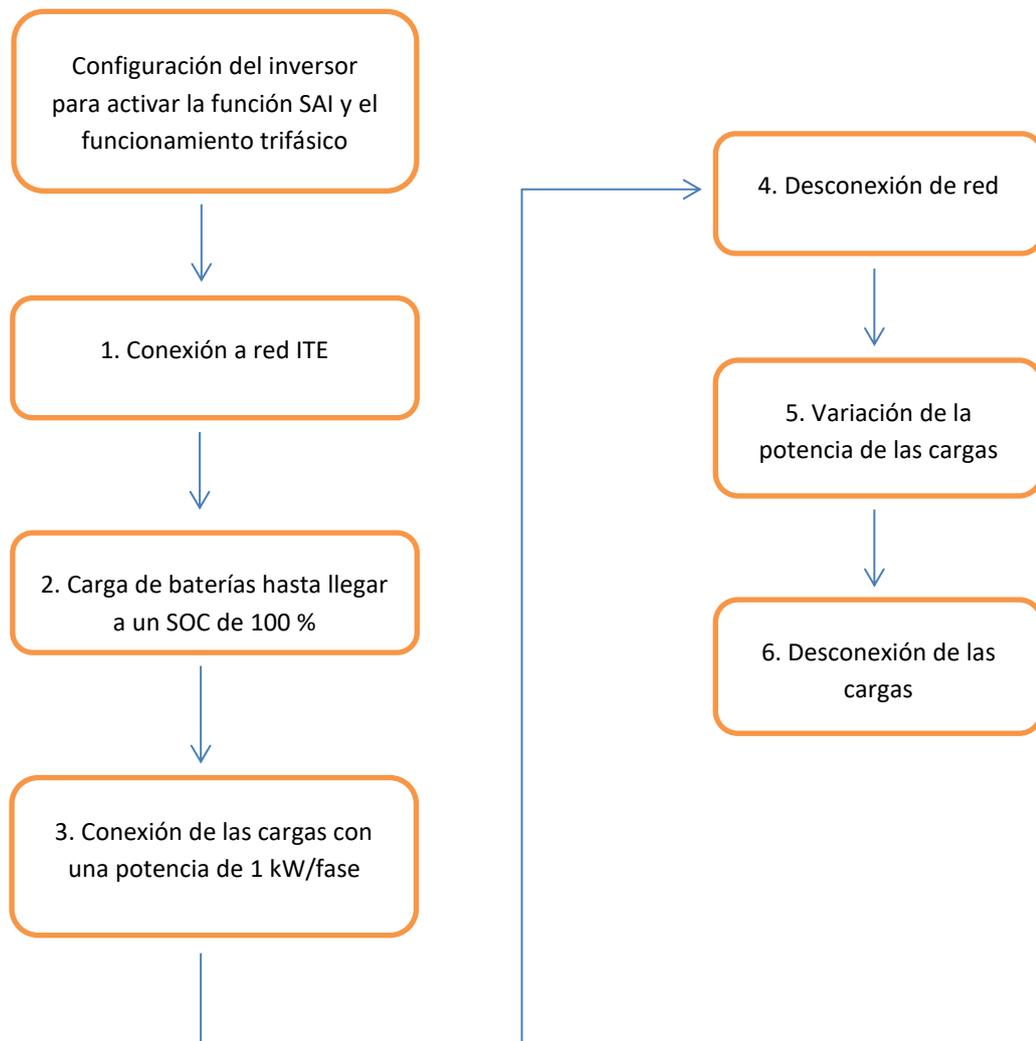


Fig. 33. Esquema secuencial del plan de pruebas

Plan de pruebas		
Objetivo		
<p>Comprobar el correcto funcionamiento de la modalidad SAI de los inversores.</p> <p>Valorar la calidad de la red interior creada, mediante toma de datos de parámetros eléctricos y el posterior análisis de los mismos.</p>		
Configuración		
<p>Función SAI de los inversores activada.</p> <p>Configuración de 3 inversores para su funcionamiento en trifásica.</p>		
Precondición		
<p>Es necesario realizar el montaje de la instalación según se indica en el plano 4 “Esquema unifilar conexiones instalación laboratorio”. El montaje de la instalación, así como cualquier maniobra que conlleve riesgo eléctrico, será realizada por personal debidamente cualificado o autorizado para ello.</p> <p>También es necesario haber definido la secuencia de encendido-apagado de las resistencias mediante un fichero de texto que contendrá las consignas.</p>		
Detalle paso a paso		
Paso	Acción	Resultados
1	Conexión a red ITE mediante cuadro general (cargas desconectadas)	Baterías empiezan a cargarse
2	Carga de la batería hasta llegar a un SOC del 100%.	Comprobación del SOC de la batería
3	Conexión de las cargas: - Consigna de 1 kW por fase	Cargas son alimentadas por la red
4	Desconexión de la red	Inversores realizan la conmutación para que las baterías comiencen a alimentar a las cargas
5	Variación de potencia de las cargas mediante: - Consignas de 2 kW por fase - Consignas de 1 kW por fase - Consignas de 0 kW por fase	Comprobar mediante los datos recogidos cuál es la respuesta de los inversores ante las exigencias de potencia
6	Desconexión de las cargas	

Por último, las consignas de potencia definidas para el control del banco de resistencias se pueden resumir en el gráfico de una curva de carga, que es la siguiente:

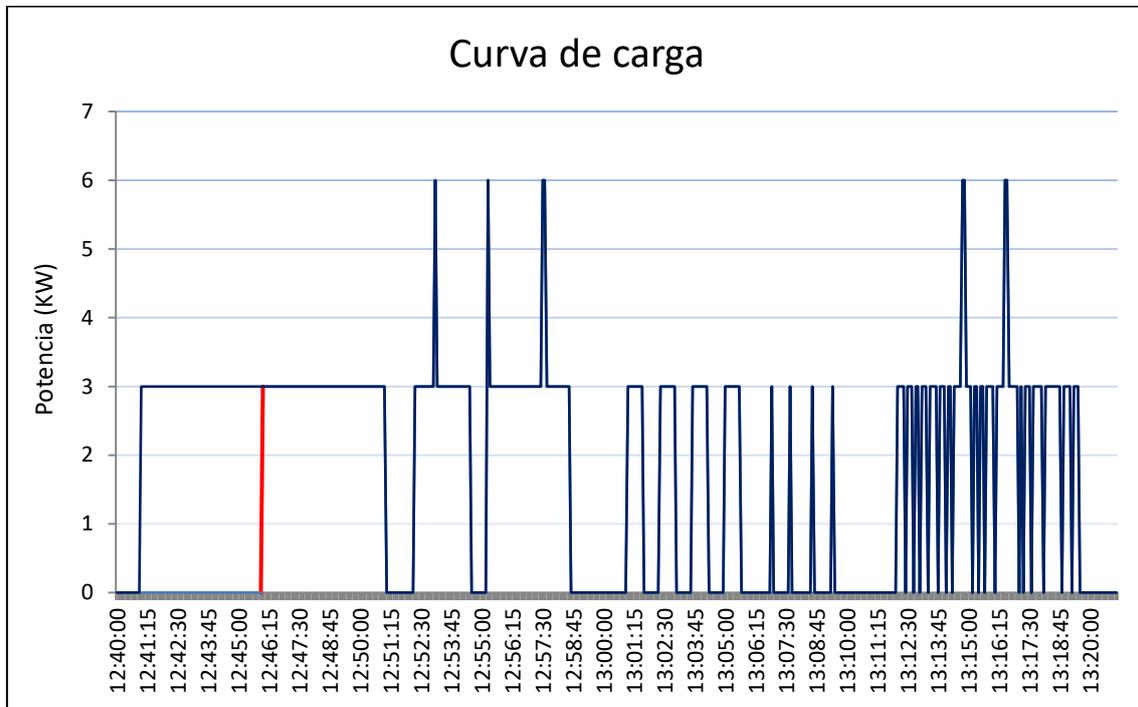


Fig. 34. Curva de carga formada por las consignas de potencia del banco de resistencias

Esta curva de carga definida por las consignas de potencia se divide en cuatro partes, que simulan cuatro modos de funcionamiento distinto:

1. Funcionamiento en régimen continuo: consumo constante durante el cual se procederá a la desconexión de la red (marcado por la línea roja).
2. Funcionamiento en régimen continuo, con picos de consumo.
3. Funcionamiento cíclico: cuatro ciclos y cuatro picos de consumo.
4. Funcionamiento real: se simula el comportamiento real de una demanda que no sigue un patrón fijo, sino que se producen consumos de forma aleatoria durante ese periodo de tiempo.

3.3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Los datos que se han medido mediante el analizador de red han sido la tensión (V) para cada una de las tres fases, la intensidad (A) de cada una de las fases y del neutro, y la frecuencia (Hz). El periodo de muestreo utilizado ha sido de 1 segundo. Los datos de potencia (W) se han calculado a partir de la tensión y la intensidad medidas.

En las dos siguientes figuras se muestran las medidas de tensión e intensidad realizadas:

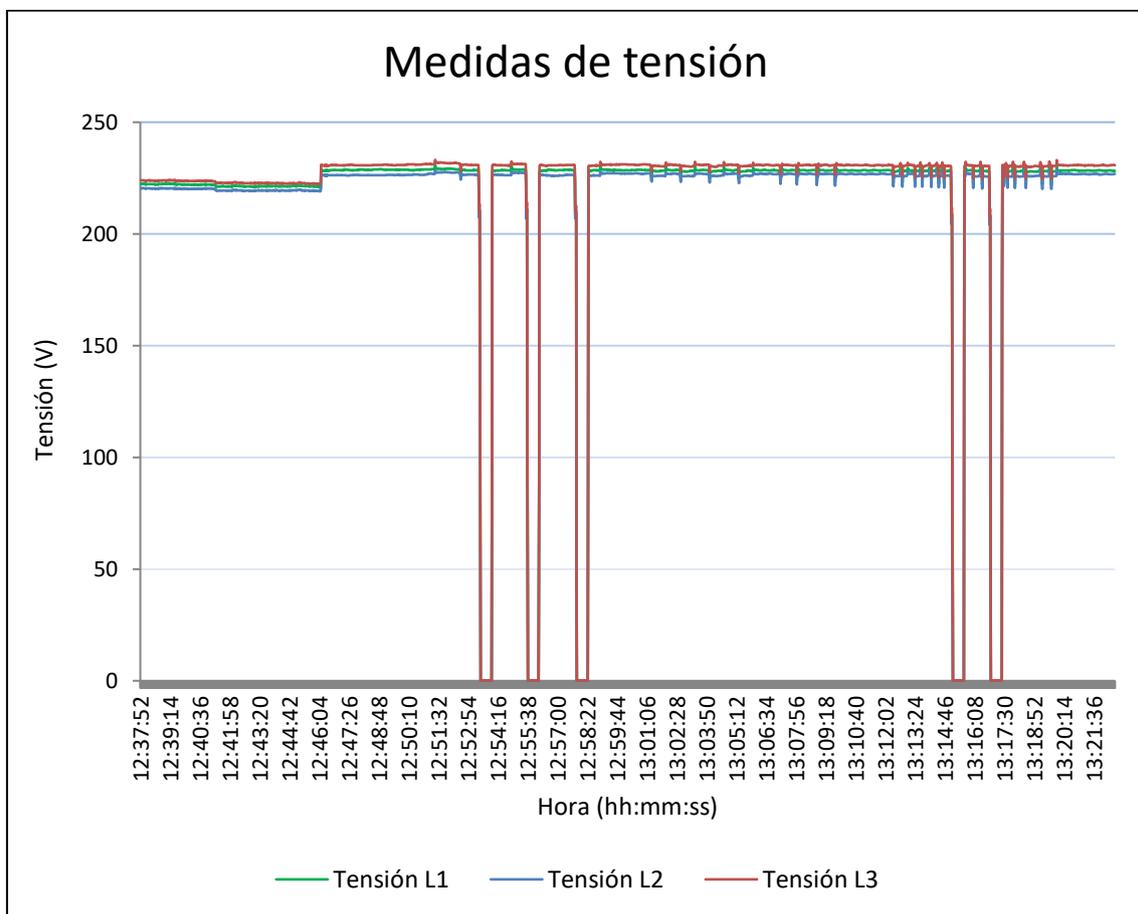


Fig. 35. Gráfica con las medidas de tensión realizadas

Se han realizado las medidas en un sistema trifásico equilibrado, por lo que era previsible que las tensiones sean prácticamente iguales en cada fase.

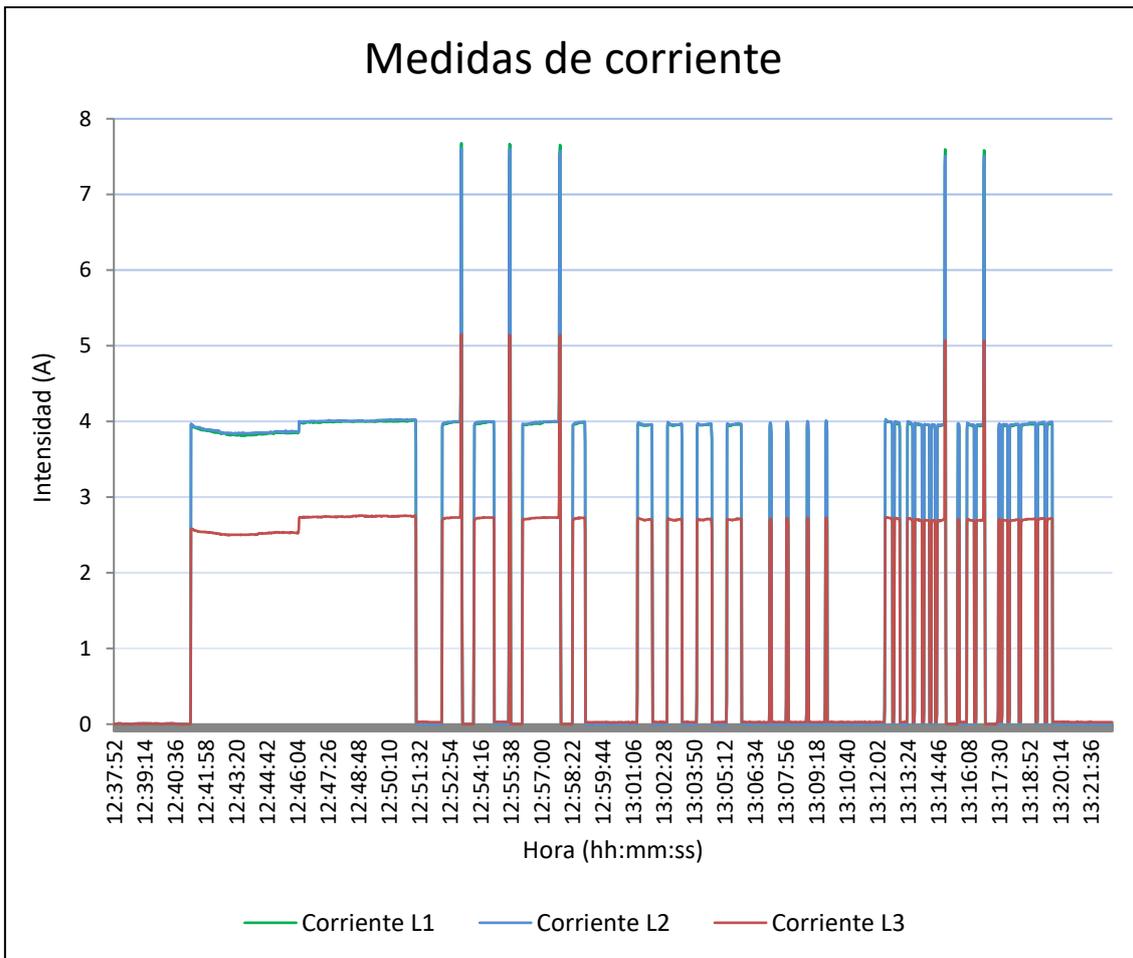


Fig. 36. Gráfica con las medidas de corriente realizadas

Sin embargo, no era previsible que las corrientes fuesen distintas en una de las fases. En la figura 36 se observa cómo la intensidad en las fases 1 y 2 son prácticamente iguales, mientras que en la fase 3 el valor es menor. Posteriormente a la realización de las pruebas se ha comprobado que esta desviación respecto al valor esperado se debe a un fallo en el equipo de medida, pues este dispositivo no recoge valores que se ajusten a la realidad para la fase 3.

Tras este error de medida debido a una avería del equipo de medida, no fue posible la repetición de las pruebas por falta de disponibilidad de los equipos necesarios para el desarrollo de las mismas.

Por este motivo, se va a extraer la fase 3 del análisis y se van a tener en cuenta los datos de las otras dos fases. En cualquier caso, el comportamiento en cada una de las fases es equivalente por ser un sistema trifásico equilibrado, es decir, las conclusiones extraídas son extrapolables al comportamiento del resto de las fases y se considera el análisis de una fase como igualmente válido.

Una vez se ha detectado este error de medida, se procede al desarrollo del análisis, que consta de los siguientes puntos:

- Instante de desconexión de la red
 - Desconexión automática de inversores ante requerimientos de potencia
 - Incremento de la tensión en modo isla
 - Comportamiento durante el funcionamiento en modo isla (seguimiento de consignas, estabilidad de frecuencia y transitorios de tensión)
-
- **Instante de desconexión de la red**

En la siguiente figura, se puede distinguir el momento en el que se produce la desconexión de la red y la conmutación a modo isla, ya que se produce una perturbación en forma de bajada de la frecuencia, que llega a un valor de 49,36 Hz (el mínimo registrado). El momento exacto de la desconexión se produjo a las 12:46:08. En todos los gráficos se incluye el momento de la conmutación, el cual se indica mediante una línea roja discontinua.

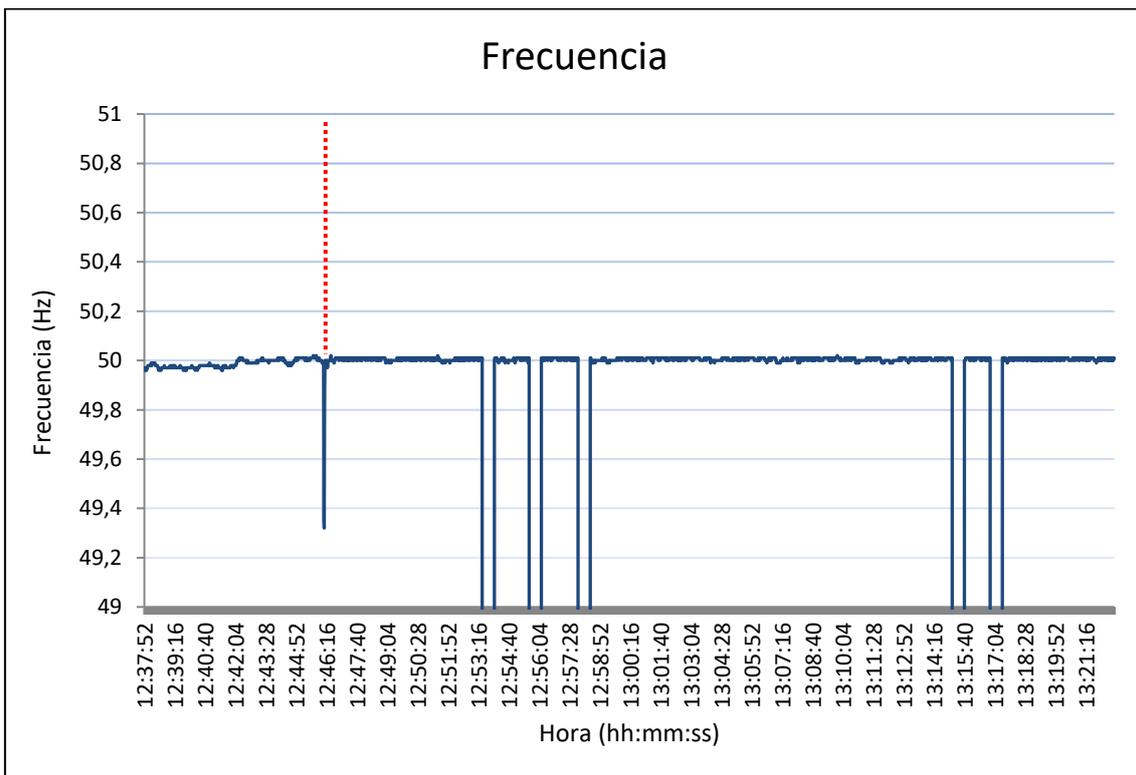


Fig. 37. Bajada de la frecuencia en la conmutación red-isla

Los otros 5 momentos en los que la frecuencia baja de los 50 Hz están provocados por las desconexiones del inversor por límite de potencia, hechos que se justifican a continuación. En esos 5 sucesos no hay tensión y la frecuencia es de 0 Hz.

- **Desconexión automática de inversores ante requerimientos de potencia**

Para explicar este comportamiento, se escogen como ejemplo las medidas realizadas en la fase 1, siendo equivalente el análisis para el resto de fases. En el siguiente gráfico (Fig.38.) se observa cómo la tensión cae a 0 en el momento en el que se produce un pico de corriente. Esto ocurre 5 veces.

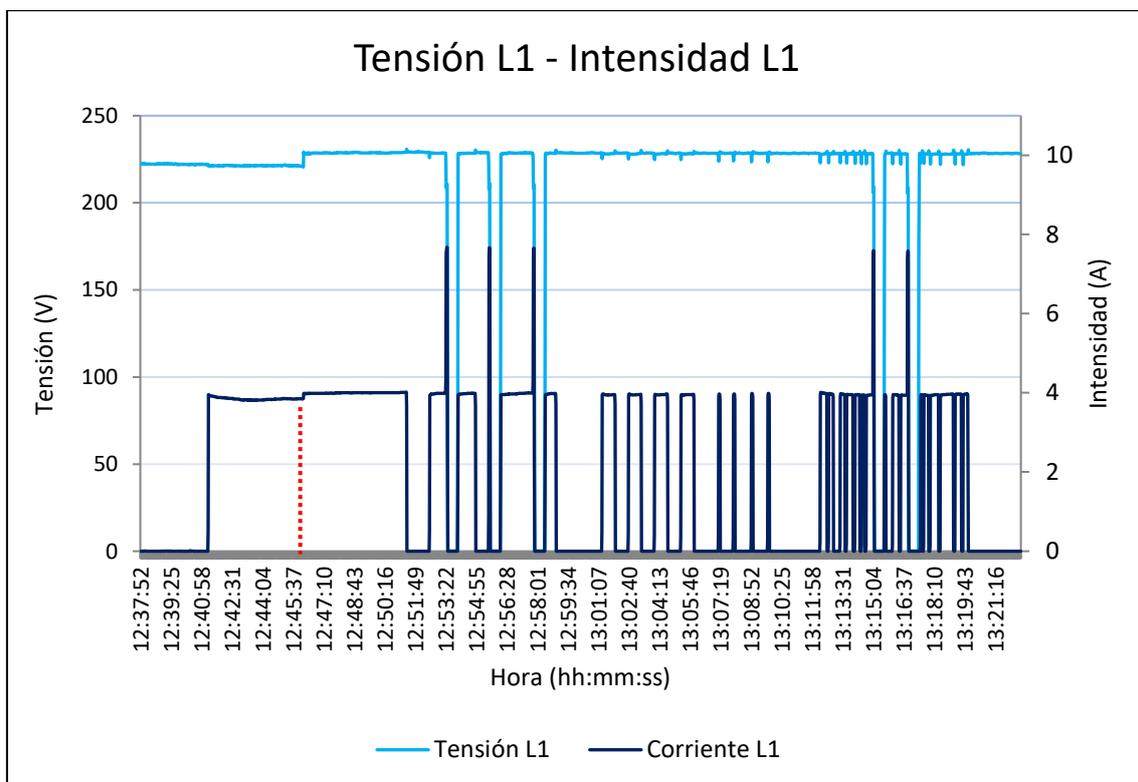


Fig. 38. Comparativa tensión – intensidad en fase 1

El inversor no es capaz de aportar los 2000 W pico que se han definido en las consignas de potencia del banco de resistencias. Se sabía previamente que la potencia máxima activa que el inversor es capaz de trasegar en régimen permanente es de 1600 kW, pero se ha querido testear si el inversor era capaz de admitir picos de potencia de hasta 2 kW (25% de sobrecarga) durante 5 segundos.

En los siguientes dos gráficos se observa que el inversor limita la potencia a 1,6 kW durante estos picos y, tras soportar el pico durante unos 3 segundos, se desconecta. El inversor vuelve a entrar en funcionamiento de forma automática tras 27 segundos de espera.

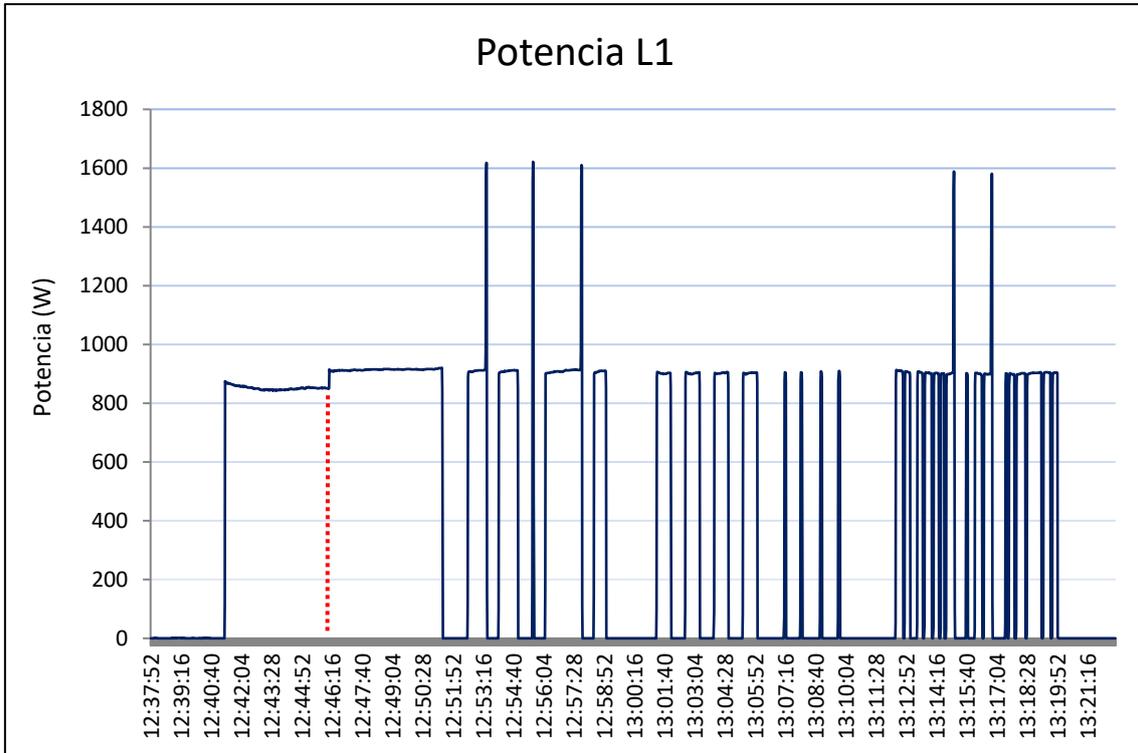


Fig. 39. Potencia fase 1

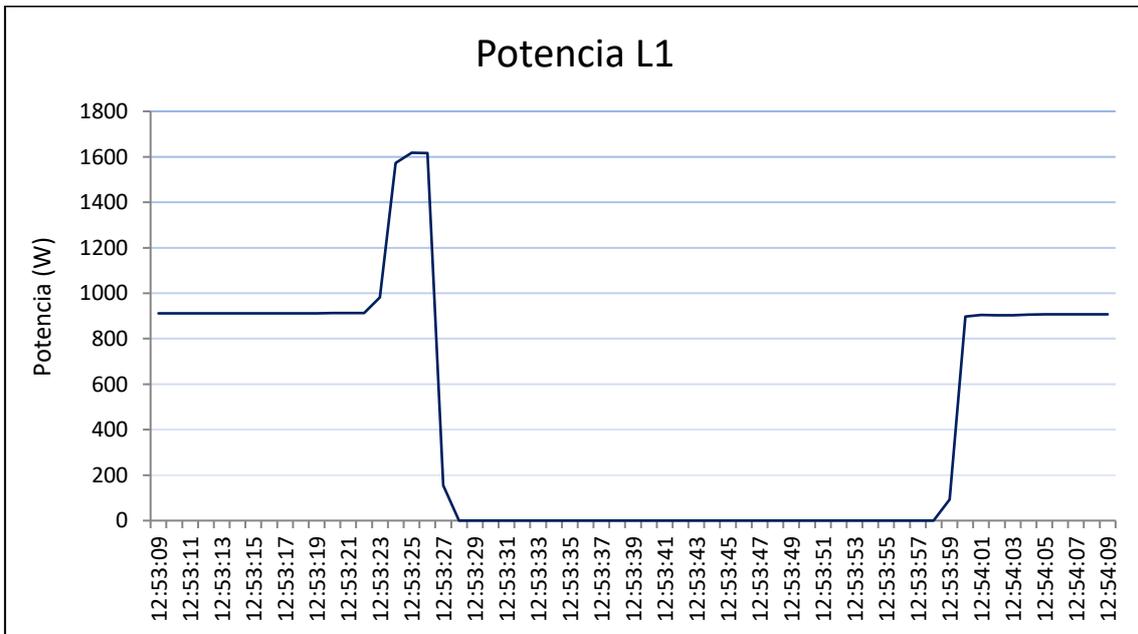


Fig. 40. Detalle potencia en fase 1: pico de potencia y reconexión

- Incremento de la tensión en modo isla

En esta ocasión, se compara la tensión con la potencia, en la primera fase. Se puede apreciar que el voltaje que mantiene el inversor a su salida AC es ligeramente superior al de la red (3,4% aprox.). De este modo, al ser las cargas completamente resistivas, se produce un aumento de la intensidad de la misma proporción, según la ley de Ohm, y eso explica que el aumento de potencia sea de alrededor del 7%.

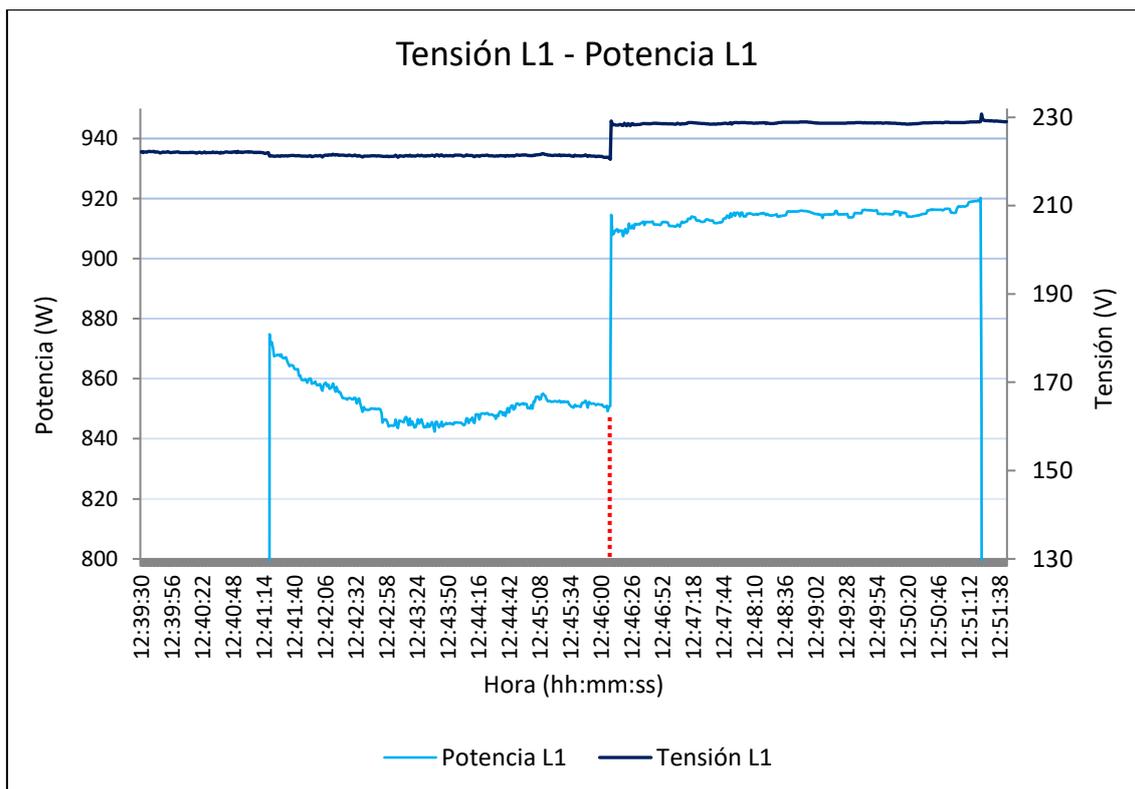


Fig. 41. Comparación potencia L1 – tensión L1 en la conmutación

- **Comportamiento durante el funcionamiento en modo isla (seguimiento de consignas, estabilidad de frecuencia y transitorios de tensión)**

En el siguiente gráfico se comparan las consignas de potencia por fase con la potencia real medida en una fase:

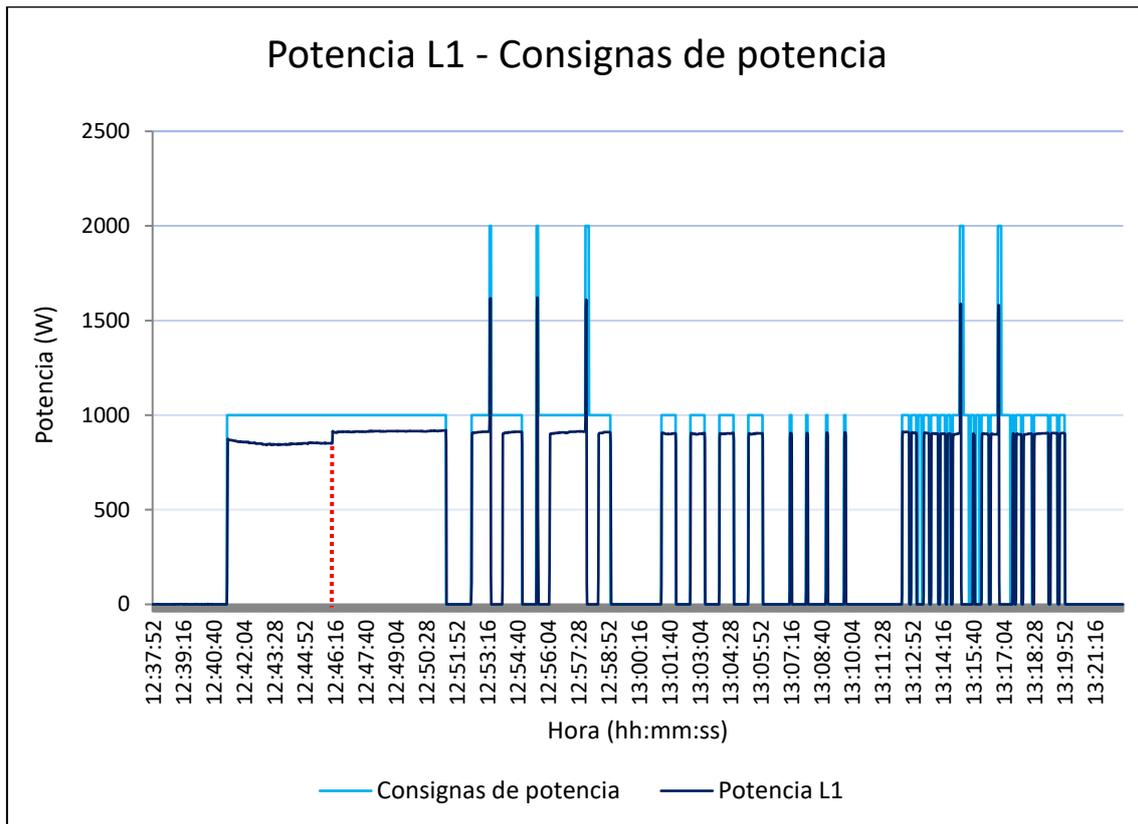


Fig. 42. Comparación consignas de potencia vs potencia real

Se comprueba que el sistema de control de las resistencias ha funcionado correctamente y, por tanto, las consignas se han seguido satisfactoriamente. Las diferencias entre la potencia real y las consignas de potencia tienen dos causas:

1. Los picos de potencia no son soportados por el inversor, por lo que este se desconecta en los 5 picos que hay en las consignas. Por lo tanto, no solo no llega la potencia pico a los 2000 W, sino que durante los 30 segundos posteriores al pico, no hay potencia pues los inversores permanecen apagados.
2. La tensión nominal del banco de resistencias es de 240 V, mientras que los valores de tensión utilizados han sido unos 221 V en red y unos 228 V en isla. De esta forma, la potencia en isla ha sido aproximadamente un 10% menor que la de consigna, llegando este valor hasta el 15% durante el suministro de red.

Respecto a la calidad de la red creada en el modo en isla, se hace uso de las dos siguientes figuras para comprobar si el inversor ha sido capaz de mantener unos valores de frecuencia y tensión estables ante las variaciones de carga:

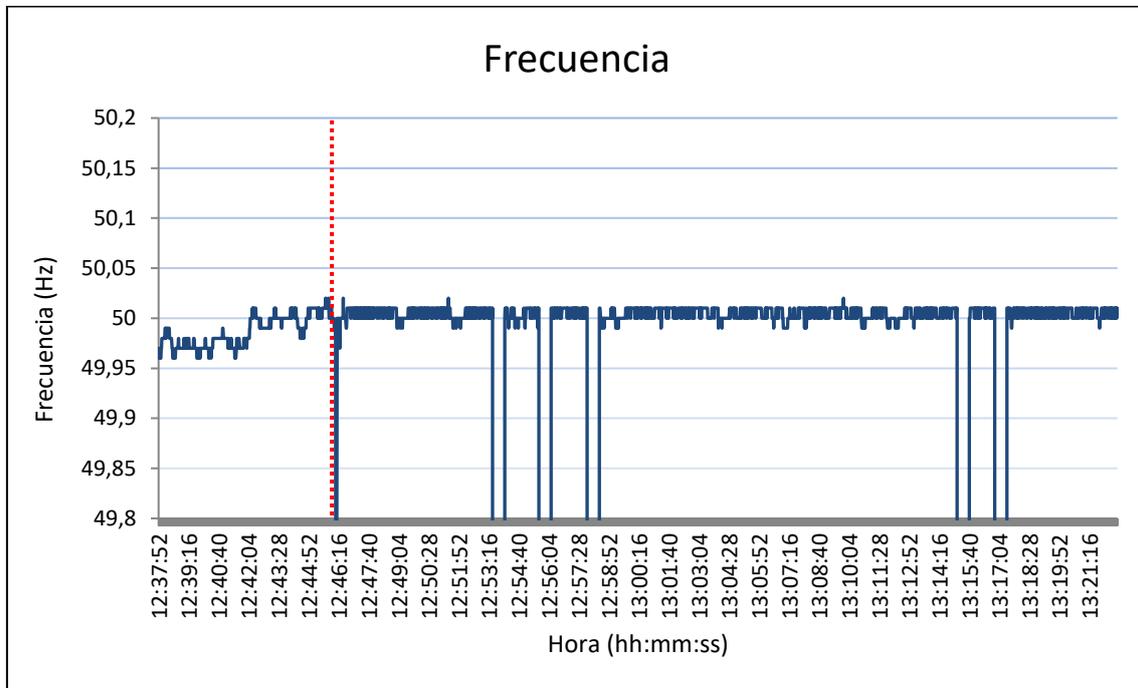


Fig. 43. Detalle de la frecuencia: comparación red-isla

En cuanto a la frecuencia, se aprecia que la red creada en isla tiene una frecuencia incluso más estable que la frecuencia de la propia red eléctrica. En concreto, la desviación típica de los valores de frecuencia en isla (sin considerar los periodos de frecuencia 0, en los que el inversor está apagado) es de 0,006 Hz, mientras que la desviación típica de la frecuencia de la red es de 0,015 Hz (más del doble).

Por otro lado, no se han apreciado variaciones de frecuencia asociadas a variaciones de carga.

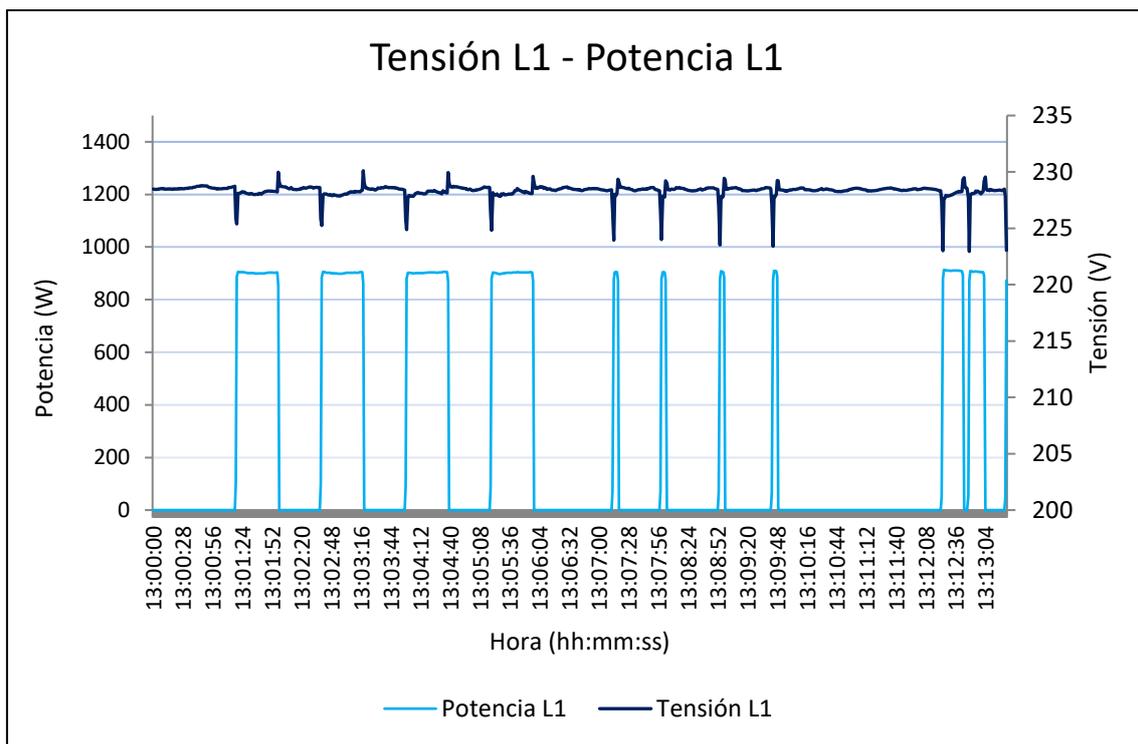


Fig. 44. Comparación potencia L1 – tensión L1 ante escalones

Por su parte, el voltaje sufre pequeñas variaciones (de entre el 1 y el 2,5%) ante cambios en las consignas de potencia, aunque tras este fenómeno transitorio vuelve a estabilizarse en torno a su valor medio en menos de tres segundos. Esas variaciones de voltaje son inversas a las de potencia, es decir, ante un escalón de subida de potencia, se produce un leve transitorio de bajada de la tensión, y viceversa.

PRESUPUESTO

1. PRESUPUESTOS PARCIALES

Código	Unidad	Descripción	Rendimiento	Precio	Importe (€)
				Unitario (€/unidad)	
1		Equipos			
1.1	Ud	Módulo solar fotovoltaico A-300M GS ATERSA	20	111	2220
1.2	Ud	Inversor Quattro 48/8000/110-100/100-230V VICTRON ENERGY	1	2355	2355
1.3	Ud	Batería de ion-litio RESU3.3 LG CHEM	1	1856	1856
1.4	Ud	Cargador de baterías SmartSolar Charge Controller MPPT 250/60 VICTRON ENERGY	2	524	1048
1.5	Ud	Sistema de monitorización Color Control GX VICTRON ENERGY	1	312	312
	s				
				Subtotal equipos:	7791
2		Estructura soporte			
		Estructura de sujeción de 10 paneles FV sobre cubierta plana. Constituida por perfilería de aluminio estructural 6005 T6 y tornillería de acero inoxidable			
2.1	Ud		2	116	232
				Subtotal estructura soporte:	232
3		Cableado			
3.1	m	Cableado para uso fotovoltaico según norma UNE-EN 50618, 6 mm ²	40	0,7	28
3.2	m	Cableado para uso fotovoltaico según norma UNE-EN 50618, conductor de puesta a tierra, 6 mm ²	20	0,7	14
3.3	m	Cableado para uso fotovoltaico según norma UNE-EN 50618, 35 mm ²	60	2,8	168
3.4	m	Cableado para uso fotovoltaico según norma UNE-EN 50618, conductor de puesta a tierra, 16 mm ²	30	1,3	39
3.5	m	Cableado para instalación interior, aislamiento tipo XLPE/EPR, 60 mm ²	6	4,1	24,6
3.6	m	Cableado para instalación interior, aislamiento tipo XLPE/EPR, conductor de puesta a tierra, 30 mm ²	3	2,4	7,2
3.7	m	Cableado para instalación interior, aislamiento tipo XLPE/EPR, 35 mm ²	6	2,6	15,6
3.8	m	Cableado para instalación interior, aislamiento tipo XLPE/EPR, conductor de puesta a tierra, 16 mm ²	3	1,1	3,3
3.9	m	Cableado para instalación interior, aislamiento tipo XLPE/EPR, 40 mm ²	3	2,7	8,1
3.10	m	Cableado para instalación interior, aislamiento tipo XLPE/EPR, conductor de puesta a tierra, 20 mm ²	1,5	1,3	1,95
3.11	m	Cableado para instalación interior, aislamiento tipo XLPE/EPR, 4 mm ²	9	0,5	4,5
3.12	m	Cableado para instalación interior, aislamiento tipo XLPE/EPR, conductor de puesta a tierra, 4 mm ²	4,5	0,5	2,25
				Subtotal cableado:	316,5

Diseño de un sistema de balance neto mediante gestión de almacenamiento e integración de energía solar fotovoltaica de 6 kW, con capacidad de funcionamiento en modo isla

4		Otros elementos eléctricos			
4.1	Ud	Fusibles de corriente nominal 300 A, poder de corte 10 kA, junto a su correspondiente portafusible	4	15,6	62,4
4.2	m	Pletina de cobre pintado para usos eléctricos, sección transversal 100 mm ²	1	17	17
4.3	Ud	Cuadro de mando y protección, con sus correspondientes seccionadores	1	80	80
4.4	Ud	Cajas de conexiones para paneles FV, con sus correspondientes seccionadores	2	45	90
			Subtotal otros elementos eléctricos:		249,4
5		Mano de obra			
5.1	h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	6	19,11	114,66
5.2	h	Ayudante instalador de captadores solares.	6	17,5	105
5.3	h	Oficial 1ª electricista.	6	19,11	114,66
5.4	h	Ayudante electricista.	6	17,5	105
			Subtotal mano de obra:		439,32

2. PRESUPUESTO TOTAL

Código	Descripción	Importe
1	Equipos	7.791,00 €
2	Estructura soporte	232,00 €
3	Cableado	316,50 €
4	Otros elementos eléctricos	249,40 €
5	Mano de obra	439,32 €
	TOTAL	9.028,22 €
<hr/>		
	Presupuesto de ejecución material	9.028,22 €
	10% Gastos generales	902,82 €
	6% Beneficio industrial	541,69 €
<hr/>		
	Total presupuesto de inversión	10.472,74 €
	21% IVA	2.199,27 €
	Presupuesto de ejecución por contrata	12.672,01 €

El presupuesto de ejecución por contrata asciende a DOCE MIL SEISCIENTOS SETENTA Y DOS EUROS CON 1 CÉNTIMO.

3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y REDUCCIÓN DE EMISIONES

Para poder llevar a cabo este apartado se ha realizado una simulación en PVSyst (ver anexo II) introduciendo los datos de los equipos seleccionados, así como el resto de inputs necesarios. De esta forma, se han obtenido los siguientes datos anuales:

Energía autoconsumida	7040 kWh
Energía vertida a red	2300 kWh

Además, se hará uso de los siguientes datos:

Coste energía + peaje acceso	0,11 €/kWh
Precio compensación excedentes	0,0497 €/kWh
Inversión total	12.672,01 €
Coste mantenimiento anual	50 €

RESULTADOS ECONÓMICOS

Disminución costes por reducción consumo red	774,4 €
Disminución costes por compensación de excedentes	114,31 €
Disminución costes anual (IVA incluido)	1075,34 €
Coste anual (vida útil 20 años)	633,601 €
Ahorro económico anual	441,74 €
Periodo de amortización bruta (pay-back)	11,78 años
Rendimiento bruto de la inversión	61,83 %
Rendimiento bruto anual	3,09 %

Con los datos de energía autoconsumida y vertida a red se pueden estimar las emisiones de CO₂ evitadas gracias al sistema fotovoltaico. Para el cálculo, se hará uso del factor de emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en la península. Este dato es aportado por REE anualmente y, en concreto, para el año 2018 tuvo un valor de 0,219 kg de CO₂/kWh.

Haciendo los cálculos, se obtiene un total de **emisiones evitadas** durante toda la vida útil de la instalación de **40,9 toneladas de CO₂**, es decir, 2,05 toneladas anuales. Esta cantidad es equivalente a las emisiones producidas por un vehículo de combustión interna que recorriese unos 15.000 km cada año⁶.

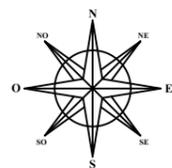
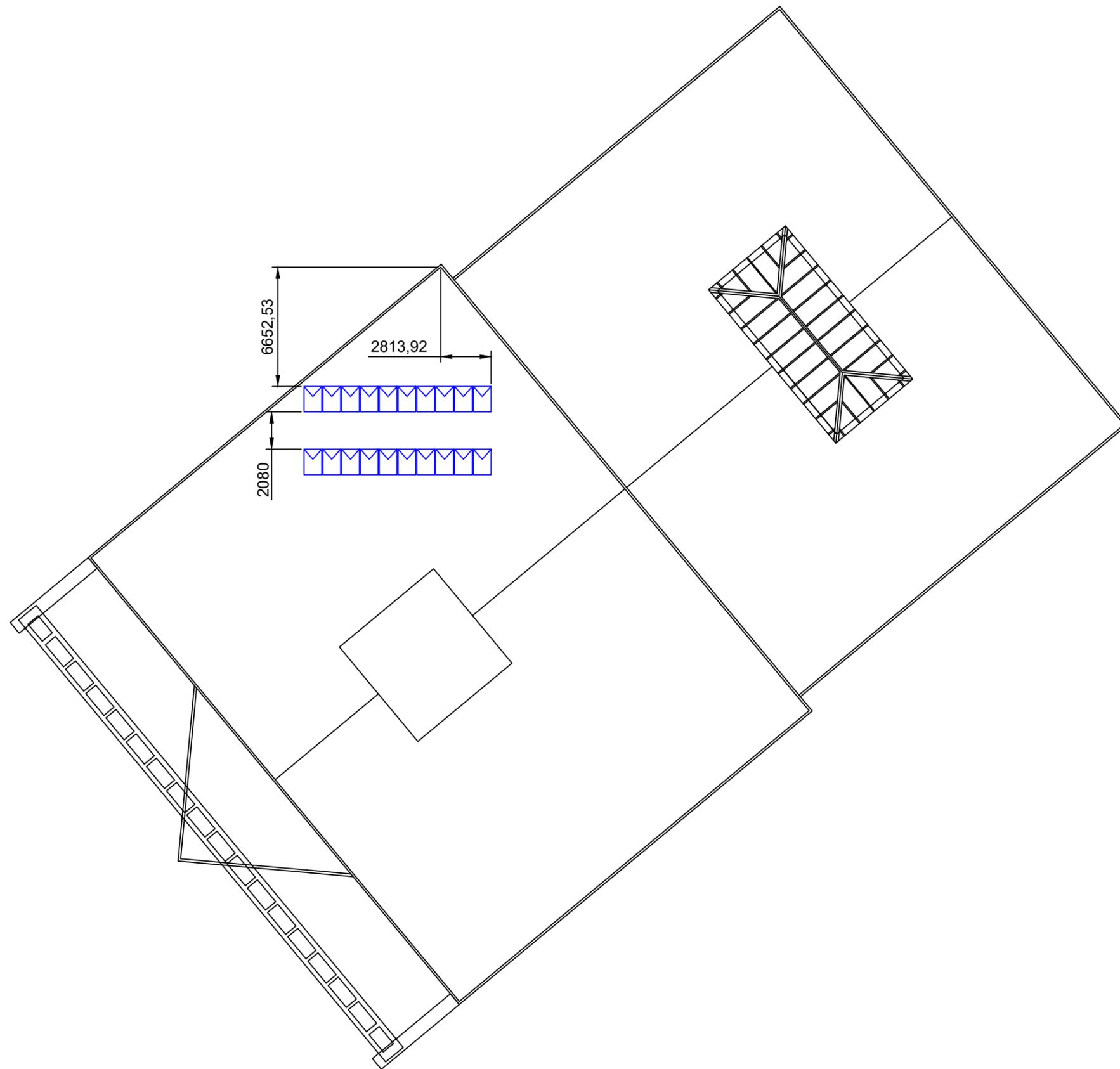
Este dato ejemplifica el positivo impacto ambiental que tiene esta propuesta.

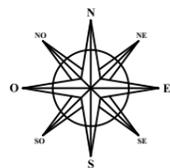
⁶ Considerando un factor de conversión 137 g CO₂/km (Fontaras & Samaras, 2010)

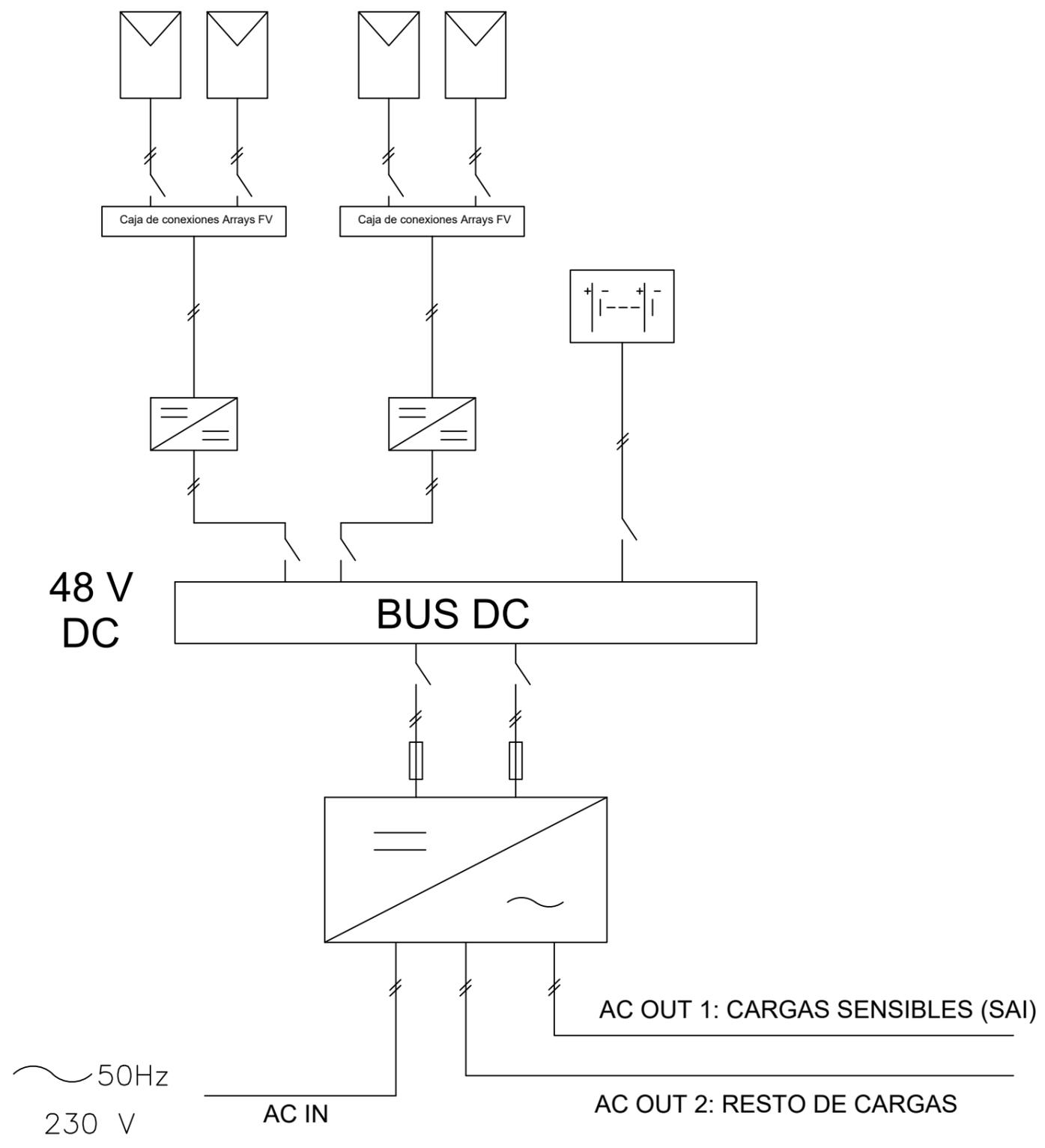
PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

1. Planta de la cubierta y distribución módulos
2. Planta de la cubierta, distribución de módulos y cableado
3. Esquema unifilar conexiones instalación diseñada
4. Esquema unifilar conexiones instalación laboratorio

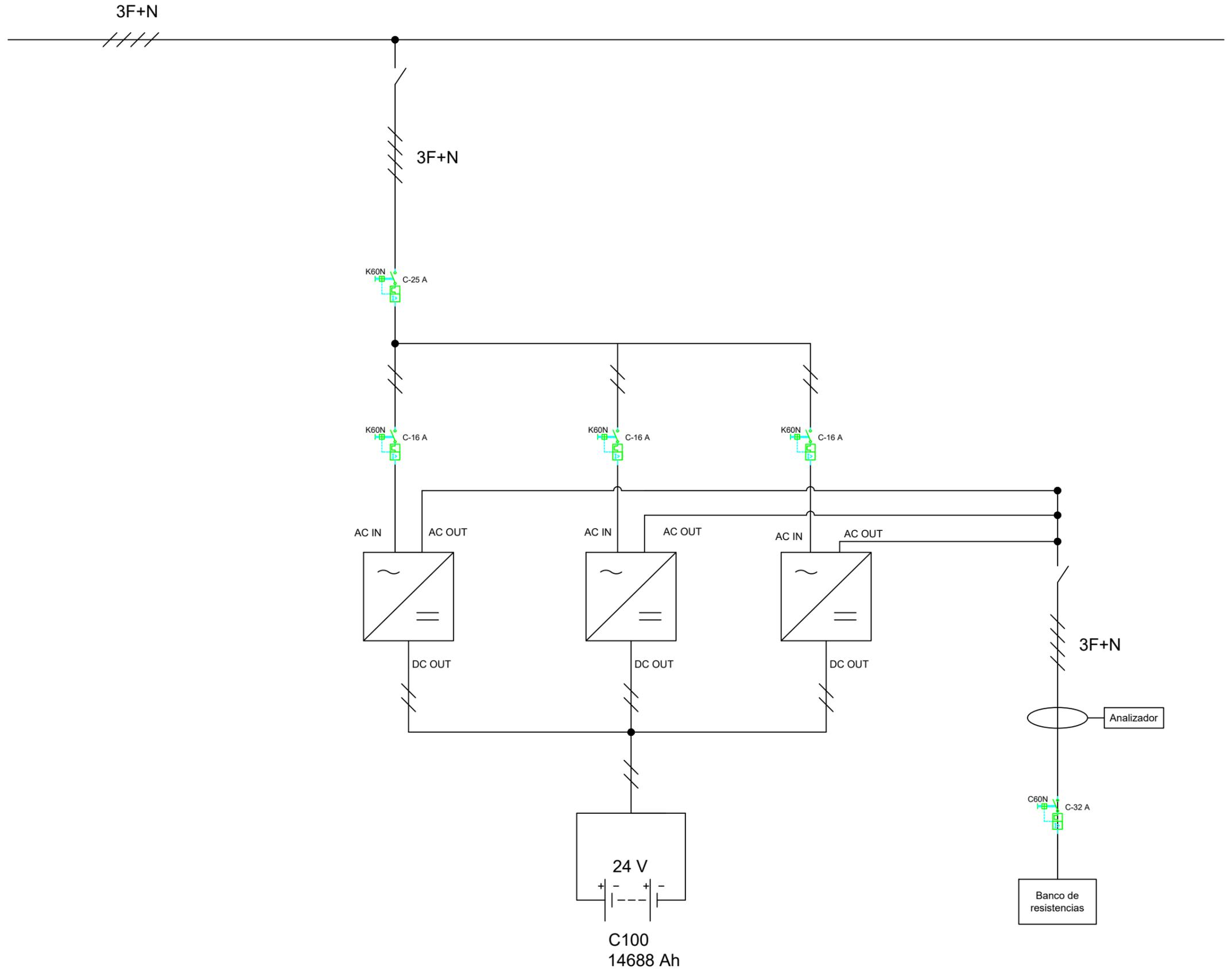






RED ITE

50Hz
400 V



PLIEGO DE CONDICIONES

El pliego de condiciones se ha desarrollado seleccionando y extrayendo los distintos apartados directamente desde los dos siguientes documentos:

- Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de red (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2009).
- Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011).

1. GENERALIDADES

Es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas, en concreto, se destacan:

- 1.1. 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).
- 1.2. Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- 1.3. Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

2. DISEÑO

2.1. Diseño del generador fotovoltaico

- 2.1.1. Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.
- 2.1.2. En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.
- 2.1.3. Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a red (IDAE, 2011).

2.2. Integración arquitectónica

- 2.2.1. En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.
- 2.2.2. Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 2.2.3. Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

3. COMPONENTES Y MATERIALES

3.1. Generalidades.

- 3.1.1. Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 3.1.2. La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 3.1.3. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar averías en la red, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 3.1.4. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 3.1.5. Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 3.1.6. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

3.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

- 3.2.1. Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- 3.2.2. 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.
- 3.2.3. Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:
 - 3.2.3.1. 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 IP65.
 - 3.2.3.2. Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 3.2.3.3. 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 $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

3.2.3.4. 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.

3.2.4. Será deseable una alta eficiencia de las células.

3.2.5. La estructura del generador se conectará a tierra.

3.2.6. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán 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.

3.2.7. Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

3.3. Estructura soporte

3.3.1. Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

3.3.2. La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

3.3.3. 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.

3.3.4. 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.

3.3.5. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación previamente especificado para el generador fotovoltaico.

3.4. Inversores

3.4.1. Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Sin embargo, la función del seguimiento del punto de máxima potencia de los módulos FV será llevada a cabo por el controlador de carga.

3.4.2. Cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente para la inyección de energía a red, en concreto con el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

3.5. Baterías

3.5.1. La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 %.

- 3.5.2. La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.
- 3.5.3. El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:
- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
 - Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.
- 3.6. Controlador de carga
- 3.6.1. Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.
- 3.6.2. La función del seguimiento del punto de máxima potencia de los módulos FV será llevada a cabo por el controlador de carga.
- 3.7. Cableado
- 3.7.1. Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.
- 3.7.2. Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.
- 3.7.3. Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

4. MEDIDAS DE SEGURIDAD

- 4.1. La instalación FV estará equipada con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia instalación, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas.
- 4.2. La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes.

BIBLIOGRAFÍA

Atersa. (s. f.). Recuperado 14 de abril de 2019, de <http://www.atersa.com/es/>

Departamento de Ingeniería Eléctrica, UPV. (2017). *Tema 4: Canalizaciones Eléctricas*.

Recuperado de Diapositivas asignatura Sistemas y Tecnología Eléctricos, DIE, ETSII, Universidad Politécnica de Valencia.

Eurostat. (2019). Renewable energy produced in the EU increased by two thirds in 2007-2017.

Recuperado 4 de marzo de 2019, de Renewable energy statistics - Statistics Explained website: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics#Renewable_energy_produced_in_the_EU_increased_by_two_thirds_in_2007-2017

Figueres Amorós, Emilio. (2014). *Tema 9: Diseño de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red*. Recuperado de Diapositivas asignatura Energía Solar Fotovoltaica y Electrónica de

Potencia, DIE, ETSII, Universidad Politécnica de Valencia.

Fontaras, G., & Samaras, Z. (2010). On the way to 130 g CO₂/km—Estimating the future

characteristics of the average European passenger car. *Energy Policy*, 38(4), 1826-1833. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.059>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2009). *Instalaciones de energía*

solar fotovoltaica [Recurso electrónico-En línea]: pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas en red. Recuperado de

<https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de-instalaciones>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2011). *Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red.*

Recuperado de <https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de-instalaciones>

IRENA. (2017). *IRENA Cost and Competitiveness Indicators: Rooftop solar PV* (International Renewable Energy Agency). Recuperado de <https://www.irena.org/publications/2017/Dec/IRENA-cost-and-competitiveness-indicators-Rooftop-solar-PV>

Main | LG Chem. (s. f.). Recuperado 14 de abril de 2019, de <https://www.lgchem.com/global/main>

Polman, A., Knight, M., Garnett, E., Ehrler, B., & Sinke, W. (2016). Photovoltaic materials: Present efficiencies and future challenges. *Science*, 352(6283). <https://doi.org/10.1126/science.aad4424>

Victron Energy. (s. f.). Recuperado 14 de abril de 2019, de Victron Energy website: <https://www.victronenergy.com.es/>

Zubi, G., Dufo-López, R., Carvalho, M., & Pasaoglu, G. (2018). The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89, 292-308. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.002>

Reales Decretos, Leyes y demás bibliografía jurídica desarrollada por el Estado Español y que sea citada en este trabajo se pueden encontrar en:

ESPAÑA, *Agencia Estatal BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO [Recurso electrónico-En línea]*. Recuperado de <https://www.boe.es/>

Normas UNE citadas en este trabajo se pueden encontrar en:

AENOR INTERNACIONAL, S.A.U., *AENORMás [Recurso electrónico-En línea]* © AENOR, 2018. Recuperado de <http://aenormas.aenor.es/>

CONCLUSIONES

Los objetivos planteados al inicio de este documento se han alcanzado de forma satisfactoria. Por una parte, se ha diseñado una instalación que produce ahorros en la factura eléctrica y reduce emisiones. Estos ahorros y la reducción de emisiones han sido cuantificados en el apartado de “Análisis de la viabilidad económica y de reducción de emisiones”.

Se ha comprobado que, dadas las condiciones actuales relativas a los excedentes de producción del autoconsumo FV, la batería pasa a ser un elemento que reduce la rentabilidad de la inversión, pues supone un gran coste y aporta poco valor añadido (en términos de ahorro en la factura), ya que los excedentes de producción vertidos a red son compensados económicamente. Es decir, la instalación de la batería está supeditada a las funcionalidades requeridas para la instalación, pues es un elemento imprescindible para poder cumplir con la capacidad de funcionamiento en “modo isla”, siendo este otro de los objetivos planteados.

Por otra parte, se ha realizado el testeo del “modo isla” en laboratorio, haciendo uso de unos equipos similares a los seleccionados para el diseño de la instalación de este TFG. Por lo tanto, se cumple también el tercer objetivo de este trabajo, habiendo podido comprobar que los inversores responden adecuadamente ante variaciones de carga, siempre que no se exija cubrir picos que superasen su potencia activa nominal. Además, la conmutación a “modo isla” ha sido realizada de forma automática y lo suficientemente rápida como para que no se detectase el corte de suministro, midiendo cada segundo.

A raíz de los trabajos realizados en este TFG se han abierto dos posibles líneas de trabajo futuras: (1) analizar rentabilidad de las baterías en esta instalación pero atendiendo no solamente a los ahorros en la factura, sino cuantificando también el valor económico asociado a la reducción del riesgo de corte de suministro, un valor que sería distinto en función de la actividad productiva que se realice en el edificio; y (2) profundizar en la utilización de este tipo de instalaciones por parte de un agregador de la demanda, dado que la alta flexibilidad y la posibilidad de gestión remota de una instalación de producción, consumo y almacenamiento como la que se ha diseñado, puede ser aprovechada por este actor emergente del mercado eléctrico.

ANEXOS

ANEXO I. FICHAS TÉCNICAS

- Ficha técnica módulo solar A-300M GS de la marca ATERSA.

Módulos fotovoltaicos para el futuro 

A-xxxM GS (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas	A-300M GS	A-305M GS	A-310M GS
Potencia Máxima (P _{max})	300W	305 W	310 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	33.12 V	33.30 V	33.48 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	9.06 A	9.16 A	9.26 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	40.08 V	40.29 V	40.51 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	9.56 A	9.75 A	9.85 A
Eficiencia del Módulo (%)	18.44	18.74	19.05
Tolerancia de Potencia (W)		0/+5	
Máxima Serie de Fusibles (A)		20	
Máxima Tensión del Sistema (IEC)		DC 1000 V	
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)		45±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% (P_{mp}); ±10% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).
Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Especificaciones mecánicas

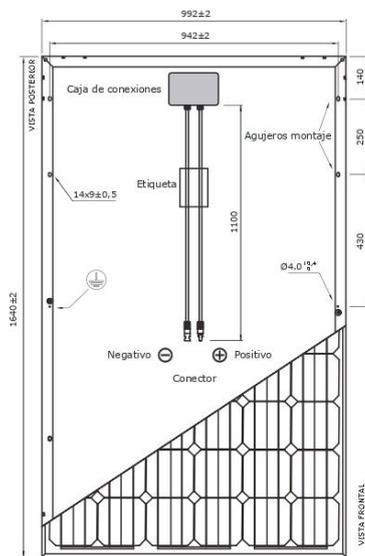
Dimensiones (± 2.0 mm.)	1640x992x35 mm.
Peso (± 0.5 kg)	17.5 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor) (*)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	60 células (6x10)/Monocristalina/156.75x156.75 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP67
Cable (longitud/sección) / Conector	1100 mm./4 mm ² /Compatible MC4

(*) Con capa anti-reflectante

Vista genérica construcción módulo



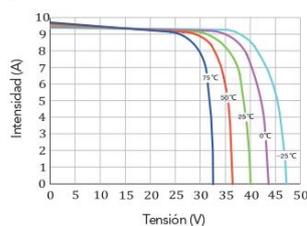
Características de temperatura

Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc})	0.05% /°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc})	-0.32% /°C
Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max})	-0.40% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 °C

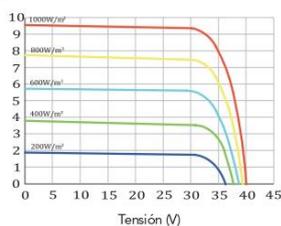
Embalaje

Módulos/palé	30 pzas
Palés/contenedor 40' HQ	28 palés
Módulos/contenedor 40' HQ	840 pzas
Palés/contenedor 20'	12 palés
Módulos/contenedor 20'	360 pzas

Temperatura Varía (A-300M GS)



Irradiación Varía (A-300M GS)



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

www.atersa.com • atersa@elecnor.com
Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430

Revisado: 10/12/18
Ref.: MU-6M 6x10 GS (2)-A (WW)
© Atersa SL, 2014



IEC 61215
IEC 61730



Diseño de un sistema de balance neto mediante gestión de almacenamiento e integración de energía solar fotovoltaica de 6 kW, con capacidad de funcionamiento en modo isla

- Ficha técnica del inversor/cargador Quattro 48/8000/110-100/100-230V de la marca Victron Energy

Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	45 / 50	55	80
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	30 / 30	35	50
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	10 / 20	20	30
CARGADOR					
Tensión de carga de 'absorción' (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
GENERAL					
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temp. de trabajo: -40 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. ² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
NORMATIVAS					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emisiones, Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V: ECE R10-4				
Antiisla	Visite nuestra página web				
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1				
2) Claves de protección:	4) A 25 ° C de temperatura ambiente				
a) cortocircuito de salida	5) Se desconecta sin hay fuente CA externa disponible				
b) sobrecarga	6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como				
c) tensión de la batería demasiado alta	función de alarma general, subtensión CC o arranque del generador				
d) tensión de la batería demasiado baja	Capacidad nominal CA 230 V/4 A				
e) temperatura demasiado alta	Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC				
f) 230 VCA en la salida del inversor					
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta					



Panel Digital Multi Control

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.

Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Color Control GX

Monitorear y controlar, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).



Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEC.configure](#))



Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marítima NMEA2000. Consulte o [guía de integração NMEA2000 e MFD](#)



Monitor de baterías BMV-700

El monitor de baterías BMV-700 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar con exactitud el estado de la carga de la batería. El BMV-700 muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería.

- Ficha técnica del controlador de carga solar SmartSolar Charge Controller MPPT 250/60 de la marca Victron Energy.



Ultra-fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a clouded sky, when light intensity is changing continuously, an ultra-fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30% compared to PWM charge controllers and by up to 10% compared to slower MPPT controllers.

Advanced Maximum Power Point Detection in case of partial shading conditions

If partial shading occurs, two or more maximum power points may be present on the power-voltage curve.

Conventional MPPTs tend to lock to a local MPP, which may not be the optimum MPP.

The innovative SmartSolar algorithm will always maximize energy harvest by locking to the optimum MPP.

Outstanding conversion efficiency

No cooling fan. Maximum efficiency exceeds 99%.

Flexible charge algorithm

Fully programmable charge algorithm (see the software page on our website), and eight pre-programmed algorithms, selectable with a rotary switch (see manual for details).

Extensive electronic protection

Over-temperature protection and power derating when temperature is high.

PV short circuit and PV reverse polarity protection.

PV reverse current protection.

Internal temperature sensor

Compensates absorption and float charge voltage for temperature.

Bluetooth Smart built-in: dongle not needed

The wireless solution to set-up, monitor and update the controller using Apple and Android smartphones, tablets or other devices.

VE.Direct

For a wired data connection to a Color Control GX, other GX products, PC or other devices

Remote on-off

To connect for example to a VE.BUS BMS.

Programmable relay

Can be programmed (a.o. with a smartphone) to trip on an alarm, or other events.

Optional: pluggable LCD display

Remove the seal that protects the plug on the front of the controller, and plug-in the display.



SmartSolar Charge Controller MPPT 250/100-Tr with optional pluggable display



SmartSolar Charge Controller MPPT 250/100-MC4 without display

SmartSolar Charge Controller	MPPT 250/60	MPPT 250/70	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Battery voltage	12 / 24 / 48V Auto Select (software tool needed to select 30V)			
Rated charge current	60A	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	860W	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	1720W	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	3440W	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current 2)	35A (max 30A per MC4 conn.)		70A (max 30A per MC4 conn.)	
Maximum PV open circuit voltage	250V absolute maximum coldest conditions 245V start-up and operating maximum			
Maximum efficiency	99%			
Self-consumption	Less than 35mA @ 12V / 20mA @ 48V			
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 1.44 / 28.8 / 43.2 / 57.6V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge voltage 'float'	Default setting: 1.38 / 27.6 / 41.4 / 55.2V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)			
Charge algorithm	multi-stage adaptive			
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C			
Protection	Battery reverse polarity (fuse, not user accessible) PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature			
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)			
Humidity	95%, non-condensing			
Data communication port	VE.Direct or Bluetooth			
Remote on/off	Yes (2 pole connector)			
Programmable relay	DPST AC rating: 240VAC/ 4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC			
Parallel operation	Yes (not synchronized)			
ENCLOSURE				
Colour	Blue (RAL 5012)			
PV terminals 3)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Two sets of MC4 connectors (MC4 models 250/60 and 250/70) Three sets of MC4 connectors (MC4 models 250/85 and 250/100)			
Battery terminals	35 mm ² / AWG2			
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)			
Weight	3 kg		4,5 kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 MC4 models: 215 x 250 x 95		Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
STANDARDS				
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2			
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power to the stated maximum.				
1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start.				
Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1V.				
2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller.				
3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels.				
Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)				

- Ficha técnica de las baterías RESU3.3 de la marca LG Chem.





Change Your Energy, Charge Your Life

48V



Models	RESU3.3	RESU6.5	RESU10
Total Energy [kWh]	3.3	6.5	9.8
Usable Energy [kWh]	2.9	5.9	8.8
Capacity [Ah]	63	126	189
Nominal Voltage [V]	51.8	51.8	51.8
Voltage Range [V]	42.0-58.8	42.0-58.8	42.0-58.8
Max Power [kW]	3.0	4.2	5.0
Peak Power [kW] (for 3 sec.)	3.3	4.6	7.0
Dimension [W x H x D, mm]	452 x 401 x 120	452 x 654 x 120	452 x 483 x 227
Weight [kg]	31	52	75
Enclosure Protection Rating	IP55		
Communication	CAN 2.0 B		
Certificates	Cell	UL1642	
	Product	CE / RCM / TUV (IEC 62619) / UL1973	

Compatible Inverter Brands : SMA, Solax, Sungrow, Schneider, Ingeteam, GoodWe, Redback, Victron Energy (As of 3Q 2016, More brands to be added)

- Ficha técnica del dispositivo de control y monitorización Color Control GX

Color Control GX

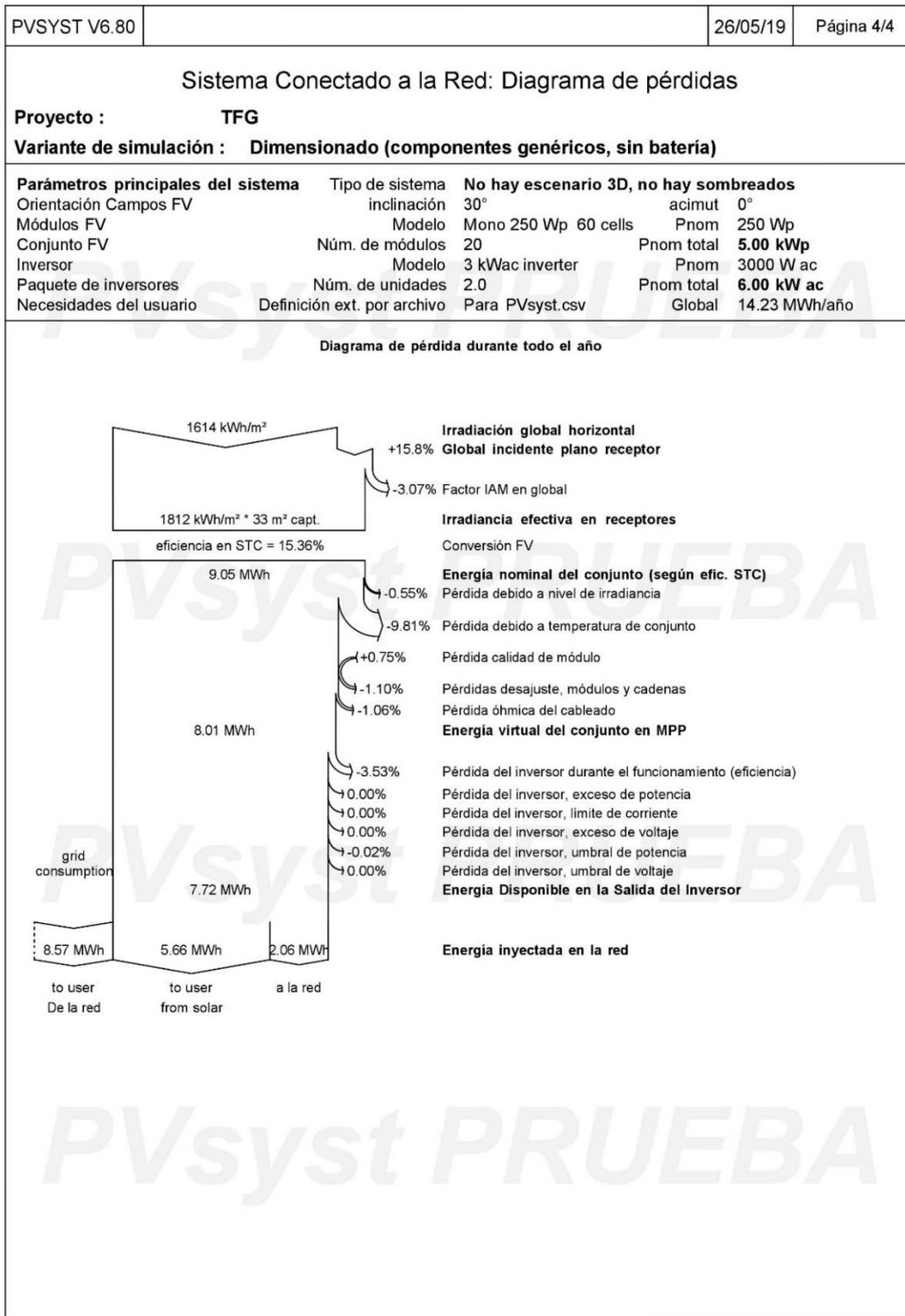
Versión de firmware v2.04

www.victronenergy.com

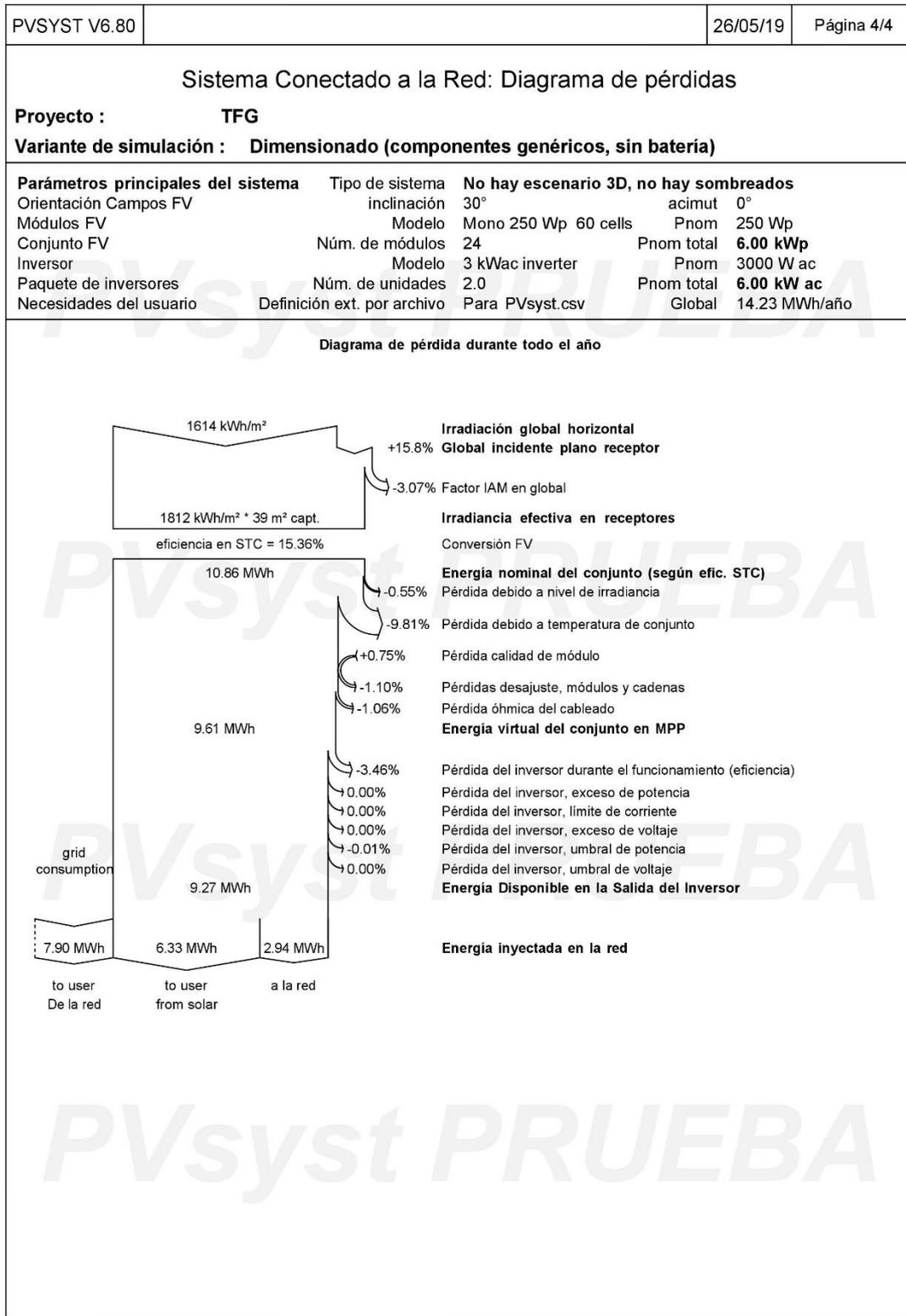
Color Control GX			
Rango de tensión de la fuente de alimentación	8 – 70V CC		
Consumo de corriente	12V CC	24V CC	48V CC
Pantalla apagada	140mA	80mA	40mA
Pantalla intensidad mínima	160mA	90mA	45mA
Pantalla intensidad máxima	245mA	125mA	65mA
Contacto sin tensión	3A / 30V DC / 250V AC (Normally open)		
Puertos de comunicaciones			
VE.Direct	2 puertos VE.Direct separados – aislados		
VE.Can	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
VE.Bus	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
USB	2 puertos host USB – no aislados		
Ethernet	Toma RJ 45 10/100/1000MB – aislada excpto apantallado		
Interfaz de terceros			
Modbus-TCP	Utilice el Modbus-TCP para controlar todos los productos conectados al Color Control GX		
JSON	Utilice el VRM JSON API para obtener datos del Portal VRM		
Otros			
Dimensiones externas (al x an x p)	130 x 120 x 28mm		
Rango de temperatura de trabajo	-20 a +50°C		
Normativas			
Seguridad	EN 60950-1:2005+A1:2009+A2:2013		
EMC	EN 61000-6-3, EN 55014-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1, EN 55014-2		
Sector de la Automoción	E4-10R-053535		

ANEXO II. SIMULACIONES EN SOFTWARE PVSYS

- Simulación 5 kW con componentes genéricos y sin batería.



- Simulación 6 kW con componentes genéricos y sin batería.



- Simulación 7 kW con componentes genéricos y sin batería.

